

**FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE**

**ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE ALTERAÇÃO DA REN 482/2012 NA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

ALAN MARCOS FERREIRA DIAS SALES

CAMPO GRANDE

2020

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO DO SUL
FACULDADE DE ENGENHARIAS, ARQUITETURA E URBANISMO E GEOGRAFIA
MESTRADO PROFISSIONAL EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

**ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS DE ALTERAÇÃO DA REN 482/2012 NA
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

ALAN MARCOS FERREIRA DIAS SALES

Dissertação apresentada ao Curso do Mestrado Profissional em Eficiência Energética e Sustentabilidade apresentada na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, como requisito para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade, na área de concentração Eficiência Energética.

Orientadora: Profa. Dra. Andréa Teresa Riccio Barbosa

CAMPO GRANDE

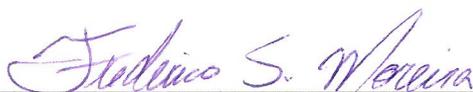
2020

FOLHA DE APROVAÇÃO

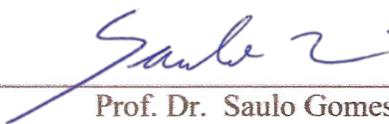
Redação final do Trabalho de Conclusão Final de Curso defendida por **Alan Marcos Ferreira Dias Sales**, aprovada pela Comissão Julgadora em 16 de julho de 2020, na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul para obtenção do título de Mestre em Eficiência Energética e Sustentabilidade.



Prof. Dra. Andréa Teresa Riccio Barbosa – Orientador
FAENG/UFMS



Prof. Dr. Frederico Silva Moreira – Membro Titular
FAENG/UFMS



Prof. Dr. Saulo Gomes Moreira – Membro Titular
FAENG/UFMS

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus, aos meus pais, à minha querida e paciente esposa. Dedico também a todos os professores comprometidos com o desenvolvimento da sociedade por meio da construção do saber.

AGRADECIMENTO

Agradeço a Deus pela vida, pelo sustento e pela capacidade de aprender, sem os quais não seria possível realizar esta pesquisa. Agradeço ao meu pai por me propiciar um alicerce sólido para enfrentar todas as intempéries da vida. Agradeço à minha mãe por ser companheira e conselheira em todos os momentos. Agradeço profundamente à minha esposa por estar presente em todos os momentos e não medir esforços para o bem do nosso casamento.

EPÍGRAFE

“Um dos criminosos que estavam crucificados ali insultava Jesus, dizendo:

— Você não é o Messias? Então salve a você mesmo e a nós também!

Porém o outro o repreendeu, dizendo:

— Você não teme a Deus? Você está debaixo da mesma condenação que ele recebeu. A nossa condenação é justa, e por isso estamos recebendo o castigo que nós merecemos por causa das coisas que fizemos; mas ele não fez nada de mau. Então disse:

— Jesus, lembre-se de mim quando o senhor vier como Rei!

Jesus respondeu:

— Eu afirmo a você que isto é verdade: hoje você estará comigo no paraíso.” Lucas 23.39-43

RESUMO

A Resolução Normativa REN 482/2012-ANEEL estabelece que os consumidores de energia elétrica, que geram a sua própria energia (prosumidores), devam ser cobrados pelo consumo líquido, que é a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede, além do custo de disponibilidade. Entretanto, estão em discussão 6 alternativas de alteração dessa atual resolução, com a implementação de tarifa binômia, que podem impactar o avanço da Geração Distribuída Fotovoltaica (GD FV) no Brasil. Essa modalidade tarifária consiste em cobrar desses prosumidores, além do custo de disponibilidade e o consumo líquido atuais, a tarifa de uso do fio, que varia conforme a alternativa. O objetivo desse trabalho é analisar qual seria o impacto de cada alternativa no Brasil, nas 130.130 unidades consumidoras (UC) com GD FV instaladas até 31/12/2019. A metodologia utilizada consistiu em analisar a viabilidade econômica dessas UCs, calculando os indicadores VPL, TIR e *Payback* Descontado para cada uma das 6 alternativas propostas. Os resultados encontrados mostram um decremento em todos esses indicadores, à medida que se altera a alternativa analisada. Destaca-se que na opção menos onerosa para o prosumidor (Alternativa 1), há uma piora de 43% no VPL, de 31% na TIR e de 47% no *Payback* Descontado e, na opção mais onerosa (Alternativa 5), de 95%, 82% e 193%, respectivamente, em relação à atual situação. Estima-se que haveriam cerca de 74 mil unidades consumidoras desistentes na implementação da Alternativa 5, representando cerca de R\$ 2,5 bilhões que não seriam investidos em GD. Os principais consumidores impactados seriam aqueles com até 5 kW de potência instalada.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica, Impacto Regulatório, Tarifa Binômia, Política Energética.

ABSTRACT

Normative Resolution REN 482/2012-ANEEL establishes that electricity consumers, who generate their own energy (consumers), must be billed for net consumption, which is the difference between the energy consumed and the energy injected into the network, in addition to availability cost. However, 6 alternatives to change this current resolution are being discussed, with the implementation of a binomial tariff (two-part tariff), which may impact the advance of Distributed Photovoltaic Generation (DG PV) in Brazil. This tariff modality consists of bill these consumers, in addition to the current availability cost and net consumption, the wire usage tariff, which varies according to the alternative. The objective of this work is to analyze what would be the impact of each alternative in Brazil, in the 130,130 consumer units (UC) with DG PV installed until 12/31/2019. The methodology used consisted of analyzing the economic viability of these UCs, calculating the NPV, IRR and Discounted Payback indicators for each of the 6 proposed alternatives. The results found show a decrease in all of these indicators, as the analyzed alternative changes. It is noteworthy that in the least expensive option for the consumer (Alternative 1), there is a 43% worsening in NPV, 31% in IRR and 47% in Discounted Payback and, in the most expensive option (Alternative 5), 95 %, 82% and 193%, respectively, in relation to the current situation. It is estimated that about 74 thousand consumer units would not install GD with the implementation of Alternative 5, representing about R \$ 2.5 billion that would not be invested in DG. The main impacted consumers would be those with up to 5 kW of installed power.

Key words: Photovoltaic Distributed Generation, Regulatory Impact, Binomial Tariff, Energy Policy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição Percentual da Tarifa de Energia.....	14
Figura 2 – Tarifas Médias no Brasil (R\$/MWh)	15
Figura 3 - Evolução dos Custos das Células Fotovoltaicas em dólar/watt.....	18
Figura 4 - Número de Micro e Minigeradores até 31/12/2019.....	20
Figura 5 - Distribuição da Matriz de GD em MW.	21
Figura 6 – Visão do SISGD.....	22
Figura 7 – Visão Detalhada do SISGD.....	22
Figura 8 – Linha do tempo das discussões em torno da REN 482/2012.....	23
Figura 9 – Distribuição dos custos da tarifa de Energia Elétrica.....	25
Figura 10 - Alternativas propostas pela NT 62/2018.	26
Figura 11 – Composição da Tarifa Binômia.	27
Figura 12 - Projeção de Conexões em GD até 2024.	28
Figura 13 - Aumento Médio das Tarifas em Todas as Distribuidoras Devido à GD.	29
Figura 14 - Modalidade Convencional.	32
Figura 15 - Modalidade Horária Branca.....	33
Figura 16 – Tarifa Branca conforme horas do dia, sendo as siglas HFP (Horário Fora de Ponta), HI-1 (Hora Intermediária 1), HP (Horário de Ponta) e HI-2 (Hora Intermediária 2).....	34
Figura 17 - Modalidade Horária do Grupo A.	34
Figura 18 – VPL x TIR.....	40
Figura 19 – Campo do SISGD que podem ser filtrados.....	45
Figura 20 – Visões interativas no SISGD de GD FV no MS.	46
Figura 21 – Distribuição percentual da matriz de GD, conforme tipo de fonte energética.....	51
Figura 22 – Tratamento dos dados do SISGD.....	54
Figura 23 – Valores por faixa de potência instalada (R\$/kW)	55
Figura 24 – Esquema de Cálculo da Tarifa do Grupo B.	60
Figura 25 – Esquema de Cálculo da Tarifa do Grupo A.	63
Figura 26 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado – Exemplo Subgrupo B1.....	65
Figura 27 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado – Exemplo Subgrupo A4.	65
Figura 28 – Composição do Fluxo de Caixa Descontado no VPL – Exemplo Subgrupo B1. .	66
Figura 29 – Composição do Fluxo de Caixa Descontado no VPL – Exemplo Subgrupo A4. .	67
Figura 30 – Índice de Lucratividade (VPL/I ₀) por faixa de potência.	68

Figura 31 – Índice de Lucratividade em cada Alternativa, por Subgrupo.....	75
Figura 32 – Índice de Lucratividade em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada. ..	75
Figura 33 – TIR em cada Alternativa, por de Subgrupo.	77
Figura 34 – TIR em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada.....	77
Figura 35 – <i>Payback</i> Descontado em cada Alternativa, por de Subgrupo.	79
Figura 36 – <i>Payback</i> Descontado em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada.....	80
Figura 37 – Evolução de UCs por Alternativa.	81
Figura 38 – Curva do Pato em um dia típico de primavera na Califórnia.	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo de Disponibilidade de Energia Elétrica	25
Tabela 2 – Cálculo da Tarifa Binômica considerando a Alternativa 0 e a Alternativa 1.	27
Tabela 3 – kWh faturado em cada alternativa de um cliente que gera 400kWh e consome 500kWh.	28
Tabela 4 – Tempo de Retorno de Investimento de uma Instalação FV-GD.....	30
Tabela 5 – Subgrupos do Grupo A.	31
Tabela 6 – Subgrupos do Grupo B.	32
Tabela 7 - Adicionais das Bandeiras Tarifárias.....	36
Tabela 8 – Fluxos de Caixa de um Sistema Fotovoltaico.	38
Tabela 9 – Produtividade dos sistemas fotovoltaicos por distribuidora – exemplos.....	42
Tabela 10 – Filtros do SISGD.	46
Tabela 11 – Fluxo de Caixa considerando a Tarifa de Uso do Fio	49
Tabela 12 – Indicadores Financeiros com a Regra Atual e Proposta.	50
Tabela 13 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por tipo de classe.....	51
Tabela 14 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por subgrupo.	52
Tabela 15 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por Faixa de Potência.....	53
Tabela 16 – Premissas e Restrições adotadas na pesquisa	54
Tabela 17 – Exemplo de cálculo do Investimento Inicial no SISGD.....	56
Tabela 18 – Investimentos Iniciais conforme faixa de potência	56
Tabela 19 – Projeção para o IPCA – Banco Central do Brasil.....	57
Tabela 20 – Média de Energia Faturada das UCs sem GD FV do Grupo B.	58
Tabela 21 - Ranking de Tarifas do Subgrupo B1 – Exemplos.....	59
Tabela 22 - Tarifas do Sistema de Apoio à Decisão com Impostos – Exemplos Grupo B.	60
Tabela 23 – Resumo de receita mensal no Grupo B.	61
Tabela 24 – Resumo de receita mensal no Grupo A.	62
Tabela 25 – Fluxos de Caixa de um Sistema Fotovoltaico.....	63
Tabela 26 – Fluxo de Caixa da GD FV – Exemplo Subgrupo B1.	64
Tabela 27 – Fluxo de Caixa da GD FV – Exemplo Subgrupo A4.	64
Tabela 28 – VPL da GD FV – Exemplos Subgrupos B1 e A4.....	66
Tabela 29 – Resumo do VPL por Subgrupo.....	67
Tabela 30 – Resumo do VPL por faixa de Potência Instalada.	68
Tabela 31 – Resumo de instalações com VPL negativo.....	69

Tabela 32 – Resumo da TIR por Subgrupo.	69
Tabela 33 – Resumo da TIR por faixa de Potência Instalada.	70
Tabela 34 – Resumo do <i>Payback</i> Descontado por Subgrupo.	71
Tabela 35 – Resumo do <i>Payback</i> Descontado por faixa de Potência Instalada.	71
Tabela 36 – Regulamentação atual VPL, TIR e <i>Payback</i> Descontado.	72
Tabela 37 – Resumo do VPL por Subgrupo nas 6 alternativas.	73
Tabela 38 – Resumo do VPL por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.	73
Tabela 39 – Resumo do VPL/I ₀ por Subgrupo nas 6 alternativas.	74
Tabela 40 – Resumo do VPL/I ₀ por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.	74
Tabela 41 – Resumo da TIR por Subgrupo nas 6 alternativas.	76
Tabela 42 – Resumo da TIR por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.	76
Tabela 43 – Resumo do <i>Payback</i> Descontado por Subgrupo nas 6 alternativas.	78
Tabela 44 – Resumo do <i>Payback</i> Descontado por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.	79
Tabela 45 – Consolidação dos Indicadores Financeiros nas 6 Alternativas.	80
Tabela 46 – Evolução de UCs sem atratividade por Subgrupo e por Alternativa.	82
Tabela 47 – Evolução de UCs sem atratividade por Faixa de Potência e por Alternativa	82
Tabela 48 – Soma de I ₀ por Subgrupo e por Alternativa, com o VPL/I ₀ negativo.	83
Tabela 49 – Soma de I ₀ por Faixa de Potência e por Alternativa, com o VPL/I ₀ negativo.	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEA	<i>Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives</i>
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COC	Custo de Oportunidade do Capital
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CONFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CP	Consulta Pública
CPF	Cadastro Pessoa Física
ENEL	<i>Ente nazionale per l'energia elettrica</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FIT	<i>Feed-in Tariffs</i>
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GD FV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HFP	Horário Fora de Ponta
HI	Horário Intermediária
HP	Horário de Ponta
I_0	Investimento Inicial
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviço
IEA	<i>International Energy Agency</i>
ISE	<i>Institut für Solare Energiesysteme</i>
LETI	<i>Laboratoire d'électronique des technologies de l'information</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NT	Nota Técnica

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Incentivo Social
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISGD	Sistema de Registro da Geração Distribuída
TD	Taxa de Desconto
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
SAD	Sistema de Apoio à Decisão
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	10
1.1. OBJETIVO GERAL.....	14
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
1.3. JUSTIFICATIVA.....	14
1.4. DIVISÃO DOS TÓPICOS.....	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1. HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.1.1. <i>TECNOLOGIA</i>	17
2.1.2. <i>REGULAÇÃO</i>	18
2.2. PANORAMA INTERNACIONAL.....	19
2.3. PANORAMA NACIONAL.....	20
2.4. PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DA REN 482/2012.....	23
2.4.1. <i>TARIFA BINÔMIA</i>	24
2.5. PERSPECTIVAS PARA O BRASIL.....	28
2.6. MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO.....	30
2.6.1. <i>GRUPO A</i>	30
2.6.2. <i>GRUPO B</i>	31
2.6.3. <i>MODALIDADE CONVENCIONAL</i>	32
2.6.4. <i>MODALIDADE HORÁRIA</i>	32
2.6.5. <i>BANDEIRAS TARIFÁRIAS</i>	35
2.6.6. <i>CARGA TRIBUTÁRIA</i>	36
2.7. INDICADORES FINANCEIROS.....	37
2.7.1. <i>VALOR PRESENTE LÍQUIDO</i>	37
2.7.2. <i>TAXA INTERNA DE RETORNO</i>	39
2.7.3. <i>PAYBACK DESCONTADO</i>	40
2.7.4. <i>UTILIZAÇÃO DOS INDICADORES</i>	41
2.8. PRODUTIVIDADE DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	41
3. METODOLOGIA DE PESQUISA	43
3.1. DELINEAMENTO DA PESQUISA.....	43
3.1.1. <i>NATUREZA DA PESQUISA</i>	43
3.1.2. <i>FINALIDADE DA PESQUISA</i>	44
3.1.3. <i>OBJETIVOS DA PESQUISA</i>	44
3.2. MÉTODO.....	44
3.2.1. <i>DEFINIR SISTEMA FOTOVOLTAICO TÍPICO</i>	45

3.2.2	CALCULAR OS INDICADORES FINANCEIROS DE ACORDO COM A REGRA ATUAL E	
REGRA PROPOSTA	48
3.2.3	COMPARAR CENÁRIOS.....	49
3.2.4	ANÁLISE DE VIABILIDADE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE CADA CENÁRIO.....	50
4.	RESULTADOS.....	51
4.1.	SISTEMA TÍPICO.....	51
4.2.	CALCULO DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA VIGENTE.....	53
4.2.1.	PREMISSAS E RESTRIÇÕES.....	53
4.2.2.	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	55
4.2.3.	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	69
4.2.4.	PAYBACK DESCONTADO.....	70
4.2.5.	ANÁLISE DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA VIGENTE.....	71
4.3.	CÁLCULO DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA PROPOSTA.....	73
4.3.1.	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	73
4.3.2.	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	76
4.3.3.	PAYBACK DESCONTADO.....	78
4.3.4.	VPL/ I_0 , TIR E PAYBACK DESCONTADO CONSOLIDADOS.....	80
5.	DISCUSSÃO.....	85
6.	CONCLUSÃO.....	89
	REFERÊNCIAS.....	91
7.	APÊNDICE 1.....	97

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no mundo vem crescendo ao longo dos anos (IEA, 2017) e no Brasil cresceu cerca de 191% de 1995 até 2017, com um total de 465 TWh (EPE, 2018). Para que essa demanda de consumo seja suprida, é necessário que exista capacidade de geração suficiente (BRASIL, 2004).

A energia elétrica advém de diversas fontes naturais: combustíveis fósseis, fontes hidráulicas, sol, ventos, carvão, gás natural, entre outras (IEA, 2017). Por conta dessa crescente exploração, o custo para se aumentar a capacidade instalada utilizando grandes centrais de geração é elevado (REZENDE, 2015). Com isso a busca por soluções energéticas com custos menores e com maiores eficiências está no centro de discussão de diversos atores do setor energético, conforme apontado por EID *et al.* (2014).

Em contrapartida a esse aumento da demanda, está a crescente preocupação com a degradação do meio ambiente (SALDANHA, 2013). A questão ambiental, também chamada de desenvolvimento sustentável, está inserida nas discussões de aumento de capacidade instalada de energia elétrica, visto que todas as fontes supracitadas causam diversas alterações no ambiente em que são realizadas. Por exemplo, essas alterações variam desde a poluição visual e sonora causada pela exploração eólica de energia, até as grandes alterações estruturais no entorno das usinas hidrelétricas (DUPONT, GRASSI e ROMITT, 2015).

Diante desse conflito, entre desenvolvimento sustentável e aumento do consumo de energia elétrica, diversas alternativas são constantemente pesquisadas, com vistas a disponibilizar mais energia e/ou reduzir o seu consumo, com custos cada vez menores e com o mínimo de interferência no meio ambiente (DUPONT, GRASSI e ROMITT, 2015). Dentre essas alternativas, é possível citar as fontes de energia renováveis, o uso eficiente da energia elétrica, o aumento da eficiência dos equipamentos elétricos e o uso da Geração Distribuída (GD) (OLIVEIRA, 2006; BATISTA 2013; OLIVEIRA, 2017).

A GD consiste basicamente em utilizar as fontes energéticas disponíveis no local, ou próximas ao local, onde a energia elétrica é consumida (ACKERMANN, ANDERSSON e SÖDER, 2001). Dentre as vantagens da utilização da GD, é possível citar a redução dos custos de transmissão, a redução da necessidade de construir grandes usinas geradoras que possuem custo inicial de investimento elevado, o incentivo ao uso de fontes alternativas de energia (solar e eólica, por exemplo) e a disponibilização de energia elétrica em regiões de difícil acesso onde o Sistema Interligado Nacional (SIN) não atende (LOPES, FERNANDES e MUCHALUAT-SAADE, 2015).

O setor elétrico nacional é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia federal ligada ao Ministério de Minas e Energia - MME (BRASIL, 1996). Até o ano de 2012 a GD não era regulamentada, de modo que os consumidores poderiam somente consumir energia comercializada pela distribuidora (chamado de Mercado Cativo) ou utilizar a rede da distribuidora para o transporte de energia elétrica adquirida diretamente dos geradores (chamado de Mercado Livre) (BRASIL, 2012a). Com a publicação da Resolução 482/2012, atualizada em 2015 pela Resolução 685/2015 (BRASIL, 2015), foi possível que os consumidores que quisessem produzir energia, também chamados de prosumidores, pudessem fazê-lo com amparo legal.

Desde a publicação da Resolução 482/2012, a quantidade de prosumidores conectados ao SIN por meio da GD, até dezembro/2019, cresceu de 0 a 10.561 unidades conectadas, com uma carga instalada de 114,7 MW (BRASIL, 2017c). Conforme exposto pelo mesmo autor, a energia solar fotovoltaica se mostra como principal responsável por esse crescimento, visto que 80,7 MW da carga instalada de GD é proveniente desta fonte, representando mais de 70% da carga instalada.

Esse crescimento foi sustentado por diversos fatores, dentre eles pode-se citar os seguintes: a Resolução 482/2012 que implementou o modelo de tarifação chamado de crédito de energia (BRASIL, 2012a), a alta radiação solar no Brasil (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017), a redução dos custos para instalação da Geração Distribuída Fotovoltaica (GD FV) (ECONOMIST, 2012) e o aumento da eficiência dos equipamentos relacionados a essa tecnologia (NREL, 2018).

Com relação ao modelo tarifário atual para a GD, a tarifa incide sobre o consumo de energia elétrica dos clientes ou prosumidores pela soma de duas parcelas, quais sejam, o consumo líquido de energia e o custo de disponibilidade da distribuidora (BRASIL, 2012a; BRASIL, 2015). O consumo líquido é a diferença entre a energia efetivamente consumida e a que foi gerada pela UC no período de apuração. Por sua vez, o custo de disponibilidade é o mínimo de energia, em kWh, que será cobrada pelas concessionárias referente à disponibilização da rede de distribuição pronta para utilização. Caso a energia gerada seja superior à energia consumida, o saldo remanescente é transferido para ser abatido nas próximas faturas, sendo esse denominado Crédito de Energia¹.

Em relação à alta incidência de radiações solares, em comparação a outros países, no Brasil isso ocorre em toda sua superfície, notadamente na região Nordeste, visto que o clima

¹ Chamado também Sistema de Compensação de Energia Elétrica ou *net metering*.

tropical é predominante no país (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). A incidência solar na região Sul, a menor no Brasil, é maior do que a região com a mais alta incidência da Alemanha (SOLARGIS, 2018), a qual produziu em 2017 cerca de 40 TWh de sua energia por meio da energia solar (FRAUNHOFER-ISE, 2017), representando 7,2 % de sua matriz, contra os 832 GWh produzidos pelo Brasil por meio da mesma fonte, representando menos de 1% na matriz energética nacional (BRASIL, 2018c). De acordo com o mesmo autor, a matriz elétrica nacional é predominantemente hidráulica, representando 62,5 % da capacidade instalada. Dessa forma, exclusivamente sob a ótica da radiação solar, fica evidente o grande potencial de crescimento desse setor no país.

Ainda no bojo das razões para o crescimento da GD FV tem-se a redução dos custos com as células fotovoltaicas mais comercializadas, os quais caíram cerca de 99,6% desde 1977 (ECONOMIST, 2012). Todavia, sua eficiência não aumentou tão exponencialmente como a sua redução do custo (NREL, 2018). Conforme expõe o mesmo autor, desde 1984, houve um aumento de eficiência de 14% para 18% nas células fotovoltaicas. Entretanto, já foram desenvolvidas células em laboratório com eficiência de 46% (NREL, 2018), fato que pode indicar uma melhora na eficiência das células comerciais.

Portanto, com a soma dos efeitos da redução dos valores das células e o aumento da eficiência esperada para os próximos anos, é possível constatar que o crescimento da GD FV tende a não encontrar óbice na tecnologia e no seu respectivo custo.

Contudo, o crescimento do mercado de GD trouxe consigo um aumento nas discussões acerca do modelo tarifário a ser adotado para os prosumidores (BRASIL, 2017a). Isso acontece porque, segundo os propositores dessas discussões, o modelo de crédito de energia não é suficiente para custear as despesas das redes de distribuição, a chamada tarifa de uso do fio² (KOZEN e ANDRADE, 2016; GUIMARÃES, 2017).

Como retorno a essa discussão, em 05/07/2017 (BRASIL, 2017a), o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública Número 33 de 2017 (CP 33). Durante o período em que esteve aberta, ela recebeu cerca de 215 contribuições (BRASIL, 2017b). Dentre os temas discutidos, o tópico que diz respeito a tarifação binômia (BRASIL, 2017b) foi o que mais recebeu contribuições, dos mais diversos agentes.

Após a CP 33, a ANEEL abriu as Consultas Públicas 10/2018 (CP 10) e 25/2019 (CP 25) e as Audiências Públicas 01/2018 (AP 01) e 40/2019 (AP 40), com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à GD, estabelecidas pela Resolução

² Nome dado à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), também chamada de “tarifa fio”.

Normativa nº 482/2012. Nesse interim, a ANEEL apresentou um conjunto de seis alternativas para o sistema de compensação de energia, que serão detalhadas na seção 2.4.1 – Tarifa Binômica (BRASIL, 2018h). A previsão da agência era, já em 2020, ter uma nova forma de compensação de energia para GD, no texto da REN 482/2012. Contudo, devido à grande repercussão, as alterações foram suspensas.

De acordo com Kozen e Andrade (2016), caso a tarifa binômica seja implantada no Brasil, ocorrerá uma redução significativa na expansão do mercado de GD FV, pois tem-se o grande aumento no tempo de retorno do investimento (*payback*) dos prosumidores. Estudos feitos pelos mesmos autores em 10 áreas de concessão atendidas por distribuidoras que possuem o maior número de conexões registrado até março de 2015 mostraram que, ao se implementar a cobrança binomial, praticamente se inviabiliza o investimento de 100% dos clientes ou prosumidores dessas distribuidoras.

Portanto, deve-se considerar que a tarifa binômica, a ser destacado como objeto de estudo deste trabalho, possui grande relevância no cenário nacional, pois sua implementação célere, da forma como está proposta, pode impactar os investimentos já realizados em GD, bem como inviabilizar a entrada de novas conexões de GD no mercado. Assim sendo, é preciso aprimorar a discussão a respeito de uma alteração regulatória dessa modalidade de geração, utilizando-se de subsídios cientificamente embasados, bem como considerar melhores práticas adotadas em outros países em que a GD está consolidada para elaborar uma solução regulatória mais sustentável para o setor elétrico nacional.

Com o que foi exposto até aqui, levanta-se o seguinte questionamento, problemática central dessa pesquisa científica: Qual é o impacto da alteração da regulamentação no Brasil na consolidação da GD?

1.1. OBJETIVO GERAL

Analisar o impacto das propostas de alteração da REN 482/2012 para os produtores de GD FV no Brasil.

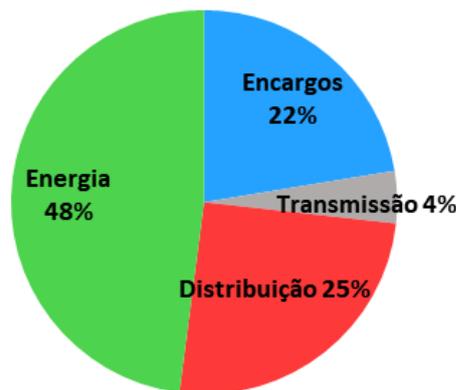
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Avaliar o contexto atual da geração distribuída no Brasil;
- Analisar as propostas de nova regulamentação para a GD no Brasil;
- Simular indicadores financeiros (VPL, TIR e *Payback* Descontado), para cada Unidade Consumidora, do cenário atual e dos cenários propostos pela nova regulamentação;
- Compilar e analisar os resultados encontrados na simulação.

1.3. JUSTIFICATIVA

Conforme salienta Oliveira (2017), “mesmo apresentando um custo de geração baixo a tarifa média da energia elétrica no Brasil é uma das mais altas do mundo”. Segundo a autora, “essa situação tem sido atribuída à estrutura tributária e aos encargos setoriais incorporados na tarifa”. Na Figura 1 é mostrado graficamente a composição da tarifa, em que pode-se constatar que a soma das parcelas referentes à energia, à transmissão e aos encargos setoriais, representam 74% da tarifa.

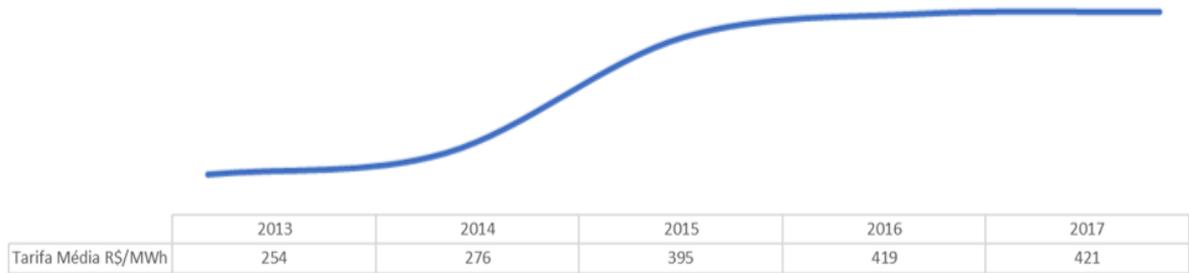
Figura 1 - Distribuição Percentual da Tarifa de Energia



Fonte: Adaptado pelo autor de Brasil (2017d)

Adicionalmente, a tarifa de energia elétrica vem aumentando ao longo dos anos, conforme evidenciado na Figura 2.

Figura 2 – Tarifas Médias no Brasil (R\$/MWh)



Fonte: Elaborado pelo autor adaptado de (BRASIL, 2018d)

Pela Figura 2 é possível verificar que a tarifa de energia elétrica teve um aumento no Brasil de 65,6% em 2017, quando comparado com o preço em 2013.

No que diz respeito a essa tendência de aumento, de acordo com Oliveira (2017, p. 15):

“Este cenário de preços é chamado de realismo tarifário, ou seja, o consumidor paga pelo custo real da energia elétrica. Seguindo o princípio básico da lei da oferta e demanda, observa-se que em um cenário de baixa oferta, os preços da energia devem subir, de forma que o consumidor receba um sinal para poupar. Dessa forma, pode-se inferir que as tarifas praticadas atualmente não sofrerão redução, visto que elas refletem os gastos de geração, transmissão e distribuição, além de remunerarem os investidores”.

Esse cenário de preços elevados por si só incentiva a busca por alternativas para o consumo e produção de energia elétrica (KOZEN e ANDRADE, 2016). Aliado ao aumento do valor das tarifas, tem-se a preocupação com o meio ambiente sustentável, uma vez que a crescente demanda por energia exige, conseqüentemente, mais dos recursos naturais disponíveis em nosso planeta (SALDANHA, 2013).

A GD mostra uma elevada expectativa de crescimento para os próximos anos e a produção solar representa cerca de 99% das conexões de GD no Brasil (BRASIL, 2017c). Esses dois fatores somados demonstram a representatividade e o potencial de desenvolvimento deste mercado no país.

Do ponto de vista do custo da tarifa, do meio ambiente sustentável e da representatividade da GD FV, esse trabalho científico apresenta, portanto, subsídios para se aprimorar as discussões a respeito desse tema, bem como fundamentar cientificamente os diversos agentes do setor, visando o seu desenvolvimento no Brasil.

1.4. DIVISÃO DOS TÓPICOS

O presente trabalho será apresentado da seguinte forma:

Capítulo 1 - Contém a introdução do tema juntamente com os objetivos do trabalho e a relevância da pesquisa a ser realizada.

Capítulo 2 - Apresenta uma revisão bibliográfica que aborda o histórico da GD FV, discorrendo sobre a tecnologia, bem como a regulamentação nacional e o panorama internacional. Em seguida é apresentado o Cenário Atual da GD FV no Brasil. Depois explica-se as propostas de alteração regulatória, finalizando com as Perspectivas para o Brasil.

Capítulo 3 - Descreve a metodologia empregada para o alcance dos objetivos propostos, e como, onde e quais informações são necessárias para a realização do trabalho.

Capítulo 4 – Apresenta os resultados encontrados com a pesquisa.

Capítulo 5 – Apresenta as discussões a respeito da pesquisa, com base nos resultados encontrados.

Capítulo 6 - Apresenta as conclusões obtidas por meio deste trabalho científico, bem como sugestões de novos trabalhos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. HISTÓRICO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para que seja possível analisar as perspectivas futuras para a GD FV no Brasil, faz-se necessário a análise do desenvolvimento da tecnologia e da evolução da sua regulação.

2.1.1 TECNOLOGIA

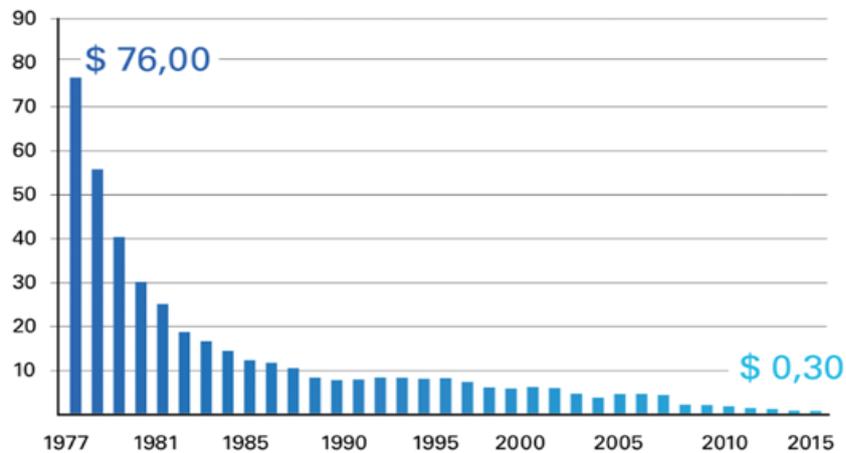
A ideia de gerar energia em pequena escala não é um conceito novo (PEPERMANS, DRIESEN, et al., 2005; EL-KHATTAM e SALAMA, 2004) A GD era utilizada para distribuição de energia elétrica no início das redes de energia (BAYOD-RÚJULA, 2009). Isso porque a energia era distribuída em Corrente Contínua (CC), fazendo com que a tensão de alimentação e a distância entre o gerador e consumidor fossem limitadas (PEPERMANS, DRIESEN, et al., 2005; BAYOD-RÚJULA, 2009).

Posteriormente, com o advento da Corrente Alternada (CA), foi possível transportar a eletricidade em grandes distâncias. Diante disso, as grandes centrais geradoras se tornaram mais atraentes economicamente, distanciando os consumidores dos geradores com um custo relativamente baixo. Essa estrutura é predominante no Brasil (BRASIL, 2018), visto que sua matriz energética é composta por 99,8% de grandes geradores conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN (BRASIL, 2018b).

Por fim, limitando-se a analisar apenas a GD por meio da Energia Solar Fotovoltaica, destaca-se a variação nos custos das células fotovoltaicas, os quais vêm caindo ao longo dos últimos anos (ECONOMIST, 2012), conforme ilustrado na Figura 3, na qual é possível perceber a expressiva redução acumulada de 99,6% desde 1977. Todavia, essa redução, embora acentuada, não implica em preços acessíveis para essa tecnologia, visto que o custo de instalação médio de sistemas até 5kW é de cerca de R\$ 21 mil, conforme será visto na seção de resultados do presente trabalho.

Por sua vez, a grande maioria dos painéis comercializados atualmente no Brasil e no mundo possuem entre 15 a 18% de eficiência e são fabricados com silício cristalino (NREL, 2018). O painel mais eficiente feito com silício cristalino possui 22,3 % de eficiência. De acordo com o mesmo autor, este feito foi descoberto em laboratório pela *Fraunhofer-ISE* em meados de 2017.

Figura 3 - Evolução dos Custos das Células Fotovoltaicas em dólar/watt



Fonte: (ECONOMIST, 2012)

Ainda conforme o mesmo autor, em 1984, a empresa Solarex comercializava seus painéis solares com cerca de 14% de eficiência. Percebe-se, portanto, que não houve aumento significativo na eficiência dos painéis de silício cristalino. Apesar desta baixa evolução, os painéis feitos desse material são amplamente utilizados por já possuírem um processo de fabricação consolidado e de baixo custo.

Contudo, a *Fraunhofer-ISE* já descobriu em 2014, por meio de pesquisas laboratoriais conjuntas com a Soitec e CEA-Leti, um material capaz de proporcionar 46% de eficiência nas células solares (NREL, 2018). Percebe-se, assim, que a comercialização de painéis solares, com eficiência bem superior aos atuais, aumentará à medida que o custo das tecnologias diminuir, indicando uma tendência de aumento na eficiência dos painéis fotovoltaicos comercializados no mundo.

2.1.2 REGULAÇÃO

A legislação brasileira a respeito deste tema é muito vasta e sua discussão foi iniciada com a criação da ANEEL em 1996 (BRASIL, 1996). A partir daí, muitas foram as legislações criadas com interferência direta na GD (REZENDE, 2015). Contudo, a GD ficou melhor estabelecida com a publicação da REN 482/2012 (BRASIL, 2012a; BRASIL, 2017c).

Dentre as principais regulamentações trazidas pela REN 482/2012, e suas alterações, estão as seguintes: definição de GD; limites de potência instalada para enquadramento como microgerador (até 75kW) e minigerador (até 5MW); prazo de 60 meses para utilização dos créditos de energia; utilização dos créditos em outra Unidade Consumidora (UC) do mesmo proprietário (CPF ou CNPJ) ou cujas UC forem reunidas por comunhão de

interesses de fato ou de direito e qual o modelo tarifário a ser adotado pelos clientes ou prosumidores (BRASIL, 2012a). A seguir explica-se mais detalhadamente o modelo tarifário.

O modelo tarifário vigente cobra o uso e o consumo de energia elétrica dos consumidores pela soma de duas parcelas: o consumo líquido de energia e o custo de disponibilidade da distribuidora (BRASIL, 2012a). A primeira parcela consiste em comparar o total de energia consumida no período de apuração do consumo, com o total de energia produzida localmente, cobrando um valor por quilowatt-hora (kWh) do consumo excedente. A segunda é o valor mínimo que a distribuidora cobra pela disponibilização dos ativos elétricos em pleno funcionamento no ponto de conexão dos consumidores, independentemente do seu consumo. A ANEEL estabelece que, no Grupo B, o custo de disponibilidade é de 30, 50, e 100 kWh para os consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos respectivamente (BRASIL, 2010).

Contudo, juntamente ao crescimento do mercado de GD, houve também um crescimento nas discussões acerca do modelo tarifário a ser adotado para os prosumidores (BRASIL, 2017a). Alguns agentes do setor elétrico e econômico alegam que o modelo de crédito de energia não é suficiente para custear as despesas das redes de distribuição, a chamada tarifa de uso fio (KOZEN e ANDRADE, 2016; GUIMARÃES, 2017). Segundo eles, apenas o custo de disponibilidade não consegue sozinho abater totalmente todos os custos envolvidos para o seu sistema de distribuição (BRASIL, 2019g).

Com a alteração proposta pela CP 33, em seguida pela CP 10 e AP 01, a implementação da tarifação binômica cobraria dos clientes ou prosumidores, além do que já é cobrado atualmente, uma parcela a mais, visando abater os custos supracitados (BRASIL, 2017a). Seus detalhes e impactos serão descritos detalhadamente nas seções seguintes.

2.2. PANORAMA INTERNACIONAL

Na matriz mundial, a capacidade atual de geração de eletricidade através da Energia Solar Fotovoltaica (FV) é de 402 GW (REN21, 2018). Esse crescimento ocorreu principalmente por subsídios à FV, como por exemplo na Alemanha (PILAI, 2015) e países da Ásia (IEA-PVPS, 2018). As chamadas *Feed-in Tariffs* (FIT), também conhecidas por tarifas prêmio, são aquelas em que o gerador recebe um valor em dinheiro por cada kWh gerado. As FIT são a principal fonte de subsídio dos geradores e representam 70% da capacidade instalada no mundo (IEA-PVPS, 2018).

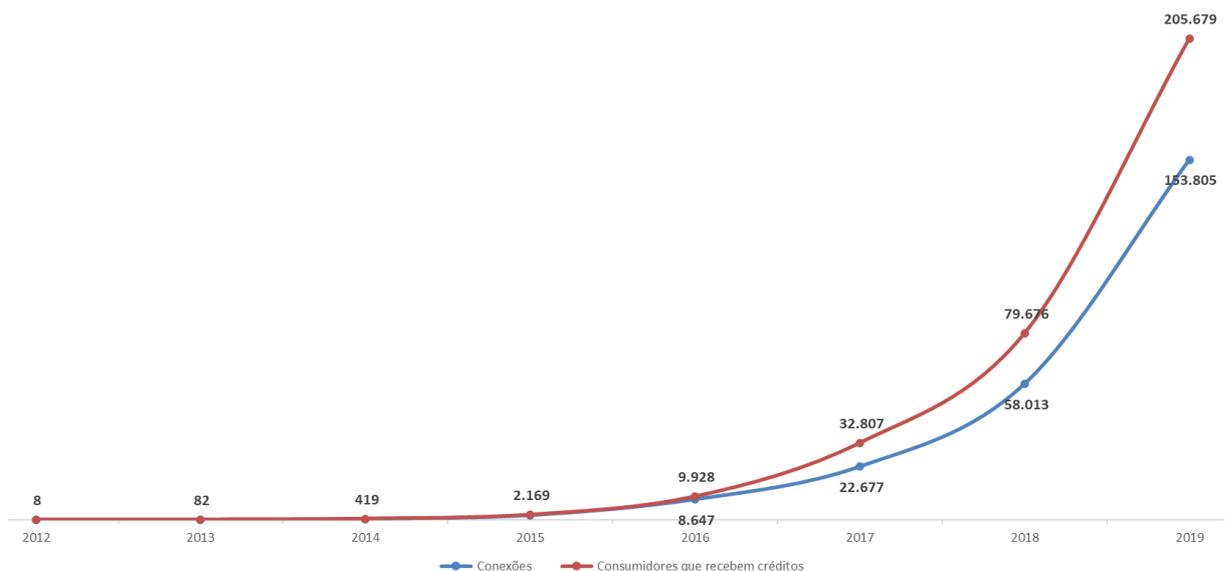
Contudo, na Alemanha por exemplo, esse modelo foi criticado pela sociedade após um aumento de 20% na tarifa de energia devido a FV (KOZEN e ANDRADE, 2016). Dessa forma, conforme os mesmos autores, muitos países começaram a cortar os incentivos e rever o modelo de remuneração aos geradores distribuídos. Dentre as medidas de correção, tem emergido nos principais países usuários da GD o uso de mecanismos que permitem o consumo próprio, entre eles modelo de *net metering*, o qual é utilizado no Brasil e permite ao gerador diminuir sua fatura original de acordo com o montante gerado (IEA-PVPS, 2018), os chamados créditos de energia.

De todo modo, para contornar o problema citado, muitos países (Alemanha, EUA, Dinamarca, Áustria, entre outros) têm discutido a adoção de uma taxa fixa para os geradores (KOZEN e ANDRADE, 2016; EID, RENESES GUILLÉN, *et al.*, 2014). Essa taxa fixa seria a taxa pelo uso do fio, ou, mais popularmente conhecida, a tarifa binômia.

2.3. PANORAMA NACIONAL

Por conta principalmente do avanço da regulamentação e do avanço da tecnologia das células fotovoltaicas (redução dos custos e aumento da eficiência), o número de adeptos da GD no Brasil vem aumentando consideravelmente nos últimos anos, chegando a 153.805 conexões, desde a publicação da REN 482/2012 (BRASIL, 2012a; BRASIL, 2017c), conforme é mostrado na Figura 4.

Figura 4 - Número de Micro e Minigeradores até 31/12/2019.

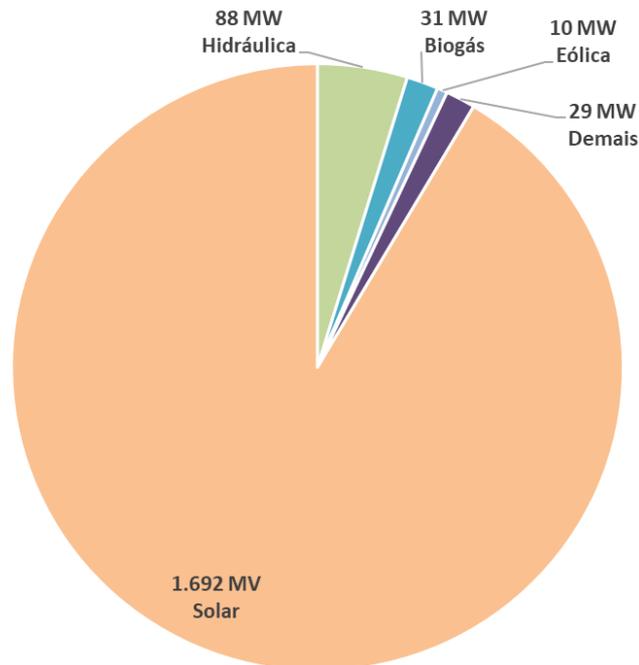


Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Das 153.805 conexões realizadas até 31/12/2019, a GD FV representava 99,77% (153.402) do total de conexões, mostrando a representatividade dessa modalidade na matriz de GD no País. Além da GD FV, a matriz de GD é composta também por biogás, biomassa, eólica, hídrica, dentre outras.

Com a alta participação no número de conexões, a GD FV torna-se também representativa quando se compara a potência instalada com as demais fontes, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Distribuição da Matriz de GD em MW.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

A partir da Figura 5 constata-se que a GD FV representava 91,41% (~1,7 GW) da potência total instalada até 31/12/2019 (BRASIL, 2019).

As análises em GD FV, portanto, estarão abarcando a maioria dos atuais e futuros prosumidores (consumidores que também produzem energia elétrica via GD), os quais são alvos diretos das possíveis alterações na tarifa (binômica) que advierem a partir da CP 33 e suas posteriores discussões.

Conforme visto anteriormente, hoje a cobrança dos clientes ou prosumidores é feita apenas sobre o consumo líquido de energia elétrica e, em alguns casos, apenas o custo de disponibilidade (BRASIL, 2012a). Por exemplo, se um cliente trifásico gera mensalmente

500kWh e consome os mesmos 500kWh, sua conta será cobrada sobre 100kWh, os quais se referem ao custo de disponibilidade da rede.

Por fim, cumpre destacar que atualmente a ANEEL possui um banco de dados público dedicado ao acompanhamento das conexões, potência e tipos de GD instaladas no país. Trata-se do Sistema de Registro da Geração Distribuída (SISGD) que é atualizado todo dia 10 de cada mês conforme informações enviadas pelas distribuidoras (BRASIL, 2012a). Na Figura 6 pode-se verificar uma das visões possíveis do SISGD.

Figura 6 – Visão do SISGD



Fonte: Retirado de Brasil (2019)

Destaca-se que todos os campos são interativos e podem ser filtrados para análises específicas, assim como ampliados para dados mais detalhados. Na Figura 7 é mostrado, por exemplo, o detalhamento do campo “Classe” o qual está no canto inferior esquerdo da Figura 6.

Figura 7 – Visão Detalhada do SISGD

CLASSE	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
Comercial	10.988	23.405	344.378,59
Iluminação pública	10	10	249,00
Industrial	1.797	2.318	95.918,41
Poder Público	401	640	17.654,88
Residencial	48.040	55.493	237.892,32
Rural	3.506	5.491	81.635,24
Serviço Público	60	64	1.880,05
Total	64.802	87.421	779.608,49

Fonte: Retirado de Brasil (2019)

2.4. PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DA REN 482/2012

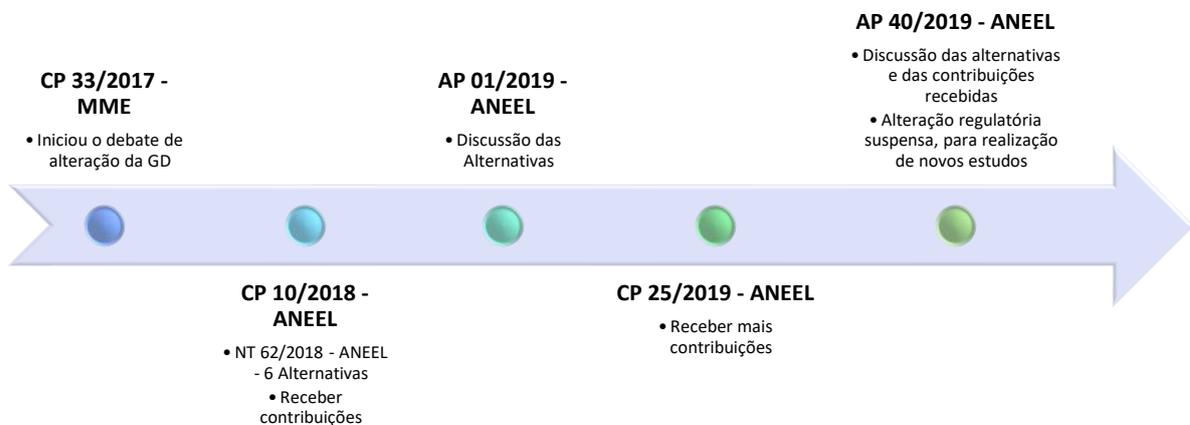
Em resposta às discussões apresentadas pelos agentes do setor elétrico, em 05/07/2017 (BRASIL, 2017a), o Ministério de Minas e Energia abriu a Consulta Pública Número 33 de 2017 (CP 33). Intitulada como “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico”, a CP 33 teve como objetivo a obtenção de contribuições dos mais diversos agentes da sociedade a respeito do assunto “Proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo”.

Durante os 45 dias em que esteve aberta, muitas foram as contribuições e perguntas a respeito do futuro da regulação do setor elétrico, já que ela recebeu cerca de 215 contribuições (BRASIL, 2017b). Dentre os temas discutidos, o que recebeu maior número de contribuições, e impacta diretamente os investidores e consumidores do serviço de GD, é o tópico que diz respeito a tarifação binômia.

Após a CP 33, a ANEEL abriu a Consulta Pública 10/2018 (CP 10) com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012.

A seguir, ANEEL abriu a Audiência Pública 01/2019 (AP 01), como continuação dos trabalhos da CP 10, para consolidar uma proposta de mudança no texto da REN 482/2012 (BRASIL, 2018i). Após a AP 01, houve a abertura da Consulta Pública 25/2019 (CP 25) e da Audiência Pública (AP 40/2019), que visavam a obtenção de mais subsídios para alteração da REN 482/2012. Uma linha do tempo é mostrada na Figura 8, para facilitar a visualização da evolução da discussão em torno da REN 482/2012.

Figura 8 – Linha do tempo das discussões em torno da REN 482/2012.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A previsão inicial da agência era, já em 2020, ter uma nova forma de compensação de energia para GD no texto da REN 482/2012. Todavia, devido à grande repercussão negativa do tema e ao engajamento dos principais agentes em protestar, a ANEEL suspendeu provisoriamente as mudanças que faria na REN 482/2012 para realizar novos estudos. Atualmente, não há uma nova proposta aberta para discussão.

A implementação da tarifa binômica para os prosumidores tem como justificativa, por parte dos que defendem essa visão, o fato de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o prosumidor, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos (KOZEN e ANDRADE, 2016). Isso acontece porque, de acordo com REN 482/2012, a distribuidora deve cobrar dos clientes ou prosumidores apenas o consumo líquido de energia elétrica (BRASIL, 2012a).

Caso não se implemente uma cobrança binomial, continuará existindo um subsídio cruzado entre os consumidores de uma mesma área de concessão, o qual faria com que os consumidores não adeptos da GD subsidiassem os prosumidores, via aumento na tarifa (EID, RENESES GUILLÉN, *et al.*, 2014).

Todavia, como será visto adiante, estudos foram realizados e mostram que o impacto na tarifa das distribuidoras com a não implementação da tarifa binômica é muito pequeno no longo prazo, quando comparado com o benefício da expansão da GD.

A CP 10 apresentou em sua Nota Técnica 62/2018 (NT 62) um conjunto de seis alternativas para o sistema de compensação de energia.

2.4.1. TARIFA BINÔMICA

A tarifa binômica consiste em cobrar dos prosumidores, além do custo de disponibilidade e da energia consumida, o custo de uso do fio, chamada de tarifa de uso do fio, ou apenas tarifa fio.

O custo de disponibilidade consiste no valor mínimo, em kWh, a ser pago pelos prosumidores, pela disponibilização da rede elétrica no ponto de conexão. Ele varia de acordo com a quantidade de fases da UC, conforme é mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Custo de Disponibilidade de Energia Elétrica

Grupo	Tensão	Custo de Disponibilidade (kWh)
B	Monofásica ou Bifásica a 2 fios	30
B	Bifásica a 3 fios	50
B	Trifásica	100
A	Qualquer	Demanda Contratada

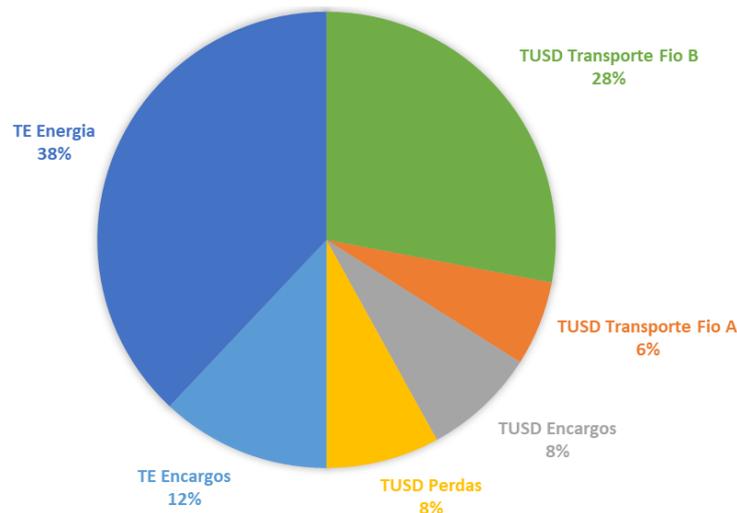
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2010)

Com relação à cobrança da energia consumida, atualmente o consumidor paga pelo consumo líquido de energia, o qual consiste na diferença entre a energia produzida e a energia consumida, no período de faturamento. Essa forma de tarifação recebe o nome de sistema de compensação de energia, ou *net metering*.

No que se refere à tarifa de uso do fio, as propostas visam cobrar dos prosumidores, uma parcela do consumo bruto (que não ocorre no sistema atual) e do uso do sistema de distribuição, das concessionárias e permissionárias de energia elétrica. As propostas apresentadas pela NT 62/2018 da ANEEL consistem, portanto, em alterar o percentual de energia que será compensada pelo prosumidor.

A distribuição dos componentes da tarifa utilizada pela ANEEL (BRASIL, 2018h) é apresentada na Figura 9. Percebe-se que metade da tarifa está relacionada à Tarifa de Energia (TE) em si (Energia + Encargos) e a outra metade diz respeito à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Transporte Fio A + Transporte Fio B + Encargos + Perdas).

Figura 9 – Distribuição dos custos da tarifa de Energia Elétrica.



Fonte: Elaborado pelo autor adaptado de (BRASIL, 2018h).

Atualmente, a compensação de energia é feita em 100% da tarifa, ressalvando-se apenas o custo de disponibilidade. Ou seja, tudo o que foi produzido é compensado com o que foi consumido (ou será consumido no futuro, via créditos de energia).

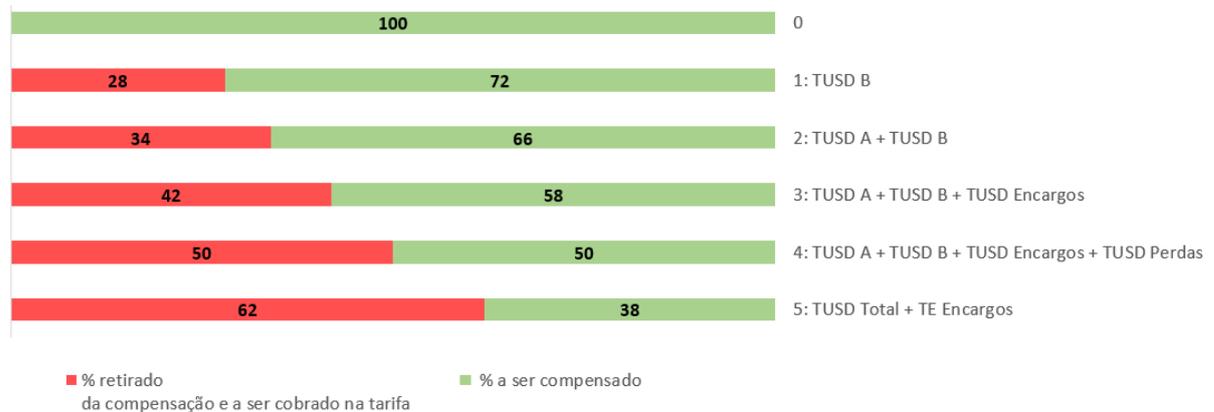
As propostas apresentadas consistem em dividir a cobrança dos prosumidores em duas parcelas. A primeira se refere ao que será cobrado do consumo bruto e a segunda diz respeito ao que será cobrado do consumo líquido.

Com relação ao consumo bruto, a ideia é cobrar um ou mais dos componentes acima descritos, do total de kWh consumidos (sem considerar o que foi gerado). Atualmente, não há cobrança sobre o consumo bruto, ressalvado o custo de disponibilidade.

Já em relação ao consumo líquido, a cobrança seria realizada normalmente, como se fosse um consumidor comum. Ele pagaria um valor fixo de R\$/kWh consumidos, modelo já conhecido por grande parte da população.

Existem ao todo 6 novas alternativas. A Alternativa 0 consiste em manter o sistema de compensação da mesma maneira que está hoje, ou seja, compensando 100% dos componentes da tarifa, ressalvando o custo de disponibilidade. Na Figura 10, são apresentados quais foram os componentes desconsiderados na compensação em cada alternativa, proposta pela ANEEL na NT 62 (BRASIL, 2018h).

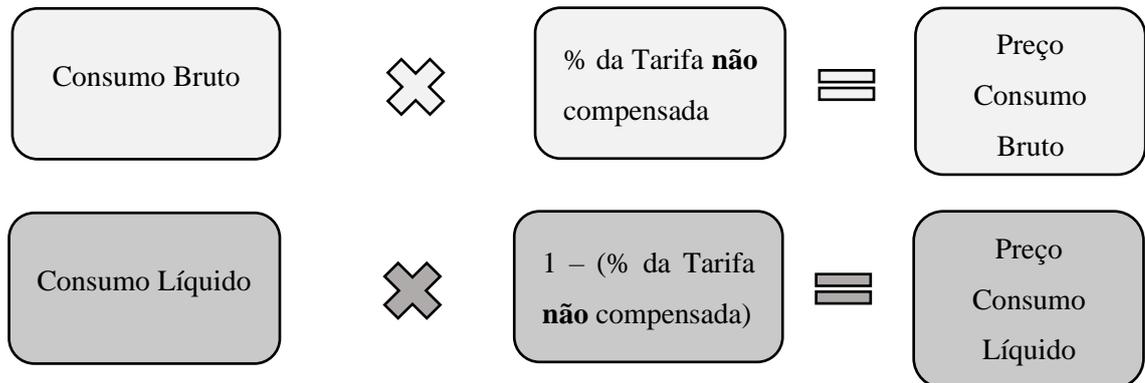
Figura 10 - Alternativas propostas pela NT 62/2018.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2018h).

O percentual retirado da compensação, portanto, diz respeito a quanto da tarifa será cobrada sobre o consumo bruto. Por sua vez, o percentual que permanecer na compensação diz respeito a quanto da tarifa será cobrada sobre o consumo líquido. Na Figura 11 é apresentado um esquema da composição da Tarifa Binômia.

Figura 11 – Composição da Tarifa Binômia.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por exemplo, na Tabela 2 são apresentados os componentes do cálculo, para a tarifa atual e para a tarifa binômia, utilizando a segunda proposta, que é menos onerosa para o consumidor, (Alternativa 1) de um cliente trifásico de 500 kWh, que gera 400 kWh.

Tabela 2 – Cálculo da Tarifa Binômia considerando a Alternativa 0 e a Alternativa 1.

Descrição	kWh na Alternativa 0	kWh na Alternativa 1
Consumo	500	500
Geração	400	400
Saldo Líquido	100	100
kWh sobre o Consumo Bruto (28% do Consumo)	Não se aplica	140
kWh sobre o Saldo Líquido (72% do Saldo Líquido)	Não se aplica	72
kWh a ser faturado	100	212

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2018h).

Pela atual REN 482/2012, o mesmo consumidor do exemplo seria faturado apenas pelo saldo líquido, qual seja 100 kWh. Verifica-se que a tarifa binômia utilizando a Alternativa 1 representa uma energia faturada duas vezes maior, do que a energia faturada pela regulamentação atual. Na Tabela 3 é apresentado o resumo de kWh a ser faturado em cada uma das alternativas, utilizando o mesmo exemplo de cliente acima, que gera 400 kWh e consome 500 kWh no mesmo ciclo de faturamento.

Tabela 3 – kWh faturado em cada alternativa de um cliente que gera 400kWh e consome 500kWh.

Alternativa	Consumo Bruto faturado (kWh)	Saldo Líquido Faturado (kWh)	kWh total faturado	% de aumento em relação à Alternativa 0
0	0	100	100	0
1	140	72	212	112
2	170	66	236	136
3	210	58	268	168
4	250	50	300	200
5	310	38	348	248

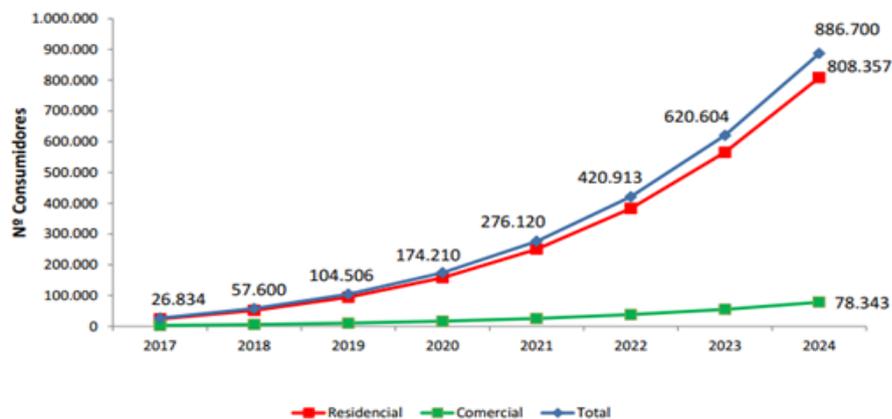
Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2018h).

2.5. PERSPECTIVAS PARA O BRASIL

A ANEEL divulgou em 2017, anteriormente a CP 33, a Nota Técnica n° 0056/2017-SRD que tratava da “atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024” (NT 56). Esta nota técnica traz diversos estudos e cenários, baseados em projeções econômico-financeiras, no que diz respeito as perspectivas de crescimento que o regulador tem para a GD. Esta seção traz informações relevantes da NT 56 sobre o que se espera para o mercado nacional de GD futuramente.

Mantendo inalterada a atual legislação, a estimativa de crescimento para as conexões de GD no Brasil era de 8.396 % quando comparado com as 10.561 conexões realizadas até 23/05/2017 (BRASIL, 2017c), conforme Figura 12. Destaca-se que o número de conexões projetadas em 2017 (26.834) considerava uma estimativa para o encerramento do mesmo ano.

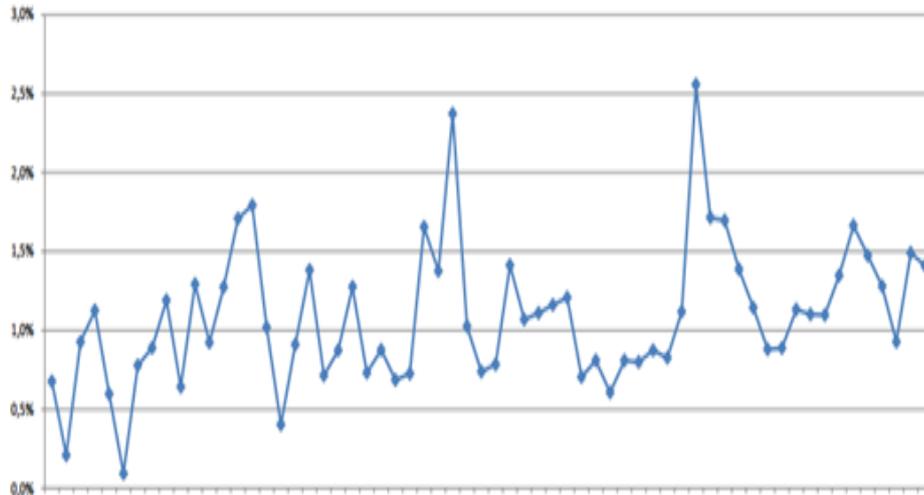
Figura 12 - Projeção de Conexões em GD até 2024.



Fonte: BRASIL (2017c).

Além disso, caso a projeção fosse 100% atingida em 2024, o aumento médio total na tarifa seria de apenas 1,1% (BRASIL, 2017c), conforme Figura 13.

Figura 13 - Aumento Médio das Tarifas em Todas as Distribuidoras Devido à GD.



Fonte: BRASIL (2017c).

Ressalta-se que esse aumento médio não é anualizado, mas sim acumulado até o ano de 2024. Ou seja, o impacto total na tarifa devido à GD seria relativamente baixo.

Em contrapartida a esse pequeno aumento na tarifa, tem-se o grande impacto no *payback* (tempo de retorno do investimento) dos clientes ou prosumidores caso sejam cobrados via tarifa binômica (KOZEN e ANDRADE, 2016). O *payback* será melhor explicado na seção de indicadores financeiros desta fundamentação teórica.

Estudos feitos pelos mesmos autores em 10 áreas de concessão atendidas por distribuidoras que possuem o maior número de conexões, registrado até março de 2015, mostram que, ao se implementar a cobrança binomial para o grupo B1 de consumidores, praticamente se inviabiliza o investimento em 100% dos prosumidores dessas distribuidoras. De acordo com os autores, isso acontece porque o *payback* simples não se pagaria em 6 delas e nas 4 restantes seria demasiadamente longo. Na Tabela 4 é apresentado o resumo desse estudo.

Tabela 4 – Tempo de Retorno de Investimento de uma Instalação FV-GD.

Distribuidora	<i>Payback</i> – Monômia (anos)	<i>Payback</i> – Binômia (anos)
Cemig	8,5	Não
CPFL Paulista	9,7	18,2
Coelce	10,3	23,5
EMS	10,4	24,6
Ampla	10,5	Não
Copel	10,8	Não
Light	11,5	22,4
AES-Sul	11,9	Não
Celesc	13,4	Não
Coelba	14,2	Não

Fonte: Adaptado pelo autor de Kozen e Andrade (2016).

2.6. MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO

A tarifa de energia elétrica no Brasil é dividida em dois grupos tarifários: Grupo A e Grupo B. Essa divisão é feita em função da tensão de alimentação e da demanda dos consumidores (BRASIL, 2011; BRASIL, 2012a). Outra divisão das tarifas de energia que é realizada no Brasil é a Modalidade Convencional e a Modalidade Horária (BRASIL, 2012a). Além disso, os consumidores são cobrados conforme a Bandeira Tarifária vigente e o imposto de cada estado. A seguir serão apresentadas as principais características de cada Grupo, cada Modalidade, cada Bandeira e da Carga Tributária incidente na conta de energia elétrica.

2.6.1 GRUPO A

No Grupo A estão as Unidades Consumidoras (UC) cuja tensão de alimentação seja superior a 2,3 kV ou atendidas por sistema subterrâneo de distribuição (BRASIL, 2012a). Em geral, esse grupo abarca os grandes consumidores, como shoppings centers, indústrias e alguns edifícios comerciais, por exemplo (BRASIL, 2011).

Dentro do Grupo A existem subdivisões, conforme o nível de tensão. Há ainda uma subdivisão específica para o caso de a UC ser atendida por sistema subterrâneo, mesmo se a tensão de alimentação for inferior a 2,3 kV. Na Tabela 5 são apresentadas essas subdivisões.

Tabela 5 – Subgrupos do Grupo A.

SubGrupo	Tensão (V)
A1	> 230 k
A2	88 – 138 k
A3	69 k
A3a	30 – 44 k
A4	2,3 – 25 k
AS	< 2,3 k e subterrâneo

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2012a).

Com relação ao faturamento, como regra geral, a tarifa a ser escolhida no Grupo A é a que cobra uma parcela referente ao consumo (kWh) e outra referente a demanda (kW). Diz-se regra geral, pois quase todas as UC classificadas no grupo A devem adotar essa tarifação, exceto os casos específicos definidos no artigo 100 da Resolução Normativa 414³ de 2010. Nesses casos a UC deve atender os requisitos da norma e optar pelo faturamento por meio da tarifa correspondente a sua atividade no Grupo B, o qual será visto adiante.

2.6.2 GRUPO B

No Grupo B estão as UC que são atendidas por tensões abaixo de 2,3 kV (BRASIL, 2012a). As residências, pequenas lojas e as agências bancárias são exemplos de UC deste grupo (BRASIL, 2011).

Ao contrário dos subgrupos do Grupo A, os subgrupos do Grupo B não são divididos pela tensão de atendimento, mas sim de acordo com a atividade do consumidor (BRASIL, 2012a). Na Tabela 6 são apresentadas tais divisões do Grupo B.

³ Art. 100. Em unidade consumidora ligada em tensão primária, o consumidor pode optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B, correspondente à respectiva classe, se atendido pelo menos um dos seguintes critérios:

- I – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- II – a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- III – a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- IV – quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total

Tabela 6 – Subgrupos do Grupo B.

SubGrupo	Atividade
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de Brasil (2012a).

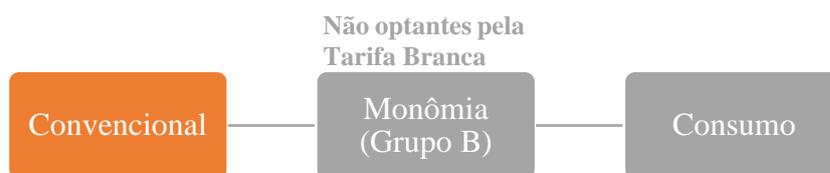
Com relação ao faturamento, o Grupo B pode optar por duas tarifas: a Convencional Monômnia e a Tarifa Branca. Na Convencional Monômnia, a UC é faturada apenas pelo seu consumo, em kWh, por meio de uma única tarifa (BRASIL, 2012a), já a Tarifa Branca possui uma tarifa para cada hora do dia. Ambas serão explicadas adiante em subseções específicas.

2.6.3 MODALIDADE CONVENCIONAL

A Tarifa Convencional não distingue o valor a ser cobrado do consumo nos diversos horários (BRASIL, 2012a). É aplicada apenas uma tarifa para o consumo. A modalidade convencional é aplicada apenas para UCs do Grupo B.

Para a Tarifa Convencional do Grupo B, é aplicada apenas uma única tarifa devido ao consumo de energia elétrica (kWh), a Tarifa Monômnia. Essa tarifa é compulsória e automática para as UC do Grupo B, que não optarem pela Tarifa Branca. Na Figura 14 é apresentado um esquema gráfico para melhor compreensão da modalidade convencional.

Figura 14 - Modalidade Convencional.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

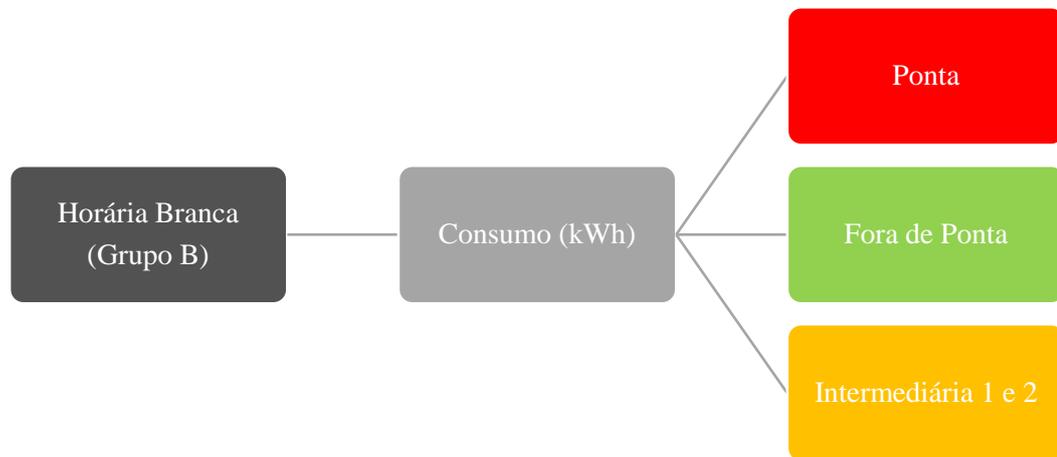
2.6.4 MODALIDADE HORÁRIA

A modalidade horária pode ser encontrada tanto no Grupo B, como no Grupo A. No Grupo B está a Tarifa Horária Branca, ou simplesmente Tarifa Branca. No Grupo A existem duas modalidades: Azul e Verde.

No que se refere ao Grupo B, na Tarifa Branca, a cobrança é feita de forma semelhante à Convencional Monômnia, pois também fatura-se apenas pelo consumo de energia (BRASIL, 2012a). A diferença entre elas é que, na Tarifa Branca, a tarifa aplicada é composta de três parcelas conforme as horas do dia em que a energia foi consumida. A divisão é feita entre Hora de Ponta (HP), Hora Fora de Ponta (HFP) e Hora Intermediária (HI), sendo esta última dividida em 1 e 2 (HI-1 e HI-2) (BRASIL, 2012a).

Na Figura 15 é apresentado um esquema gráfico para melhor compreensão da Modalidade Horária Branca.

Figura 15 - Modalidade Horária Branca.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 16 é apresentado um exemplo de gráfico com as tarifas aplicáveis conforme as horas de utilização de um dia, aplicáveis ao Mato Grosso do Sul, no Horário Normal e no Horário de Verão⁴ (BRASIL, 2018e).

De acordo com a legislação, o subgrupo B1 de baixa renda (residencial), o subgrupo B4 (iluminação pública) e as UCs com faturamento na modalidade pré-pagamento não podem aderir à Tarifa Branca (BRASIL, 2016).

⁴ O Horário de Verão é a prática de adiantar os relógios uma hora durante os meses da primavera e do verão, com o alegado objetivo de economizar energia nas regiões que mais recebem luminosidade solar nesse período do ano. Normalmente, os países que adotam essa medida, avançam uma hora no início da primavera e retornam para o horário padrão (ou de inverno) no outono. Até 2018, em sua última configuração, o horário de verão foi adotado nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Em 25 de abril de 2019, o presidente assinou um decreto que revoga o horário diferenciado no Brasil, com a alegação de que tendo a medida representaria economia de energia relativamente baixa e poderia causar desgaste na saúde da população com a alteração. Além disso, segundo o Ministério de Minas e Energia, o horário de maior consumo de energia passou do período da noite para o meio da tarde (BRASIL, 2019f).

Figura 16 – Tarifa Branca conforme horas do dia, sendo as siglas HFP (Horário Fora de Ponta), HI-1 (Hora Intermediária 1), HP (Horário de Ponta) e HI-2 (Hora Intermediária 2).

Horário Normal									
00:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
HFP		HI-1		HP			HI-2	HFP	

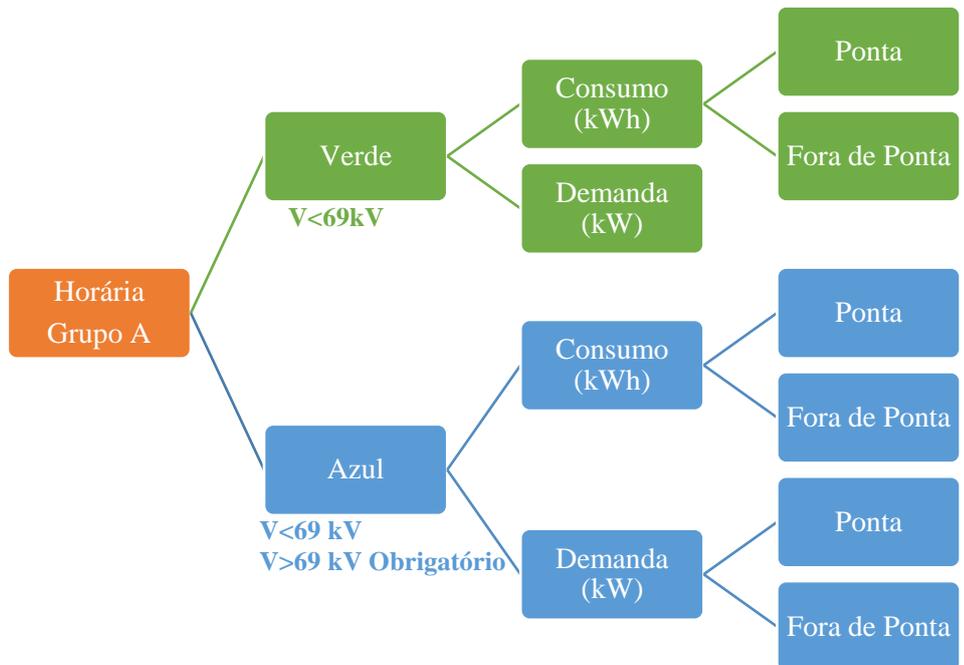
Horário de Verão									
00:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
HPF			HI-1		HP			HI-2	HFP

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2018e)

Em relação ao Grupo A, na Tarifa Azul e Verde, cobra-se o consumo de acordo com o HP e HFP. A diferença entre elas está na cobrança da demanda. Enquanto a Tarifa Azul distingue a cobrança da demanda no HP da demanda no HFP, a Tarifa Verde, por sua vez, não estabelece tal distinção para a demanda.

Além disso, existem restrições acerca de quais UC podem aderir a Tarifa Azul ou a Tarifa Verde, no Grupo A. A Tarifa Azul é compulsória para tensões de alimentação superiores a 69 kV, e optativa para tensões inferiores a 69 kV. A Tarifa Verde é optativa para UC com tensões de abastecimento inferiores a 69kV. Na Figura 17 é apresentado um esquema gráfico para melhor compreensão da Modalidade Horária do Grupo A.

Figura 17 - Modalidade Horária do Grupo A.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

2.6.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Atualmente, no Brasil, os consumidores de energia elétrica podem comprá-la em dois ambientes distintos: no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) (BRASIL, 1995). O ACL consiste em comprar a energia elétrica diretamente dos geradores e pagar pelo uso do sistema de Transmissão (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST) e Distribuição (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD). Para adquirir energia elétrica neste ambiente o consumidor deve possuir carga mínima de 500 kW e tensão mínima de 2,3 kV (BRASIL, 2010). No ACL não cabe aplicação das Bandeiras Tarifárias.

O ACR, por sua vez, se refere à maioria dos consumidores no Brasil, já que eles pagam em uma única fatura todo o custo da energia elétrica (BRASIL, 2010). A responsabilidade de comprar a energia elétrica dos geradores é da própria distribuidora. Dessa forma, as UCs do ACR pagam um valor cheio à distribuidora e esta repassa a quem é de direito os valores da Tarifa de Energia (TE), que é o valor pago às geradoras, e a TUST. A parcela da tarifa referente à TUSD, como seu próprio nome sugere, fica com a distribuidora. É justamente no ACR que se aplicam as Bandeiras Tarifárias.

Anteriormente, até 1º de janeiro de 2015, as distribuidoras ajustavam suas tarifas apenas anualmente em data definida em seu contrato de concessão, no Reajuste Anual (ABRADEE, 2015). Uma das variáveis desse ajuste é justamente o custo de geração de energia elétrica, a TE.

Além disso, a cada 4 anos, em média, as distribuidoras passam pela Revisão Tarifária Periódica. A Revisão não se confunde com o Reajuste, pois aquela visa adequar as tarifas conforme os investimentos realizados no período pela distribuidora, ao passo que esta visa atualizar monetariamente a tarifa.

Ao ajustar as tarifas apenas anualmente, as distribuidoras de energia acabavam “financiando” os consumidores que consomem energia nos períodos em que ela está mais cara, na estiagem por exemplo (ABRADEE, 2015). Isso ocorre devido à matriz de eletricidade brasileira ser composta por 62,5% geração hidrelétrica (BRASIL, 2018c), a qual deve ser complementada por outras fontes mais caras (as termoeletricas, por exemplo) nos períodos secos (ABRADEE, 2015). Esse valor adicional da TE era repassado para os consumidores apenas no ajuste anual da distribuidora.

Dessa forma, com a finalidade de dar um sinal mais dinâmico dos custos de geração aos consumidores e equalizar os custos das distribuidoras, foram criadas as Bandeiras Tarifárias

que entraram em vigor no Brasil em 1º de janeiro de 2015 (BRASIL, 2018f). Mensalmente, a Bandeira a ser aplicada na tarifa é definida pela ANEEL com base em relatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (BRASIL, 2018f).

As Bandeiras Tarifárias podem assumir três cores diferentes em cada mês, de acordo com os custos de geração apurados mensalmente pela ONS e CCEE (BRASIL, 2018f). Cada cor sinaliza um adicional no preço por MWh consumidos. As cores verde, amarela e vermelha indicam, respectivamente, condições de geração favorável, alerta e críticas de geração. Cabe destacar que a Bandeira Vermelha apresenta ainda duas subdivisões: Patamar 1 e Patamar 2.

Os valores dos adicionais por MWh de cada bandeira são definidos anualmente pela ANEEL ao final do período úmido (abril) (BRASIL, 2018g). Na Tabela 7 são apresentados esses adicionais válidos até Abril de 2020 (BRASIL, 2019d).

Tabela 7 - Adicionais das Bandeiras Tarifárias.

Bandeira	Adicional (R\$/MWh)
Verde	-
Amarela	15
Vermelha 1	40
Vermelha 2	60

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019d).

2.6.6 CARGA TRIBUTÁRIA

Além da TE (considerando a Bandeira Vigente no mês), da TUSD, e da TUST, os consumidores devem pagar também, via tarifa, uma parcela referente à carga tributária. Os tributos em questão são:

- Programa de Integração Social (PIS) de competência da União;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) de competência da União;
- Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviço de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) de competência dos Estados e do Distrito Federal;
- Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP) de competência dos Municípios e do Distrito Federal.

No que se refere à GD, vale destacar que, desde sua regulamentação em 2012 (BRASIL, 2012a), os impostos citados acima eram cobrados sobre todo o consumo bruto de energia pelo cliente.

Contudo, com o advento da Lei Federal nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, o PIS e o COFINS passaram a ser cobrados apenas sobre o excedente de energia consumida, após dedução da energia gerada (BRASIL, 2015b), ou seja, sobre o consumo líquido.

O mesmo foi aplicado ao ICMS, visto que o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), por meio do Convênio ICMS 16/2015, autorizou que todos os Estados e o DF isentassem do referido imposto a parcela de energia injetada na rede, assim como no caso do PIS e COFINS (BRASIL, 2015c).

Em relação à COSIP, por se tratar de um tributo de competência municipal, cada município possui uma forma de tratar a GD. Por exemplo, em Campo Grande-MS, somente estão isentos da COSIP os que consomem no máximo 100 kWh por mês e os templos de qualquer culto (CAMPO GRANDE, 2003). Portanto, para fins de cobrança desse tributo, considera-se o valor total consumido (consumo bruto), e não o valor líquido de energia elétrica entre o consumido e o injetado.

2.7. INDICADORES FINANCEIROS

As pessoas estão constantemente tomando decisões financeiras sobre se vão adquirir algo ou se vão investir. E, para auxiliar na tomada de decisão é possível encontrar no mercado diversos tipos de indicadores financeiros. Dentre os existentes, os mais comumente utilizados, são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno de Investimento (*Payback Descontado*). A seguir serão apresentadas as principais características de cada indicador e, ao final dessa seção, como eles serão utilizados no presente trabalho.

2.7.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O VPL consiste em trazer para o presente os fluxos de caixa de um projeto, considerando uma Taxa de Desconto (TD) (ASSAF NETO, 1994). Ele é, portanto, de maneira simples, o resultado da subtração de todos os benefícios gerados por um projeto, menos todos os seus custos. O VPL pode ser encontrado a partir da Equação (1) (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011).

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

Onde:

I_0 representa o Investimento Inicial;

Fc_t é o Fluxo de Caixa do projeto durante todo o período t ;

TD representa a Taxa de Desconto;

t refere-se ao Período do Fluxo de Caixa;

n diz respeito ao horizonte de análise do Fc_t .

Analisando apenas o VPL, é necessário observar se o seu valor é positivo ou negativo para que um projeto seja considerado viável ou não. Caso seu valor seja positivo, o valor investido adicionado aos custos do projeto são inferiores à receita esperada, indicando viabilidade para o projeto. Em contrapartida, caso o VPL seja negativo, as receitas esperadas não são capazes de cobrir os custos e o investimento inicial do projeto.

O Fc_t para um Sistema Fotovoltaico é a economia líquida de energia percebida na fatura do cliente. Os valores de cada período são obtidos por meio do modelo apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Fluxos de Caixa de um Sistema Fotovoltaico.

Ano	0	1	2	3	4	...	25
Fluxo de Caixa	-Investimento	Receita -O&M	Receita -O&M	Receita -O&M	Receita -O&M		Receita -O&M

Fonte: Adaptado pelo autor de Nakabayashi (2014).

Para os valores anuais de Operação e Manutenção (O&M), serão considerados os custos equivalentes a 1% do valor total do investimento (MONTENEGRO, 2013). Além do custo de O&M, é preciso considerar a troca dos inversores de frequência do sistema a cada 15 anos (DANTAS e POMPERMAYER, 2018), que é o período de sua vida útil. Para tanto, será considerada uma saída de capital de cerca de 21% do investimento total (IDEAL, 2018) no 15º ano, referente à troca do equipamento. Por fim, é preciso considerar também no cálculo do Fluxo de Caixa a diminuição da produtividade do sistema FV de cerca de 0,5% ao ano (BENEDITO, 2009; VIANA, 2012).

Para a determinação da TD, pode ser considerado o Custo de Oportunidade do Capital (COC), bem como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ou o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) (ASSAF NETO, 1994).

O COC representa o retorno devido ao investimento realizado em uma aplicação diferente com mesmo risco, geralmente no mercado financeiro (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011). Há no mercado diversos títulos públicos disponíveis para investimento, a principal diferenciação entre eles é a taxa de rentabilidade a ser utilizada. Os títulos podem ser atrelados ao Índice de Preços do Consumidor Amplo - IPCA, à taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC ou serem pré-fixados. Para um projeto de baixo risco, por exemplo, o COC utilizado poderia ser a rentabilidade do Tesouro SELIC.

Por sua vez, a TMA representa o mínimo que um investidor se dispõe a ganhar no momento de escolher um investimento. A TMA é formada por 3 componentes: o COC, o risco do negócio e a liquidez. O COC já foi visto anteriormente. O risco do negócio é inerente a cada investimento e deve ser levado em consideração na determinação da TMA. Por último, a liquidez representa o custo percentual da não disponibilidade imediata do recurso quando comparado com uma aplicação financeira de alta liquidez, o Tesouro Direto por exemplo (ASSAF NETO, 1994).

No que diz respeito ao CMPC, ele representa quanto custa o capital para uma determinada empresa, considerando os diversos credores e investidores existentes (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011). Chama-se médio ponderado, pois os diversos credores e investidores requerem uma taxa de retorno que, na maioria dos casos, não é a mesma. Dessa forma, calcula-se a média ponderada de todas as taxas requeridas para se chegar a um custo equivalente de capital, o CMPC.

Para se escolher qual a TD utilizar no cálculo do VPL – dentre o COC, a TMA e o CMPC – o investidor precisa analisar sua realidade econômica e comercial, bem como a magnitude do projeto (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011).

Para fins de cálculo em Sistemas Fotovoltaico, por ser considerado de baixo risco, a TD considerada será a Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), cuja meta é definida pelo Comitê de Política Monetária (COPOM) (NAKABAYASHI, 2014).

2.7.2. TAXA INTERNA DE RETORNO

O segundo indicador financeiro a ser apresentado nesta seção é a TIR, a qual também é muito usada por grande parte dos investidores no processo de tomada de decisão (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011). Também é conhecida como Eficiência Marginal do Capital (KEYNES, 1936).

Em termos matemáticos, a TIR é a taxa que, se substituída pela TD da fórmula do VPL, faz com que o VPL fique zerado. A Equação (2) evidencia isso.

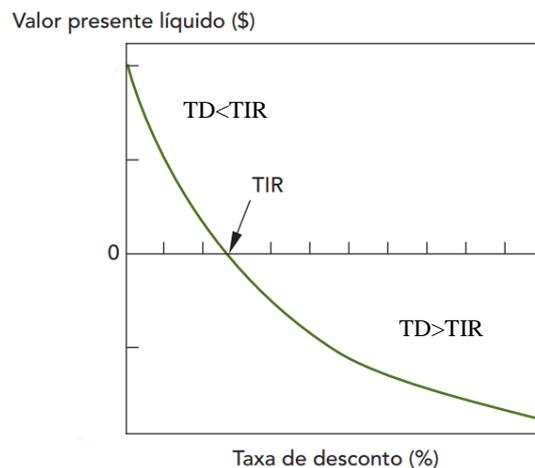
$$\text{VPL} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_{C_t}}{(1 + \text{TIR})^t} = 0 \quad (2)$$

De acordo com a Equação (2), se a TD é menor do que a TIR, temos um VPL positivo. Para uma TD maior do que a TIR, temos um VPL negativo.

Na Figura 18 é apresentado graficamente a relação entre o VPL e a TD. Já a TIR é apresentada no exato ponto em que o VPL é nulo. A região da curva à esquerda da TIR ($TD < TIR$), apresenta um VPL positivo. Por sua vez, a região à direita da TIR ($TD > TIR$), apresenta um VPL negativo.

Dessa forma, a TIR apresenta o limite de decisão em que um investidor pode escolher entre a viabilidade ou não de um investimento (ASSAF NETO, 1994). Portanto, um investimento só é interessante economicamente caso a TIR de um projeto seja maior do que a TD requerida.

Figura 18 – VPL x TIR.



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado de Brealey, Myers e Allen (2011).

2.7.3. PAYBACK DESCONTADO

O último indicador a ser visto nesse trabalho é o Tempo de Retorno de Investimento, mais conhecido como *Payback* Descontado. Trata-se do período de tempo que decorrerá até que os fluxos de caixa acumulados estimáveis, trazendo-os a valor presente considerando uma TD, igualem o montante do investimento inicial (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011).

Dessa forma, o *Payback* Descontado é o período de tempo em que o retorno do projeto iguala o investimento inicial, já trazendo o valor de cada fluxo de caixa ao valor presente (ASSAF NETO, 1994).

2.7.4. UTILIZAÇÃO DOS INDICADORES

Os indicadores apresentados nessa seção serão utilizados em conjunto, uma vez que a utilização isolada de cada um deles pode apresentar uma perspectiva incorreta acerca da viabilidade de determinado investimento (BREALEY, MYERSS e ALLEN, 2011).

Nesse trabalho foram utilizados como parâmetros os seguintes valores:

- VPL – Positivo e maior do que o VPL do Tesouro Direto Selic;
- TIR (TMA) – Deve ser maior que a TD do Tesouro Direto Selic;
- *Payback* – Menor do que a vida útil de um sistema FV - 25 anos, conforme apontado por Montenegro (2013) e Viana (2012).

Dessa forma, busca-se obter subsídios com mais acuracidade nos resultados pretendidos por potenciais prosumidores.

2.8. PRODUTIVIDADE DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para auxiliar a estimativa de produção dos Sistemas Fotovoltaicos, é possível utilizar diversas figuras de mérito⁵: Fator de Capacidade, Energia Específica, Custo da Energia Produzida, Rendimento Global do Sistema (*performance ratio*) e Produtividade do Sistema (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012). Nesta pesquisa, foi trabalhado apenas com a Produtividade do Sistema (*yield* – Y_F), pela facilidade de interpretação dos resultados e pela necessidade específica desta pesquisa.

A Produtividade é a relação entre o valor médio da energia produzida pela potência nominal do sistema, em um dado intervalo de tempo, conforme indicado na Equação (3).

$$Y_F = \frac{\int_{t1}^{t2} P_{saída} * dt}{P_{Instalada}} \quad (3)$$

⁵ Expressão utilizada para descrever o desempenho de sistemas fotovoltaicos, destacando-se suas vantagens e desvantagens a fim de utilizar tais figuras como ferramentas de análise em Sistemas Fotovoltaicos.

Para esta pesquisa, foi utilizado os valores de produtividade mensal calculados para cada distribuidora (KOZEN, 2014). Esses valores são expressos em kWh/kWp/mês e alguns exemplos podem ser observados na Tabela 9.

Tabela 9 – Produtividade dos sistemas fotovoltaicos por distribuidora – exemplos.

Distribuidora	Região	Y_F (kWh/kWp/mês)
Energisa MS	Centro Oeste	131
Energisa MT	Centro Oeste	125
AES Eletropaulo	Sudeste	115
Cemig	Sudeste	129
Light	Sudeste	124
Ceron	Norte	121
Celipa	Norte	120
Coelba	Nordeste	126

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Kozen (2014).

Dessa forma, é possível utilizar a Y_F para se calcular a produção anual em kWh de um sistema fotovoltaico. Para tanto, basta multiplicá-la pelo montante de potência instalada do sistema desejado. Por exemplo, um sistema GD fotovoltaico, no Mato Grosso do Sul, com 5 kW de potência instalada, produz mensalmente cerca de 655 kWh ($5 \cdot 131$).

3. METODOLOGIA DE PESQUISA

A finalidade do presente capítulo é descrever quais foram os procedimentos metodológicos utilizados para a execução deste trabalho. Primeiramente, foram apresentadas as características da pesquisa, em relação à natureza, abordagem, instrumentos da pesquisa, bem como seus objetivos. Logo após, no subcapítulo Métodos, foram apresentadas as etapas para o desenvolvimento deste trabalho científico.

3.1. DELINEAMENTO DA PESQUISA

O termo metodologia de pesquisa agrega dois termos de grande relevância para as investigações científicas. O primeiro termo (metodologia) pode ser definido como a agregação de atividades sistematicamente organizadas e que possuam lógica racional os quais geram resultados satisfatórios (MARCONI e LAKATOS, 2017). O segundo termo (pesquisa) pode ser definido como o procedimento racional e sistemático que busca obter respostas para os problemas colocados (GIL, 2017).

Dessa forma, em que pese a grande semelhança das duas definições, a eficácia deste trabalho científico é alcançada por meio da junção de ambos os termos considerando suas características distintas.

A seguir são apresentados, em subseções, os critérios científicos utilizados para correta e completa caracterização desta pesquisa.

3.1.1. NATUREZA DA PESQUISA

Conforme exposto anteriormente, o objetivo dessa pesquisa foi analisar o impacto das propostas regulatórias no Brasil para GD FV. Dessa forma, tratou-se de uma pesquisa do tipo quantitativa.

Diz-se quantitativa pois foram utilizados instrumentos matemáticos, econômicos e financeiros para medir relações entre as variáveis. Assim sendo, com os resultados quantificados, o processo de consolidação de uma opinião ou tomada de alguma decisão se torna mais técnico e com maior embasamento.

3.1.2. FINALIDADE DA PESQUISA

Esta pesquisa é considerada aplicada (GIL, 2017), visto que a problemática central deste trabalho científico, qual seja: “Qual é o impacto da alteração da regulamentação no Brasil na consolidação da GD?”, buscou dispor de subsídios para que os legisladores e demais atores do setor elétrico possam desenvolver e consolidar a GD FV no território nacional, uma vez que ainda está em fase embrionária.

3.1.3. OBJETIVOS DA PESQUISA

De acordo com Jesus-Lopes (2018), quanto aos objetivos, uma pesquisa pode ser classificada como exploratória, descritiva ou explicativa. A pesquisa exploratória preocupa-se em investigar **o que** ocorre no ambiente, por sua vez, a pesquisa descritiva investiga **como** ocorrem os fatos, por fim, a pesquisa explicativa busca o **porquê** da ocorrência.

Portanto, por ter buscado calcular, compilar e analisar os indicadores financeiros das propostas de alteração da REN 482/2012, este trabalho científico apresentou uma combinação dos três elementos: exploratórios, descritivos e explicativos.

3.2. MÉTODO

Conforme exposto anteriormente, o objetivo central deste trabalho científico foi analisar o impacto da nova proposta regulatória no Brasil para GD FV. Dessa forma, para que o objetivo fosse alcançado, a presente pesquisa foi executada conforme as seguintes etapas:

- a) definir Sistema Fotovoltaico Típico;
- b) calcular os indicadores financeiros de acordo com a regulamentação vigente;
- c) calcular os indicadores financeiros de acordo com a regulamentação proposta;
- d) comparar cenários;
- e) analisar a viabilidade regulatória e econômica de cada cenário.

Cada etapa desta metodologia será explicada em detalhes.

3.2.1 DEFINIR SISTEMA FOTOVOLTAICO TÍPICO

Para analisar a maior parte de sistemas fotovoltaicos instalados atualmente no Brasil, é necessário agrupar os prosumidores de acordo com as suas características em comum. Essa análise é mais viável, mais rápida e mais barata do que analisar cada instalação separadamente, que seria mais lento e mais caro.

Para realizar tal análise, foi consultado o SISGD da ANEEL, o qual é um sistema de acompanhamento da GD que deve ser atualizado mensalmente com dados das distribuidoras⁶. Tal sistema é gratuito e não necessita de cadastro, de forma que é possível acessá-lo diretamente por meio da internet⁷.

No SISGD é possível encontrar e filtrar diversos campos de informação, que são interativos, a respeito das instalações de GD já conectadas à rede elétrica das distribuidoras, dentre elas: Classe (Comercial, Residencial, Industrial, ou outra), Grupo (A1, B1, A2, B2), Potência Instalada (kW). Na Figura 19 é mostrada a disposição de todos os campos filtráveis.

Figura 19 – Campo do SISGD que podem ser filtrados.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BRASIL (2019).

Na Tabela 10 é apresentado um resumo de cada filtro com suas respectivas opções. Por padrão a tela inicial do SISGD apresenta todos os dados sem nenhum filtro, ou seja, todas as conexões realizadas até a última atualização.

Além disso, o SISGD apresenta um mapa interativo que mostra os pontos geográficos em que cada conexão de GD foi realizada, um gráfico de barras por Tipo de GD, um gráfico de colunas por ano de conexão e uma relação de todas as UCs para os filtros selecionados. Na Figura 20 é apresentado um exemplo dessas visões com a aplicação dos seguintes filtros: UF-Mato Grosso do Sul e Tipo-Fotovoltaica.

⁶ Conforme detalhado na parte final do capítulo 2.2 -PANORAMA NACIONAL (página 19)

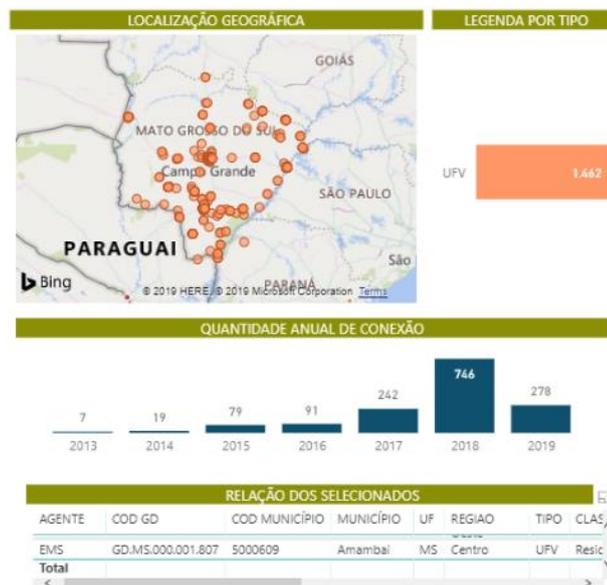
⁷ link: <https://goo.gl/bUpTSu>

Tabela 10 – Filtros do SISGD.

Filtro	Opções no Filtro
Agentes	Escolher quais distribuidoras
Região	Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste
UF	Qualquer estado que possua GD em seu território
Modalidade	Geração Compartilhada, Geração na Própria UC, Múltiplas UCs
Ano	2007 em diante
Grupo	A1, A2, A3, A3a, A4, B1, B2, B3, B4
Período de Conexão	Definir exatamente o dia inicial e final de análise
Faixa de Potência	Definir exatamente a potência inferior e superior de análise
Município	Qualquer cidade que possua GD em seu território
Tipo	Eólica, Fotovoltaica , Hidráulica e Térmica
Combustível	Bagaço de Cana, Biogás, Casca de Arroz, Cinética do Vento, Biomassa, Potencial Hidráulico, Radiação Solar e Resíduos Florestais
Classe	Comercial, Iluminação Pública, Industrial, Poder Público, Residencial, Rural

Fonte: Elaborado pelo autor com base em BRASIL (2019).

Figura 20 – Visões interativas no SISGD de GD FV no MS.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em BRASIL (2019).

Nesse trabalho foram realizados filtros nos campos Tipo e Combustível, para os quais foram escolhidas as opções, respectivamente, Fotovoltaica (UFV) e Radiação Solar. Em seguida, foi realizada uma análise nos campos Classe, Grupo, e Faixa de Potência, a fim de agrupar os prosumidores que possuem características em comum.

Em relação à Classe, foi analisado a soma de potência instalada para cada classe. Em seguida, no que se refere ao Grupo, foi analisado a soma de potência instalada para cada

subgrupo. Por fim, utilizando-se a Faixa de Potência para análise, foi considerado a mesma variável, separando-as também por potência instalada.

Dessa forma, foi possível identificar quais são os principais tipos de prosumidores que representam a maioria da potência de instalação de GD e assim encontrar os “sistemas típicos”. Para escolhê-los, foi utilizado o Princípio de Pareto para cada conjunto de características semelhantes, também conhecido como “princípio 80/20” (KORCH, 2015). Esse princípio consiste em analisar a menor quantidade de informação de uma população (20% de esforço), alcançando a maior representatividade na análise (80% de resultado) (VAZQUEZ e DOS SANTOS, 2010).

Para cada Sistema Típico encontrado, foi necessário definir o custo de disponibilidade do sistema elétrico, que é o mínimo que a distribuidora cobra da UC pela prestação do serviço de distribuição, independente de efetivo consumo pelo prosumidor. Esse custo é dado em kWh e varia conforme o Grupo e o Tipo de Tensão de Atendimento (monofásico, bifásico e trifásico) dos consumidores, conforme foi apresentado na Tabela 1.

Além disso, foi possível utilizar as informações obtidas do SISGD em conjunto com as informações do Instituto para o Desenvolvimento de Energia Alternativas na América Latina (IDEAL). Trata-se de uma organização privada sem fins lucrativos, que atua na promoção de energias renováveis e de políticas de integração energética na América Latina (IDEAL, 2018). Desde 2007, por meio do Programa América do Sol, o IDEAL acompanha e dissemina informações do setor fotovoltaico brasileiro. Como parte integrante deste programa, a pesquisa “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica” está, em 2018, em sua 5ª edição⁸.

Essa pesquisa foi realizada por meio de envio de questionários eletrônicos a mais de 1800 empresas cadastradas no instituto IDEAL. Na consolidação das informações, foram considerados apenas os formulários 100% respondidos, ficando fora da consolidação as empresas que não responderam ou responderam parcialmente. Como exemplo de dados obtidos pelas respostas às perguntas, pode-se citar os seguintes: faixa de potência mais comercializada, setor de atuação (comercial, residencial e industrial), tempo de conclusão da instalação e conexão, preços dos sistemas por faixa de potência, entre outros.

Tal estudo é publicado em seu site oficial no formato PDF, consolidando as diversas informações do setor fotovoltaico e as apresenta em forma de gráficos e tabelas, dentre as quais

⁸ <http://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-edicao-2018/>

mais interessaram ao presente trabalho o preço médio dos sistemas fotovoltaicos e as faixas de potência mais comercializadas.

Após encontrar, por meio do SISGD, os sistemas típicos de GD, foi utilizado as informações de preço médio de tais sistemas fornecidos pelo IDEAL (IDEAL, 2018), conforme a faixa de potência de cada um.

3.2.2 CALCULAR OS INDICADORES FINANCEIROS DE ACORDO COM A REGRA ATUAL E REGRA PROPOSTA

Uma vez definido os Sistemas Típicos, calculou-se os indicadores financeiros com base na regra atual da resolução 482/2012 (BRASIL, 2012a). O cálculo dos indicadores foi feito utilizando-se das funções financeiras de ferramenta computacional de edição de planilhas. Os indicadores calculados foram os seguintes: VPL, TIR e *Payback*.

O VPL, conforme mostrado anteriormente, é calculado utilizando a Equação (1).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_{C_t}}{(1 + TD)^t} \quad (1)$$

Para cada sistema típico encontrado, foi utilizada mesma Equação (1), alterando as variáveis conforme a necessidade, de acordo com o descrito a seguir:

- I_0 representa o Investimento Inicial. Foi considerado o valor médio de cada sistema encontrado na análise conjunta entre SISGD e IDEAL;
- F_{C_t} é o Fluxo de Caixa do projeto durante todo o período t . Foi considerada a economia líquida esperada na tarifa de energia elétrica, obtida após a instalação do Sistema Fotovoltaico;
- TD representa a Taxa de Desconto. Foi utilizada a taxa SELIC, pois considera-se que o investimento em GD por meio de painéis fotovoltaicos apresenta um risco baixo comparado a outros investimentos (NAKABAYASHI, 2014), e a SELIC é atrelada a um dos títulos do Tesouro Direto, que podem ser adquiridos por qualquer pessoa;
- t refere-se ao Período do Fluxo de Caixa;
- n diz respeito ao horizonte de análise do F_{C_t} . É a Vida Útil do sistema, ou seja, o tempo em que o sistema fotovoltaico instalado gerará energia. O tempo utilizado nos cálculos foi de 25 anos, conforme apontado por Montenegro (2013) e Viana (2012).

Após o cálculo do VPL, foi calculada a TIR, a qual é obtida pela Equação (2).

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fc_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

Para o Investimento Inicial (I_0) e para o Fluxo de Caixa (Fc_t) foram adotadas as mesmas premissas que foram utilizadas no VPL.

Por fim, após o cálculo da TIR, foi realizado o cálculo do *Payback* Descontado. Para tanto, foi necessário considerar cada um dos Fluxos de Caixa (Fc_t) a Valor Presente (VP). Assim, foi utilizada a mesma Taxa de Desconto do VPL, qual seja, a SELIC. O valor de cada Fc_t é encontrado por meio da Equação (4).

$$VP_n = \frac{Fc_n}{(1 + TD)^n} \quad (4)$$

Dessa forma, uma vez encontrado os VP_n de cada ano, foi realizada a soma de cada um até que ela se igualasse ao VPL. O *Payback* Descontado foi a quantidade de períodos necessários para que essa igualdade acontecesse.

Após encontrar os indicadores financeiros utilizando a regra atual, foram encontrados os mesmos indicadores utilizando-se a regra proposta pela CP 33 (BRASIL, 2017a). Contudo, para a CP 33, a variável Fluxo de Caixa (Fc_t) foi alterada, visto que no modelo proposto a consumidor deverá pagar, além do Custo de Disponibilidade, a tarifa de uso do fio, também chamada de tarifa-fio. Dessa forma o Fc_t foi obtido conforme é mostrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Fluxo de Caixa considerando a Tarifa de Uso do Fio

Ano	0	1	2	3	4	...	25
		Receita	Receita	Receita	Receita		Receita
Fluxo de Caixa	-Investimento	-O&M	-O&M	-O&M	-O&M		-O&M
		-Tarifa fio	-Tarifa fio	-Tarifa fio	-Tarifa fio		-Tarifa fio

Fonte: Adaptado pelo Autor de (NAKABAYASHI, 2014)

3.2.3 COMPARAR CENÁRIOS

Uma vez realizado todos os cálculos, eles foram consolidados em uma única tabela a fim de comparar todos os indicadores. A Tabela 12 exemplifica isso.

Tabela 12 – Indicadores Financeiros com a Regra Atual e Proposta.

Sistema Típico	Classe	Grupo	Potência Instalada (kW)	Indicador	Cenário Atual	Cenário Proposto
1	Residencial	B1	30	VPL		
2	Comercial	B3	75	TIR		
3	Industrial	A4	100	<i>Payback</i>		

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com todos os indicadores lado a lado foi possível encontrar com facilidade qual cenário é mais vantajoso, do ponto de vista do cliente.

3.2.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE REGULATÓRIA E ECONÔMICA DE CADA CENÁRIO

Por fim, alinhando-se ao objetivo geral desta pesquisa, foi possível analisar as características financeiras, políticas, econômicas, regulatórias e sociais das 6 alternativas da REN 482/2012.

Com os resultados obtidos foi possível discutir se a manutenção da regulamentação atual é mais vantajosa ou se sua alteração, por meio da proposta (CP 33), pode impedir que a GD no Brasil seja cada vez mais disseminada.

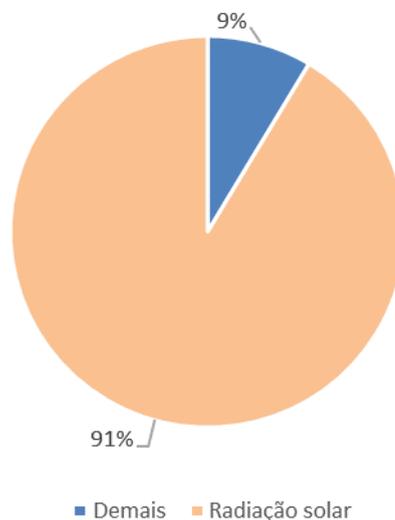
4. RESULTADOS

4.1. SISTEMA TÍPICO

Primeiramente, no que se refere ao sistema típico, foram realizados basicamente três filtros no SISGD (2019) da ANEEL, referente à 2019.

O primeiro filtro foi realizado no item fonte energética, onde foi obtido o percentual de cada uma delas (Figura 19). Com esses dados, verificou-se que a fonte energética advinda da Radiação Solar é a mais representativa em potência instalada, na matriz da GD. Essa fonte energética é, portanto, importante ser pesquisada.

Figura 21 – Distribuição percentual da matriz de GD, conforme tipo de fonte energética.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Após a escolha do tipo de fonte Radiação Solar, foram analisados os tipos de classes, apenas dentre as classes existentes nessa fonte energética. A distribuição da potência instalada e da quantidade de UCs, conforme o tipo de classe, estão evidenciados na Tabela 13.

Tabela 13 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por tipo de classe.

Classe	Potência Instalada (kW)	Quantidade de UCs
Iluminação pública	168,10	8
Serviço Público	2.293,17	75
Poder Público	30.547,10	697
Industrial	156.103,49	4.091
Rural	181.589,27	8.978
Residencial	628.316,88	112.325
Comercial	693.014,65	27.288
Total	1.692.032,66	153.462

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Com base nas informações da Tabela 13 foi possível perceber que as classes Rural, Residencial e Comercial, somadas, representam 88,82 % (cerca de 1,5 GW) do total de potência instalada, para o tipo de fonte Radiação Solar. Ao se analisar a quantidade de UCs, verificou-se que essas três classes, somam 148.591 unidades consumidoras com GD FV instalada, o que representam 96,83% do total de UCs. Em função desses índices, no próximo item analisado (subgrupos), foram consideradas apenas essas três classes (Rural, Residencial e Comercial).

No que se refere aos subgrupos, após serem realizados os filtros de Fonte Energética e Classe, contabilizou-se a potência instalada (kW) e a quantidade de UCs, por subgrupo, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por subgrupo.

Subgrupo	Tensão (V) ou Atividade	Potência Instalada (kW)	Quantidade de UCs
AS	< 2,3 k e subterrâneo	547,25	56
B4	Iluminação Pública	2.079,02	100
A2	88 – 138 k	2.173,39	45
A1	> 230 k	3.928,72	60
A3	69 k	5.199,90	64
A3a	30 – 44 k	21.241,69	126
B2	Rural	140.964,08	9.066
A4	2,3 – 25 k	199.482,75	1.798
B3	Demais Classes	497.283,53	25.483
B1	Residencial	630.020,47	111.793
Total Geral		1.502.920,80	148.591

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Contata-se na Tabela 14 que os subgrupos B1 (Residencial), B3 (Demais Classes) e A4 (2,3-25kV) somados chegam a cerca de 1,3 GW de potência instalada (88,28% do total) e 139.074 UCs com GD em Radiação Solar (93,60% do total).

O próximo item que foi analisado refere-se a faixa de potência instalada, conforme disponibilizadas pelo Instituto IDEAL (IDEAL, 2018). Para tanto, foi realizado, por meio do aplicativo de planilha eletrônica, um tratamento na base de dados do SISGD, na coluna em que consta a informação de potência instalada de GD, de cada UCs. Na Tabela 15 é apresentado o resultado da Potência Instalada (kW) e da quantidade de UCs por Faixa de Potência, classificada em ordem crescente, conforme a quantidade de UCs.

Tabela 15 – Potência Instalada (kW) e Quantidade de UCs por Faixa de Potência.

Faixa de Potência (kW)	Soma de Potência Instalada (kW)	Quantidade de UCs
Mais que 100	132.439,38	472
De 31 a 100	354.295,91	6.968
De 6 a 30	544.220,81	44.346
Até 5	295.830,65	87.288
Total Geral	1.326.786,75	139.074

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Com os dados da Tabela 15 foi possível constatar que os sistemas menores do que 31 kW (6 a 30 e até 5) de potência instalada, representam 94,65 % do total de UCs de GD, de fonte Radiação Solar, das classes Rural, Comercial e Residencial, dos subgrupos B1, B3 e A4. Todavia, a maior representatividade, quando se observa a potência instalada, está nas faixas menores do que 100 kW de potência instalada, representando cerca de 90% do total (1,2 GW).

A proposta do estudo apresentado seria identificar o perfil dos consumidores de energia fotovoltaica para, posteriormente, realizar análise nos consumidores mais representativos. Entretanto, utilizando recursos computacionais foi possível realizar o cálculo e, posterior análise, para cada um dos cerca de 130 mil consumidores (parte da planilha está no Apêndice 1).

Serão apresentados a seguir os cálculos realizados para obtenção dos indicadores financeiros relacionados à instalação de um sistema GD fotovoltaico, detalhando a forma de obtenção de cada parâmetro, em cada indicador.

4.2. CALCULO DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA VIGENTE

4.2.1. PREMISSAS E RESTRIÇÕES

Ao longo dos próximos itens, serão especificadas uma série de premissas, restrições ou considerações que foram utilizadas nos cálculos. Na Tabela 16 é apresentado um quadro resumo com todos esses pressupostos.

Além disso, é importante destacar que nem todas as informações do Banco de Dados de Geração Distribuída foram utilizadas. O Banco de Dados, com os dados de instalação até 31/12/2019, contém 153.805 instalações relacionadas. Destas, 343 UCs não utilizam a Radiação Solar como fonte para geração de energia, restando 153.462 prosumidores que utilizam essa fonte. Destes, têm-se 23.332 instalações em que há mais de um UC recebendo crédito. Estas UCs não foram consideradas na pesquisa, pois o Custo de Disponibilidade das UCs que recebem crédito, além da própria UC geradora, é de difícil estimativa. Assim, restaram

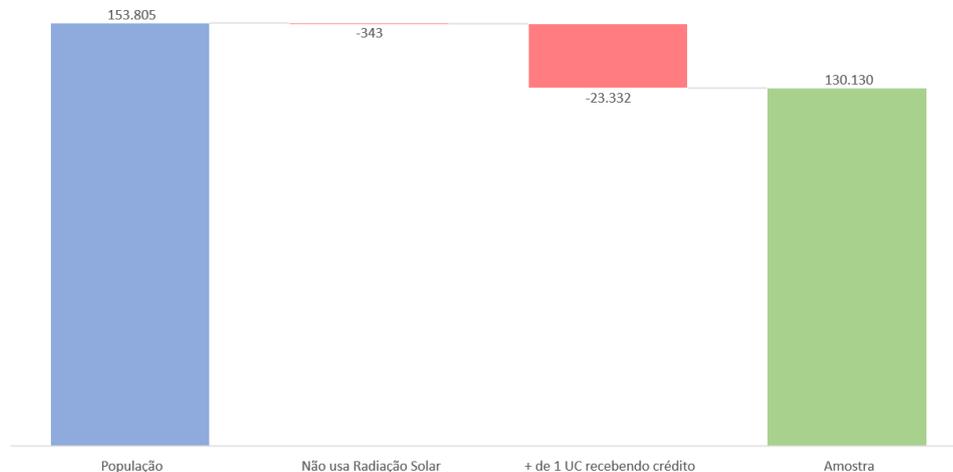
130.130 UCs para análise nesta pesquisa, de acordo com as Premissas e Restrições elencadas na Tabela 16. Na Figura 22 é apresentado um esquema para melhor visualização da forma de tratamento dos dados.

Tabela 16 – Premissas e Restrições adotadas na pesquisa

Premissa/Restrição	Descrição	Referência
Investimento 100% não financiado	Todo o Investimento Inicial foi considerado como capital próprio	(IDEAL, 2018)
Investimento Inicial	Preço médio por Wp (R\$/Wp), de acordo com a Faixa de Potência instalada (R\$/kW)	(IDEAL, 2018)
Tributos na Tarifa	Tarifas adotadas estão com os respectivos tributos incidentes (PIS, COFINS e ICMS).	(BRASIL, 2015b) e (BRASIL, 2015c)
Inflação	Média da projeção do IPCA de 2019 até 2023 (3,68% a.a.)	(NAKABAYASHI, 2014)
Tarifa Branca (Grupo B)	Não foi considerada, pois representa 0,04% do total de UCs do Grupo B (82 milhões)	(BRASIL, 2019a)
Geração de Energia	Produtividade Média de cada distribuidora (kWh/kWp/mês)	(KOZEN, 2014)
Tarifas B1	<i>Ranking</i> de Tarifas	(BRASIL, 2019b)
Tarifas demais Subgrupos	Sistema de Apoio à Decisão	(BRASIL, 2019c)
Custo de O&M	1% ao ano do Investimento Inicial (I_0)	(MONTENEGRO, 2013)
Troca dos Inversores	Custo de 21% do Investimento Inicial (I_0) no 15º ano do projeto	(IDEAL, 2018) E (DANTAS e POMPERMAYER, 2018)
Taxa de Desconto (TD)	SELIC definida em Dezembro/2019 foi 4,5% a.a.	(BRASIL, 2019e)

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 – Tratamento dos dados do SISGD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2. VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O VPL foi calculado, conforme apresentado anteriormente, de acordo com a Equação (1). Nas próximas subseções serão especificados todos os parâmetros dessa equação e o cálculo de cada um deles.

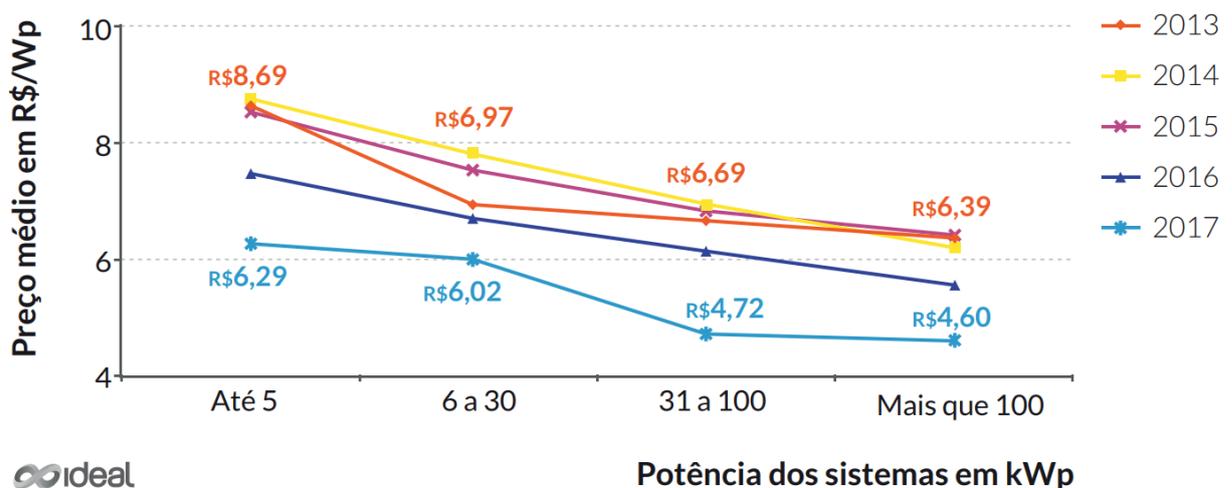
4.2.2.1. Investimento Inicial (I_0)

O primeiro parâmetro definido foi o Investimento Inicial (I_0). Primeiramente, ressalta-se que neste trabalho foi considerado que todos os prosumidores em análise realizaram o investimento em GD FV utilizando capital próprio. Esta premissa é razoável, uma vez que 59 % dos prosumidores o fazem dessa forma (IDEAL, 2018).

Para encontrar o valor do I_0 , foi preciso multiplicar cada Potência Instalada (kW), de cada UC, pelo valor em reais por *watt*-pico (R\$/Wp), da faixa de potência à qual cada UC pertence.

O valor em R\$/Wp foi obtido por meio da pesquisa “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica” (IDEAL, 2018), descrita na metodologia. Na Figura 23 é apresentado o gráfico com as informações de preço médio por Wp (R\$/Wp), por faixa de potência instalada (R\$/kW), utilizadas para o cálculo do investimento inicial.

Figura 23 – Valores por faixa de potência instalada (R\$/kW)



Fonte: IDEAL (2018)

Por meio da Figura 23, é possível verificar a queda de preços, desde 2013, em todas as faixas de potência. Isso é explicado pela consolidação da tecnologia entre os fabricantes, pelo

barateamento dos custos de produção e pelo aumento de fabricantes de equipamentos de produção fotovoltaica (IDEAL, 2018).

O cálculo do investimento inicial foi feito para cada UC com a utilização de aplicativo de planilha eletrônica. Os valores obtidos em R\$/W, por meio da Figura 23, foram multiplicados por cada valor de Potência Instalada (1 kW = 1.000 W) das UCs do SISGD. Na Tabela 17 são apresentados alguns exemplos desse cálculo.

Tabela 17 – Exemplo de cálculo do Investimento Inicial no SISGD

Potência Instalada (kW)	Faixa de Potência (kW)	Valor por watt (R\$/W)	Cálculo do Investimento Inicial	Investimento Inicial (R\$)
135	Mais que 100	4,60	135*1.000 * 4,60	621.000,00
70	De 31 a 100	4,72	70*1.000 * 4,72	330.400,00
27	De 6 a 30	6,02	27*1.000 * 6,02	162.540,00
2,04	Até 5	6,29	2,04*1.000 * 6,29	12.831,60

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

Na Tabela 18 são apresentadas a soma e a média dos investimentos iniciais, calculados para cada faixa de potência de todas as UCs do SISGD, considerando a fonte radiação solar.

Tabela 18 – Investimentos Iniciais conforme faixa de potência

Faixa de Potência (kW)	Soma de Investimento Inicial (R\$*milhão)	Quantidade de UCs	Média de Investimento Inicial por UC (R\$*mil)
Mais que 100	1.057,17	820	1.311,97
De 31 a 100	2.378,65	9.687	245,05
De 6 a 30	3.891,20	51.415	75,77
Até 5	1.961,76	91.540	21,04
Total Geral	9.288,77	153.462	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019).

4.2.2.2. Fluxo de Caixa (F_c)

O F_c de um sistema fotovoltaico é a economia líquida de energia, percebida na fatura do cliente e os eventuais custos de manutenção e troca de equipamentos durante a vida útil, prevista no projeto.

No que se refere à economia líquida de energia, também chamada de receita do projeto nos períodos analisados, é preciso calcular o valor da fatura de energia elétrica, sem a utilização do sistema fotovoltaico e subtraí-lo do valor da fatura utilizando a geração solar, conforme é mostrado na Equação (5).

$$\text{Receita} = \text{Tarifa}_{\text{sem GD}} - \text{Tarifa}_{\text{com GD}} \quad (5)$$

Ressalta-se que todas as tarifas adotadas neste trabalho estão com os respectivos tributos incidentes (PIS, COFINS e ICMS). Conforme explicado na fundamentação teórica (2.6.6-CARGA TRIBUTÁRIA), tais tributos são cobrados apenas sobre o consumo líquido de energia, por conta da lei federal nº 13.169/2015 (BRASIL, 2015b) e do Convênio ICMS 16/2015 (BRASIL, 2015c).

Além disso, deve-se considerar o aumento esperado no valor da tarifa ao longo do período de análise de investimento de uma instalação de GD FV (25 anos). Para tanto, foi utilizada como referência a média da projeção do IPCA, realizada pelo Banco Central do Brasil para 2019 e para os próximos 4 anos⁹ (NAKABAYASHI, 2014). Essa projeção é mostrada na Tabela 19.

Tabela 19 – Projeção para o IPCA – Banco Central do Brasil.

Ano	Projeção (%)
2019	4,04
2020	3,60
2021	3,74
2022	3,56
2023	3,50
Média	3,68

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Nakabayashi (2014).

A diferença encontrada na subtração da Equação (5) é o valor a ser considerado como receita do projeto, em cada período. Entretanto, a forma de cálculo da tarifa dos consumidores do Grupo B é diferente daquela do Grupo A. A seguir serão explicadas cada uma delas.

4.2.2.2.1. Receita do Projeto – Grupo B

O valor da tarifa das UCs do Grupo B é obtido multiplicando-se a energia consumida no período (kWh) pelo valor pago em R\$/kWh para a concessionária de energia elétrica.

A Tarifa B, na modalidade Horária Branca, não será considerada nesse cálculo, uma vez que essa modalidade possui um percentual de adesão insignificante, por parte dos

⁹ Projeções de 31/12/2019. Sistemas de Expectativas de Mercado (BRASIL, 2020a), disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>. Acesso em 18/04/2020.

consumidores do Grupo B: 31.360 consumidores em um universo de 82 milhões de UCs, ou seja, cerca de 0,04% do total (BRASIL, 2019a).

A Equação (6) apresenta a forma de cálculo da Tarifa Convencional do Grupo B.

$$Tarifa_{Grupo B} = \text{Energia Faturada (kWh)} * \text{Preço} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right) \quad (6)$$

Para se chegar à Tarifa do Grupo B, conforme explicado anteriormente, foi necessário realizar o cálculo considerando dois cenários (considerando apenas a geração Fotovoltaica): sem GD e com GD. De posse dos valores de tarifa obtidos com os dois cenários, foi possível calcular a economia na tarifa (diferença entre os valores). Essa economia foi utilizada como variável Receita do Projeto no cálculo do Fc . A seguir serão explicadas, para cada um dos cenários (com ou sem GD), as duas componentes da Equação (6): Energia Faturada (kWh) e Preço (R\$/kWh).

Para o cenário sem GD FV instalada, a variável Energia Faturada foi considerada como o total da geração de energia referente à potência instalada de cada UC. Esse valor foi obtido multiplicando-se a Produtividade Média (Y_f) de energia solar de cada distribuidora (kWh/kWp/mês) pela Potência Instalada de cada UC (kWp), conforme explicado na seção 2.8. Esse valor para Energia Faturada foi considerado, uma vez que os projetos são pensados de maneira a ter o máximo de aproveitamento da instalação de GD FV (KOZEN, 2014). Ou seja, estima-se que o valor esperado de produção de um sistema fotovoltaico seja inteiramente aproveitado ao longo de sua vida útil. Na Tabela 20 é apresentado o resumo das principais informações obtidas por meio desse cálculo.

Tabela 20 – Média de Energia Faturada das UCs sem GD FV do Grupo B.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Quantidade de Consumidores	Média de Energia Produzida ou Energia Faturada mensalmente (kWh/mês)
Mais que 100	248	13.835,96
De 31 a 100	9.687	6.547,45
De 6 a 30	51.415	1.582,09
Até 5	91.540	428,81
Soma	152.890	
Média Ponderada		1.226,06

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Assim, de acordo com a última coluna da Tabela 20, para cada faixa de consumo foi possível obter a Média de Faturamento Mensal em kWh. Ao realizar o cálculo da Média

Ponderada da Energia Faturada Mensalmente foi encontrado o valor de 1.226,06 kWh/mês para cada UC.

Já para o cenário com GD FV instalada, a Energia Faturada será no mínimo o seu próprio Custo de Disponibilidade, uma vez que os sistemas são projetados considerando que esse custo seja sempre utilizado pelo prosumidor (KOZEN, 2014). Isso acontece, pois o Custo de Disponibilidade será cobrado, independentemente de haver ou não consumo na UC. Esse custo foi o mesmo do cenário sem GD FV instalada, explicado anteriormente.

Todavia, há 23.332 instalações (cerca de 15% do total) em que outras UCs recebem o crédito da energia gerada, além da própria UC com GD FV instalada. Desses, têm-se 22.982 UCs do Grupo B e 350 UCs do Grupo A. Para esses casos, deve-se levar em conta o custo de disponibilidade de cada UC beneficiada. Portanto, por ser de difícil estimativa, tais casos não foram considerados no cálculo deste trabalho.

Em relação à variável Preço da Equação (6), a ANEEL disponibiliza uma planilha eletrônica com as tarifas do grupo B, do subgrupo B1, para cada concessionária (BRASIL, 2019b). Essa planilha é denominada pela ANEEL de *Ranking* de Tarifas. Dessa forma, como cada UC do SISGD possui sua respectiva concessionária de distribuição, foi encontrado o valor da tarifa em R\$/kWh para cada prosumidor. Na Tabela 21 é apresentado um exemplo de informações encontradas no *Ranking* de Tarifas.

Tabela 21 - Ranking de Tarifas do Subgrupo B1 – Exemplos.

Distribuidora	Região	Valor Tarifa Convencional - B1 com impostos (R\$/kWh)
Energisa MS	Centro Oeste	0,82587
Energisa MT	Centro Oeste	0,87613
AES Eletropaulo	Sudeste	0,73027
Cemig	Sudeste	1,00442
Light	Sudeste	0,89178
Ceron	Norte	0,78775
Celipa	Norte	1,00450
Coelba	Nordeste	0,80980

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019b).

Observa-se, entretanto, que os valores de tarifa especificados se referem apenas ao consumidor do subgrupo B1. Para os demais consumidores do Grupo B, a ANEEL disponibiliza as informações de tarifa desses consumidores no Sistema de Apoio à Decisão (SAD), disponível em seu *site* (BRASIL, 2019c). Na Tabela 22 é apresentado um exemplo de tarifas com impostos obtidas por meio do SAD.

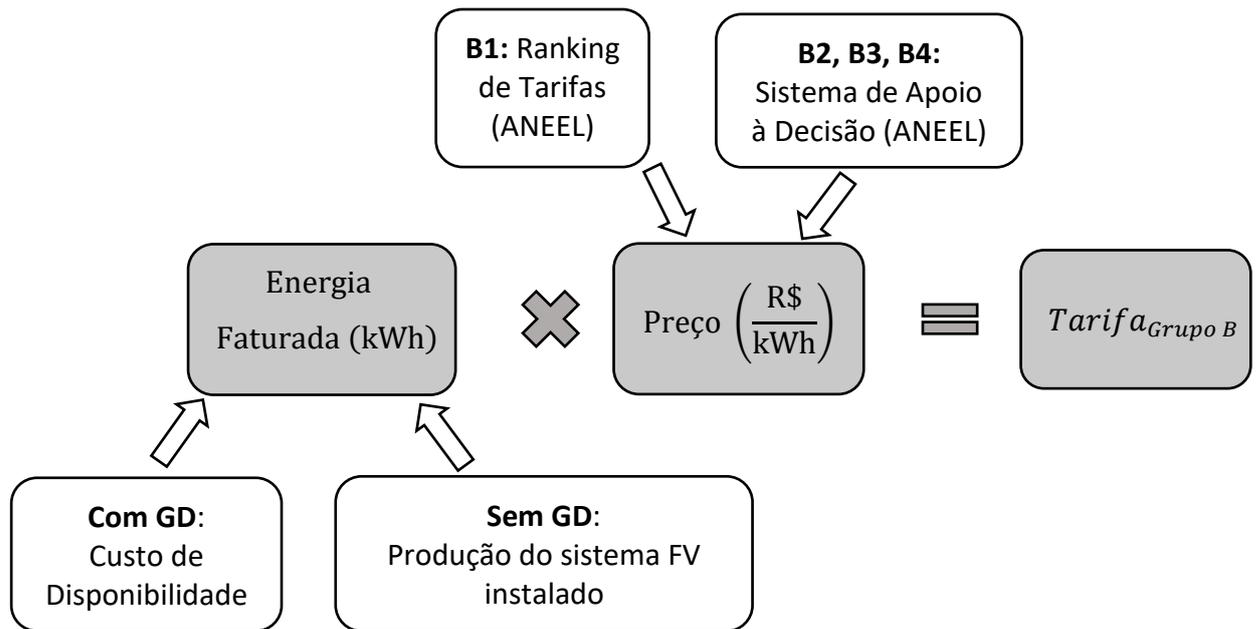
Tabela 22 - Tarifas do Sistema de Apoio à Decisão com Impostos – Exemplos Grupo B.

Distribuidora	Região	Tarifa – B2 (R\$/kWh)	Tarifa – B3 (R\$/kWh)	Tarifa – B4 (R\$/kWh)
Energisa MS	Centro Oeste	0,67334	0,79717	0,47055
Energisa MT	Centro Oeste	0,63215	0,94098	0,38925
AES Eletropaulo	Sudeste	0,45878	0,69987	0,39956
Cemig	Sudeste	0,65570	0,94840	0,48326
Light	Sudeste	0,74826	0,97335	0,57728
Ceron	Norte	0,52718	0,78101	0,46630
Celipa	Norte	0,70766	1,01910	0,61563
Coelba	Nordeste	0,48488	0,76776	0,34738

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

(6). Na Figura 24 é apresentado um esquema da forma de obtenção das variáveis da Equação

Figura 24 – Esquema de Cálculo da Tarifa do Grupo B.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Destarte, a receita obtida pelo prosumidor, para os projetos de GD FV instalados, será a diferença entre a tarifa calculada, que seria paga com base no consumo médio (sem GD) e a tarifa considerando apenas o custo de disponibilidade (com GD). Novamente, a Equação (5) apresenta essa diferença.

$$\text{Receita}_{\text{Grupo B}} = \text{Tarifa}_{\text{sem GD}} - \text{Tarifa}_{\text{com GD}} \quad (5)$$

Na Tabela 23 é apresentado o resumo dos resultados obtidos no cálculo da receita mensal no Grupo B.

Tabela 23 – Resumo de receita mensal no Grupo B.

Subgrupo	Soma de Tarifa sem GD (R\$*mil)	Soma de Tarifa com GD (R\$*mil)	Soma de Receita Mensal (R\$*mil)	Quantidade de UCs	Média de Receita mensal por UC (R\$)
B1	56.061,54	7.744,96	48.316,58	97.043	497,89
B2	7.355,59	381,36	6.974,23	6.923	1.007,40
B3	48.642,64	1.969,07	46.673,57	23.225	2.009,63
B4	129,04	4,75	124,29	103	1.206,67
Total	112.188,82	10.100,14	102.088,67	127.294	
Média Ponderada					801,99

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

4.2.2.2.2. Receita do Projeto – Grupo A

Para o caso dos prosumidores do Grupo A, existe a particularidade de que a potência instalada do sistema solar, via GD, não pode ultrapassar a demanda contratada pela UC (BRASIL, 2012a). Todavia, para efeito de cálculo da Receita do Projeto de GD do Grupo A, não foi considerada a demanda contratada, uma vez que a economia do projeto (receita) ocorre em função do consumo faturado. Assim, a demanda contratada é considerada como um custo fixo para o prosumidor, não interferindo na receita do projeto.

A tarifa a ser considerada no projeto, portanto, será calculada por meio do produto entre a Energia Faturada (kWh) e o Preço (R\$/kWh) determinado pela ANEEL, conforme concessionária de distribuição. A Equação (7) apresenta essa forma de cálculo.

$$Tarifa_{Grupo A} = \text{Energia Faturada (kWh)} * \text{Preço} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kWh}} \right) \quad (7)$$

O consumo do Grupo A é obtido de acordo com dois cenários: sem GD e com GD instalada.

Para o primeiro cenário (sem GD FV), a variável Energia Faturada foi considerada como o total da geração de energia referente à potência instalada de cada UC, assim como no Grupo B.

Para o segundo cenário (com GD FV), não há o Custo de Disponibilidade, da mesma forma que há no Grupo B, exceto para os casos definidos no artigo 100 da Resolução Normativa 414 de 2010. No Grupo A, caso o consumo líquido da UC seja nulo, o prosumidor deverá pagar apenas pela demanda contratada. Ou seja, a energia a ser faturada com um sistema

solar instalado será considerada nula, uma vez que os sistemas, considerados nesse trabalho, são projetados para zerar o consumo líquido de energia (KOZEN, 2014).

Todavia, para os casos específicos definidos no artigo 100 da Resolução Normativa 414 de 2010, a energia faturada sem GD foi a mesma daquela considerada para o Grupo B, qual seja o custo de disponibilidade. A tarifa aplicada nesses mesmos casos, foi tarifa correspondente também do Grupo B.

O preço, em R\$/kWh, com impostos, do Grupo A foi obtido da mesma forma daquela considerada para o Grupo B (exceto para o B1), qual seja, a consulta de preços realizada no SAD para cada Subgrupo (BRASIL, 2019c).

Na Tabela 24 é apresentado o resumo dos resultados obtidos no cálculo da receita mensal no Grupo A.

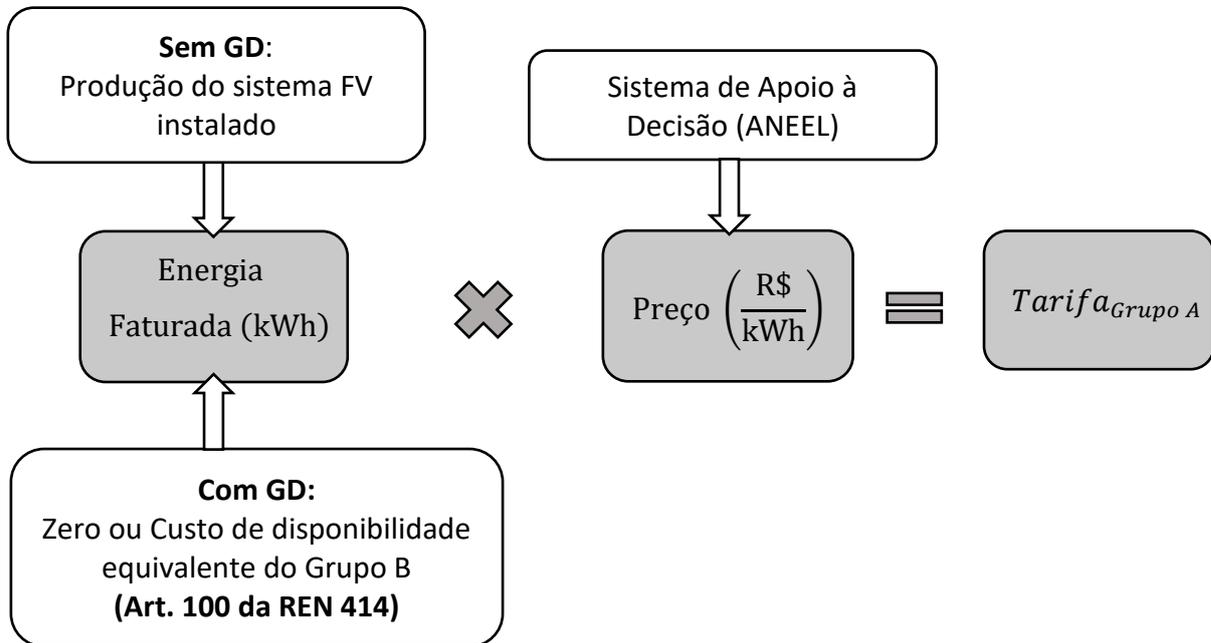
Tabela 24 – Resumo de receita mensal no Grupo A.

Subgrupo	Soma de Tarifa sem GD (R\$*mil)	Soma de Tarifa com GD (R\$*mil)	Soma de Receita Mensal (R\$*mil)	Quantidade de UCs	Média de Receita mensal por UC (R\$)
A1	439,29	3,82	435,47	74	5.884,70
A2	125,56	2,98	122,58	40	3.064,55
A3	705,50	3,07	702,43	63	11.149,72
A3a	1.336,78	4,68	1.332,10	132	10.091,65
A4	16.757,19	105,92	16.651,27	2.477	6.722,35
AS	41,46	3,85	37,60	50	752,10
Total	19.405,78	124,33	19.281,45	2.836	6.798,82

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Na Figura 25 é apresentado um esquema da forma de obtenção das variáveis da Equação (7).

Figura 25 – Esquema de Cálculo da Tarifa do Grupo A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.2.3. Fluxo de Caixa (F_c) Anual

Para se chegar aos valores de cada ano foi utilizado o modelo apresentado na Tabela 25.

Tabela 25 – Fluxos de Caixa de um Sistema Fotovoltaico.

Ano	0	1	2	3	...	15	...	25
Fluxo de Caixa	-Investimento Inicial	Receita -O&M	Receita -O&M	Receita -O&M		Receita -Inversor -O&M		Receita -O&M

Fonte: Adaptado pelo autor de Nakabayashi (2014).

Para os valores anuais de Operação e Manutenção (O&M), serão considerados os custos equivalentes a 1% do valor total do investimento (MONTENEGRO, 2013).

Além do custo de O&M, é preciso considerar a troca dos inversores de frequência do sistema a cada 15 anos (DANTAS e POMPERMAYER, 2018), que é o período de sua vida útil. Para tanto, será considerada uma saída de capital de cerca de 21% do investimento total (IDEAL, 2018) no 15º ano, referente à troca desse equipamento.

Após realizar o cálculo do F_c anual, foi possível aplicar a TD para cada ano do projeto. Conforme foi explicado anteriormente, a TD usada neste trabalho foi a SELIC

(NAKABAYASHI, 2014). Conforme a 227ª reunião do Comitê de Política Monetária (COPOM) do Banco Central do Brasil (BACEN), a taxa SELIC definida em Dezembro/2019 foi 4,5% a.a. (BRASIL, 2019e).

Na Tabela 26 é apresentado um exemplo do cálculo do fluxo de caixa de uma instalação de 5 kW, no estado do Mato Grosso do Sul, do Subgrupo B1.

Tabela 26 – Fluxo de Caixa da GD FV – Exemplo Subgrupo B1.

Características da Instalação	Descrição componente da Receita	Ano			
		0	1 até 14	15	16 até 25
Subgrupo B1	Investimento Inicial (I_0)	-31.450,00			
Potência Instalada: 5 kW	Inversor (21% de I_0)			-6.604,50	
Concessionária: Energisa MS	O&M		-314,50	-314,50	-314,50
Tarifa: 0,82587 R\$/kWh	Receita		6.681,90	8.714,37	10.014,41
Fluxo de caixa no Ano		-31.450,00	6.367,40	1.795,37	9.699,91
Fluxo de caixa no Ano DESCONTADO		-31.450,00	4.769,97	927,71	4.048,55

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Nakabayashi (2014).

Por sua vez, na Tabela 27 é apresentado um exemplo de cálculo do fluxo de caixa de uma instalação de 108 kW, no estado do Mato Grosso do Sul, do Subgrupo A4.

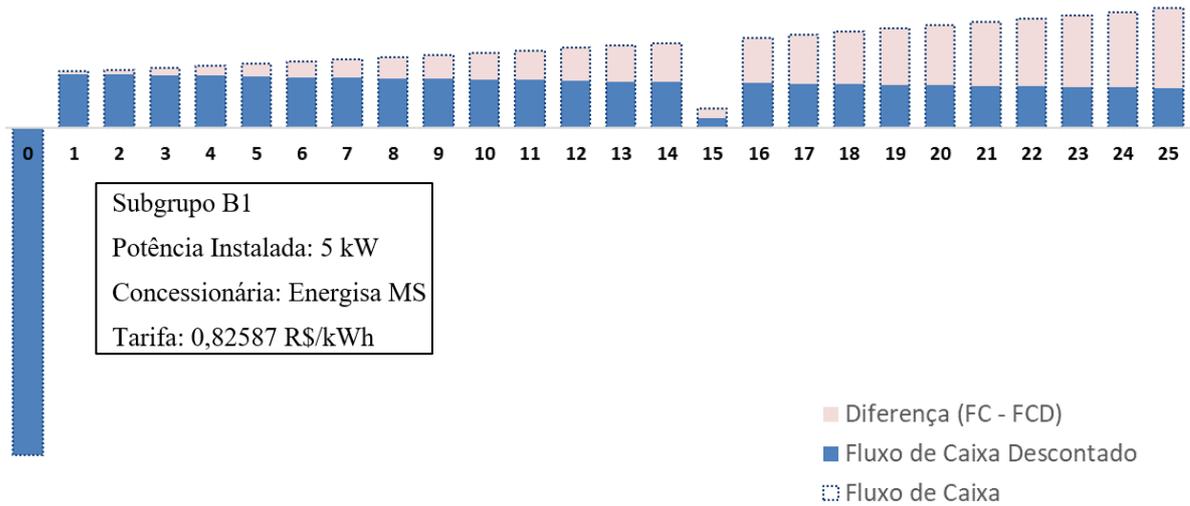
Tabela 27 – Fluxo de Caixa da GD FV – Exemplo Subgrupo A4.

Características da Instalação	Descrição componente da Receita	Ano			
		0	1 até 14	15	16 até 25
Subgrupo A4	Investimento Inicial (I_0)	-496.800,00			
Potência Instalada: 108 kW	Inversor (21% de I_0)			-104.328,00	
Concessionária: Energisa MS	O&M		-4.968,00	-4.968,00	-4.968,00
Tarifa: 0,67635 R\$/kWh	Receita		96.563,80	127.278,09	146.730,37
Fluxo de caixa no Ano		-496.800,00	91.595,80	17.982,09	141.762,37
Fluxo de caixa no Ano DESCONTADO		-496.800,00	68.880,09	9.291,71	59.295,70

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Nakabayashi (2014).

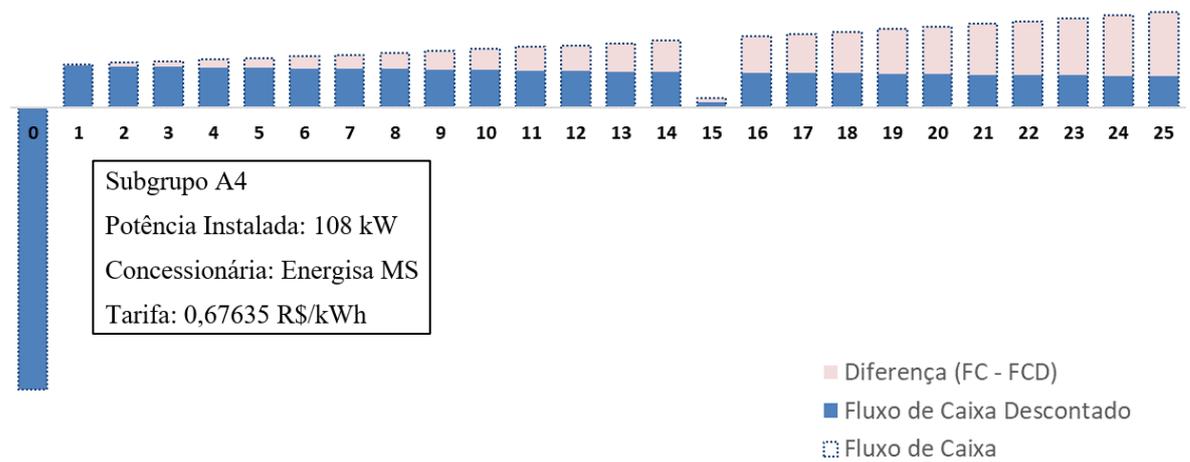
Conforme explicado na seção 4.2.2.2 - Fluxo de Caixa (Fc), os valores de receita anual apresentados na Tabela 26 e na Tabela 27 já estão com a inflação de 3,69% a.a. considerada. Na Figura 26 e na Figura 27 é possível observar o gráfico do Fluxo de Caixa e do Fluxo de Caixa Descontado dos exemplos da Tabela 26 e da Tabela 27, respectivamente.

Figura 26 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado – Exemplo Subgrupo B1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 27 – Fluxo de Caixa e Fluxo de Caixa Descontado – Exemplo Subgrupo A4.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2.3. Cálculo do VPL

Sendo assim, as variáveis da Equação (1) foram todas definidas.

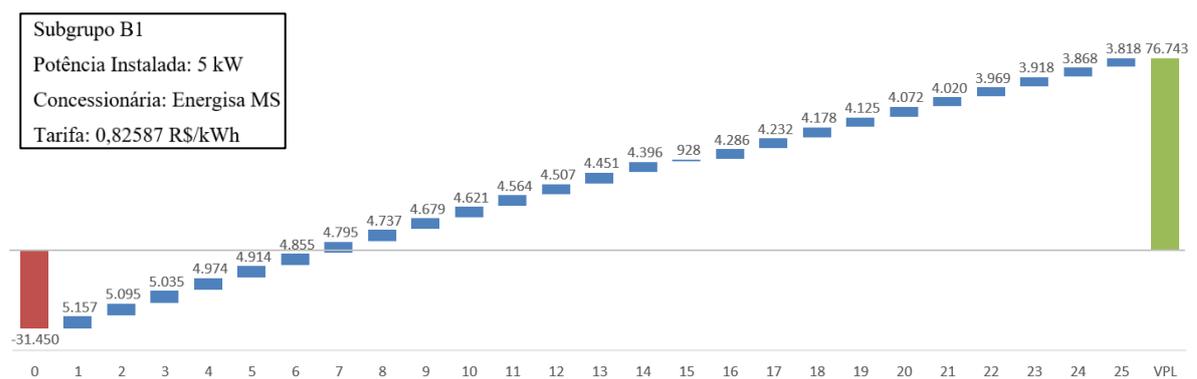
Destarte, na Tabela 28 são apresentados VPLs dos mesmos exemplos da seção anterior de UCs dos Subgrupos B1 e A4. Em seguida, na Figura 28 e na Figura 29, são ilustradas as composições dos Fluxos de Caixas Descontados até a obtenção do VPL dos exemplos do Subgrupo B1 e do Subgrupo A4, respectivamente.

Tabela 28 – VPL da GD FV – Exemplos Subgrupos B1 e A4.

Características da Instalação	Investimento Inicial – I_0 (R\$)	Valor Presente Líquido – VPL (R\$)
Subgrupo B1		
Potência Instalada: 5 kW		
Concessionária: Energisa MS	34.450,00	83.067,98
Tarifa: 0,82587 R\$/kWh		
Subgrupo A4		
Potência Instalada: 108 kW		
Concessionária: Energisa MS	496.800,00	1.064.836,27
Tarifa: 0,67635 R\$/kWh		

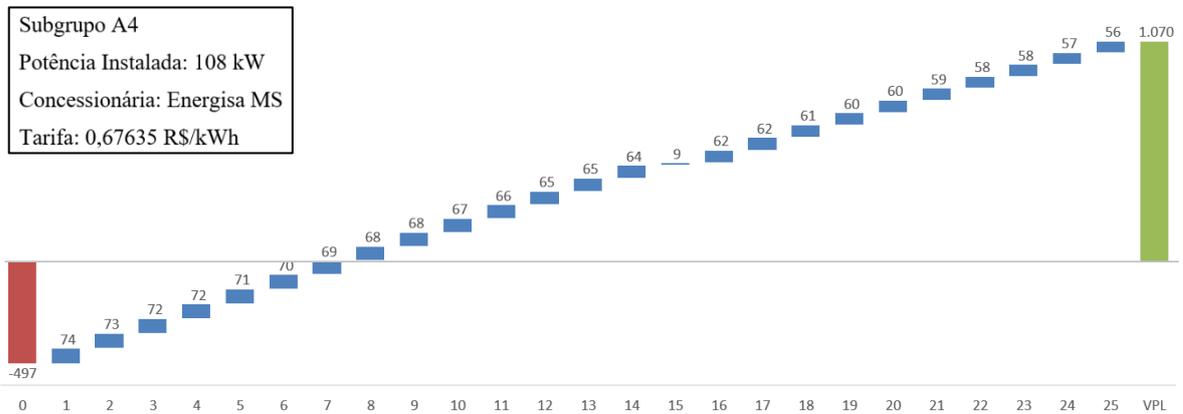
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 – Composição do Fluxo de Caixa Descontado no VPL – Exemplo Subgrupo B1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 – Composição do Fluxo de Caixa Descontado no VPL – Exemplo Subgrupo A4.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Tabela 29 são apresentados o resumo dos valores médios encontrados para o VPL do Grupo B e do Grupo A. Pela coluna VPL/ I_0 da Tabela 29, também chamado de Índice de Lucratividade, é possível verificar em quantas vezes o Investimento Inicial pode ser aumentando ao se instalar um sistema fotovoltaico de GD. Destarte, observa-se que, ao instalar um sistema desse, tem-se que o VPL do projeto será cerca de 2,92 vezes o capital inicial. Portanto, conforme explicado na Fundamentação Teórica, temos viabilidade em todos os subgrupos, uma vez que o VPL médio é positivo em todos eles.

Tabela 29 – Resumo do VPL por Subgrupo.

Subgrupo	Média de Investimento Inicial – I_0 (R\$)	Média de VPL (R\$)	VPL/ I_0
B1	32.223,36	85.948,57	2,67
B2	82.317,57	154.002,40	1,87
B3	104.745,07	382.332,84	3,65
B4	109.839,14	170.642,27	1,55
A1	499.176,23	880.674,33	1,76
A2	230.658,42	494.720,78	2,14
A3	668.726,68	2.017.562,30	3,02
A3a	739.474,16	1.657.562,14	2,24
A4	439.408,68	1.170.694,77	2,66
AS	56.523,10	120.627,99	2,13
Média	57.005,31	166.301,60	2,92

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

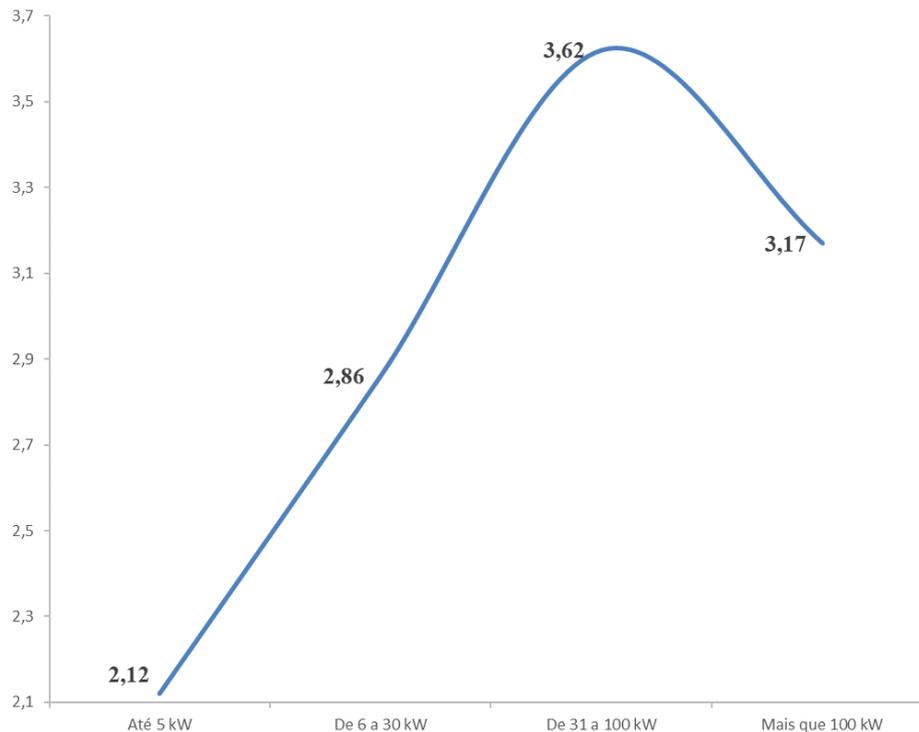
Por sua vez, na Tabela 30 são apresentadas as mesmas informações de I_0 , VPL e VPL/ I_0 da Tabela 29, dividindo-se, todavia, os dados por faixa de potência.

Tabela 30 – Resumo do VPL por faixa de Potência Instalada.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de Investimento Inicial – I ₀ (R\$)	Média de VPL (R\$)	VPL/I ₀
Até 5	21.186,96	44.926,11	2,12
De 6 a 30	74.816,62	214.288,19	2,86
De 31 a 100	246.909,84	894.464,90	3,62
Mais que 100	1.163.484,10	3.693.632,87	3,17
Média	57.005,31	166.301,60	2,92

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Observa-se, desse modo, que o Índice de Lucratividade (VPL/I₀) aumenta da faixa “até 5kW” até a faixa “de 31 a 100 kW” instalados, tendo uma suave queda na faixa “mais que 100 kW” instalados. Isso é melhor visualizado por meio da Figura 30.

Figura 30 – Índice de Lucratividade (VPL/I₀) por faixa de potência.

Fonte: Elaborado pelo autor

Todavia, cabe ressaltar que nem toda instalação de GD FV apresentará viabilidade sob a ótica do VPL. Isso acontece porque o valor de VPL encontrado em 974 instalações (0,75% do total de instalações analisadas) foi negativo. A grande maioria dessas instalações (960, cerca de 98% dessa amostra) são todas de pequeno porte, com potência instalada menor do que 0,52 kW. Na Tabela 31 é apresentado um resumo dessas instalações.

Tabela 31 – Resumo de instalações com VPL negativo.

Potência Instalada (kW)	Quantidade de UCs	Média de Investimento Inicial (R\$)	Média de VPL (R\$)
Menor do que 0,52	960	1.665,08	-1.549,13
2	5	12.580,00	-1.657,17
2,12	1	13.334,80	-4.449,90
2,16	1	13.586,40	-555,88
3	6	18.870,00	-2.134,08
4	1	25.160,00	-380,89
Total Geral	974	1.875,44	-1.554,05

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

4.2.3. TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A TIR é, conforme explicado na fundamentação teórica, a Taxa de Desconto (TD) aplicada na fórmula do VPL que o faz ficar com valor nulo. Portanto, quanto maior for o valor da TIR, maior será a atratividade do investimento.

De posse de todos os dados da equação da Equação (1) (VPL), aplicou-se a Equação (2) para encontrar a TIR de cada instalação de GD FV (130.130 UCs). Na Tabela 32 é apresentado um resumo dessas informações, divididas por subgrupo.

Tabela 32 – Resumo da TIR por Subgrupo.

Subgrupo	Média de Investimento Inicial – I₀ (R\$)	Média de TIR (%)
B1	32.223,36	18,53
B2	82.317,57	13,97
B3	104.745,07	23,07
B4	109.839,14	12,34
A1	499.176,23	17,69
A2	230.658,42	17,71
A3	668.726,68	20,25
A3a	739.474,16	16,83
A4	439.408,68	17,63
AS	56.523,10	18,40
Média	57.005,31	19,07

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Por sua vez, na Tabela 33 são apresentadas as informações da TIR por faixa de potência instalada. Dessa forma, é possível constatar que um projeto de GD FV apresenta em uma TIR média de 19,07% ao ano. Ao compará-la com a Taxa de Desconto utilizada neste

trabalho, qual seja 4,5% ao ano, constata-se que $TD < TIR$. Isso indica viabilidade do investimento (conforme explicado na seção 2.7.2). Ou seja, um projeto de GD FV possui uma taxa de retorno anual cerca de quatro vezes maior do que a taxa obtida ao investir o mesmo capital no Tesouro Selic.

Tabela 33 – Resumo da TIR por faixa de Potência Instalada.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de Investimento Inicial – I₀ (R\$)	Média de TIR (%)
Até 5	21.186,96	17,15
De 6 a 30	74.816,62	21,55
De 31 a 100	246.909,84	26,15
Mais que 100	1.163.484,10	22,25
Média	57.005,31	19,07

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

4.2.4. PAYBACK DESCONTADO

O *Payback* é a quantidade de Fluxos de Caixa necessária para que um projeto recupere o Investimento Inicial realizado. O *Payback* Descontado, por sua vez, considera o valor presente de cada um desses Fluxo de Caixa.

Assim, ao observar o *Payback*, o prosumidor pode ter uma ideia de quanto tempo terá que esperar até que o seu investimento inicial se pague e, a partir desse momento, o projeto comece a dar lucro. Destarte, quanto menor for esse tempo, maior será a atratividade do investimento. Na Tabela 34 são apresentados os dados do *Payback* Descontado por Subgrupo. Em seguida na Tabela 35, os dados por Faixa de Potência.

Assim, constata-se que o *Payback* Descontado médio para um sistema de GD FV é de cerca de 7 anos. No próximo subitem, será realizada uma análise compilada dos indicadores financeiros considerando a regra atual.

Tabela 34 – Resumo do *Payback* Descontado por Subgrupo.

Subgrupo	Média de Investimento Inicial – I₀ (R\$)	Média de <i>Payback</i> Descontado (anos)
B1	32.223,36	6,96
B2	82.317,57	9,81
B3	104.745,07	5,57
B4	109.839,14	10,63
A1	499.176,23	7,26
A2	230.658,42	7,26
A3	668.726,68	6,48
A3a	739.474,16	7,90
A4	439.408,68	7,72
AS	56.523,10	7,13
Média	57.005,31	6,88

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Tabela 35 – Resumo do *Payback* Descontado por faixa de Potência Instalada.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de Investimento Inicial – I₀ (R\$)	Média de <i>Payback</i> Descontado (anos)
Até 5	21.186,96	7,54
De 6 a 30	74.816,62	5,92
De 31 a 100	246.909,84	5,10
Mais que 100	1.163.484,10	5,94
Média	57.005,31	6,88

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

4.2.5. ANÁLISE DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA VIGENTE

Essa seção tem o objetivo de consolidar e analisar os indicadores financeiros calculados anteriormente, considerando a atual regulamentação da REN 482/2012.

Primeiramente, na Tabela 36 são mostradas as informações, por Subgrupo, de VPL, TIR e *Payback* Descontado.

Tabela 36 – Regulamentação atual VPL, TIR e *Payback* Descontado.

Subgrupo	Quantidade de UCs	Média de Investimento Inicial – I ₀ (R\$*mil)	Média de VPL (R\$*mil)	VPL/I ₀	Média de TIR (%)	Média de <i>Payback</i> Descontado (anos)
B1 - Residencial	97.043	32,22	85,95	2,67	18,53	6,96
B2 - Rural	6.923	82,32	154,00	1,87	13,97	9,81
B3 - Demais	23.225	104,75	382,33	3,65	23,07	5,57
B4 - Iluminação Pública	103	109,84	170,64	1,55	12,34	10,63
A1- > 230 k	74	499,18	880,67	1,76	17,69	7,26
A2 - 88 – 138 k	40	230,66	494,72	2,14	17,71	7,26
A3 - 69 k	63	668,73	2017,56	3,02	20,25	6,48
A3a - 30 – 44 k	132	739,47	1657,56	2,24	16,83	7,90
A4 - 2,3 – 25 k	2.477	439,41	1170,69	2,66	17,63	7,72
AS - < 2,3 k e subterrâneo	50	56,52	120,63	2,13	18,40	7,13
Média	130.130	57,01	166,30	2,92	19,07	6,88

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Nessa tabela é possível constatar que o Subgrupo que possui maior atratividade financeira é o Subgrupo B3. Isso acontece porque esse Subgrupo apresenta o melhor resultado em cada indicador analisado. Assim, um prosumidor do Subgrupo B3 teria que investir cerca de R\$ 105 mil, para obter, ao final de 25 anos, um montante de aproximadamente R\$ 382 mil. Além disso, esse prosumidor obterá uma TIR de aproximadamente 23%, com o seu investimento inicial pago em pouco mais de 5 anos.

Todavia, esse Subgrupo representa cerca de 17% (23 mil UCs) do total de prosumidores analisados. Uma análise mais abrangente seria obtida ao observar o Subgrupo B1, o qual representa cerca de 75% (97 mil UCs) do total de prosumidores analisados.

No que se refere ao Subgrupo B1, seu prosumidor teria que investir cerca de R\$ 32 mil, para obter, ao final de 25 anos, um montante de aproximadamente R\$ 86 mil. Além disso, esse prosumidor obterá uma TIR de aproximadamente 18%, com o seu investimento inicial pago em quase 7 anos.

Dentre os Subgrupos analisados, o que apresentou os piores indicadores, foi o Subgrupo B4. Um prosumidor desse Subgrupo teria que investir em média cerca de R\$ 110 mil, para obter, ao final de 25 anos, um montante de aproximadamente R\$ 170 mil. Além disso, esse prosumidor obterá uma TIR de aproximadamente 12%, com o seu investimento inicial pago em mais de 10 anos.

4.3. CÁLCULO DOS INDICADORES FINANCEIROS NA NORMA PROPOSTA

Conforme visto na fundamentação teórica, foi proposto pela ANEEL um conjunto de seis alternativas para a REN 482/2012. Esta seção apresentará os resultados obtidos para cada uma das alternativas, considerando o banco de dados em análise.

4.3.1. VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

Na Tabela 37 são apresentados os resultados obtidos com o cálculo da média do VPL, no período de 25 anos, para cada Alternativa (R\$*mil) e o percentual de redução do VPL de cada Alternativa em relação à Alternativa 0 (%_{0←x}). Por sua vez, na Tabela 38 são apresentados os mesmos resultados, divididos por faixa de potência.

Tabela 37 – Resumo do VPL por Subgrupo nas 6 alternativas.

Subgrupo	Média de VPL nas Alternativas (R\$*mil) % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	% _{0←1}	2	% _{0←2}	3	% _{0←3}	4	% _{0←4}	5	% _{0←5}
B1	86	48	44	40	53	29	66	18	79	2	98
B2	154	77	50	61	60	39	75	17	89	-16	110
B3	382	230	40	197	49	153	60	109	71	44	88
B4	171	79	54	59	65	33	81	7	96	-33	119
A1	881	433	51	337	62	209	76	82	91	-110	113
A2	495	262	47	212	57	145	71	79	84	-21	104
A3	2.018	1.170	42	988	51	746	63	504	75	140	93
A3a	1.658	890	46	726	56	507	69	287	83	-42	103
A4	1.171	660	44	550	53	404	65	258	78	39	97
AS	121	63	47	51	58	35	71	19	85	-6	105
Média	166	95	43	80	52	60	64	40	76	9	94

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Tabela 38 – Resumo do VPL por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de VPL nas Alternativas (R\$*mil) % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	% _{0←1}	2	% _{0←2}	3	% _{0←3}	4	% _{0←4}	5	% _{0←5}
Até 5	45	23	48	19	58	13	72	6	86	-3	106
De 6 a 30	214	122	43	103	52	77	64	50	77	11	95
De 31 a 100	894	537	40	460	49	358	60	256	71	103	89
Mais que 100	3.694	2.165	41	1.837	50	1.400	62	963	74	308	92
Média	166	95	43	80	52	60	64	40	76	9	94

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Da mesma forma, os resultados do Índice de Lucratividade (VPL/I₀) divididos por Subgrupo e por Faixa de Potência Instalada são apresentados na Tabela 39 e na Tabela 40, respectivamente.

Tabela 39 – Resumo do VPL/I₀ por Subgrupo nas 6 alternativas.

Subgrupo	Média de VPL/I ₀ nas Alternativas % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	% _{0←1}	2	% _{0←2}	3	% _{0←3}	4	% _{0←4}	5	% _{0←5}
B1	2,67	1,49	44	1,24	54	0,90	66	0,57	79	0,07	97
B2	1,87	0,94	50	0,74	60	0,48	74	0,21	89	-0,19	110
B3	3,65	2,19	40	1,88	48	1,46	60	1,05	71	0,42	88
B4	1,55	0,72	54	0,54	65	0,30	81	0,06	96	-0,30	119
A1	1,76	0,87	51	0,68	61	0,42	76	0,16	91	-0,22	113
A2	2,14	1,13	47	0,92	57	0,63	71	0,34	84	-0,09	104
A3	3,02	1,75	42	1,48	51	1,12	63	0,75	75	0,21	93
A3a	2,24	1,20	46	0,98	56	0,68	70	0,39	83	-0,06	103
A4	2,66	1,50	44	1,25	53	0,92	65	0,59	78	0,09	97
AS	2,13	1,12	47	0,91	57	0,62	71	0,33	85	-0,11	105
Média	2,92	1,67	43	1,41	52	1,05	64	0,70	76	0,16	95

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

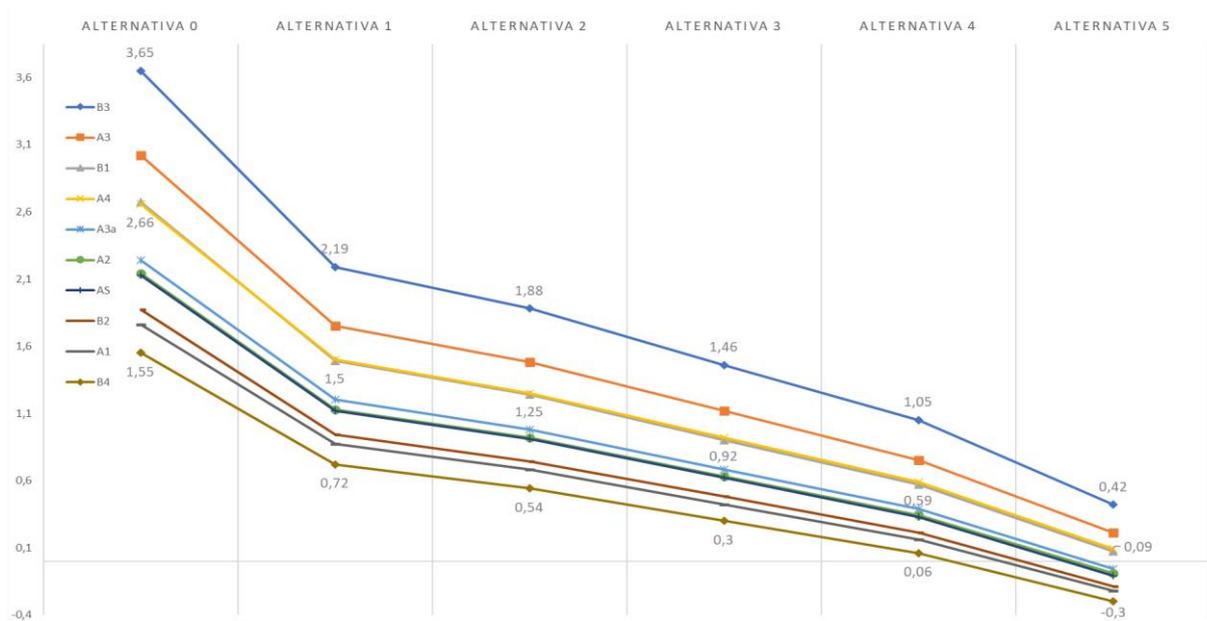
Tabela 40 – Resumo do VPL/I₀ por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de VPL/I ₀ nas Alternativas % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	% _{0←1}	2	% _{0←2}	3	% _{0←3}	4	% _{0←4}	5	% _{0←5}
Até 5	2,12	1,10	48	0,88	58	0,59	72	0,30	86	-0,13	106
De 6 a 30	2,86	1,64	43	1,37	52	1,02	64	0,67	77	0,15	95
De 31 a 100	3,62	2,17	40	1,86	49	1,45	60	1,04	71	0,42	88
Mais que 100	3,17	1,86	41	1,58	50	1,20	62	0,83	74	0,26	92
Média	2,92	1,67	43	1,41	52	1,05	64	0,70	76	0,16	95

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

O comportamento do Índice de Lucratividade (VPL/I₀) em cada alternativa pode ser melhor visualizado na Figura 31, em que é possível constatar que, em todos os subgrupos, houve redução desse índice, à medida que se altera a alternativa a ser a utilizada.

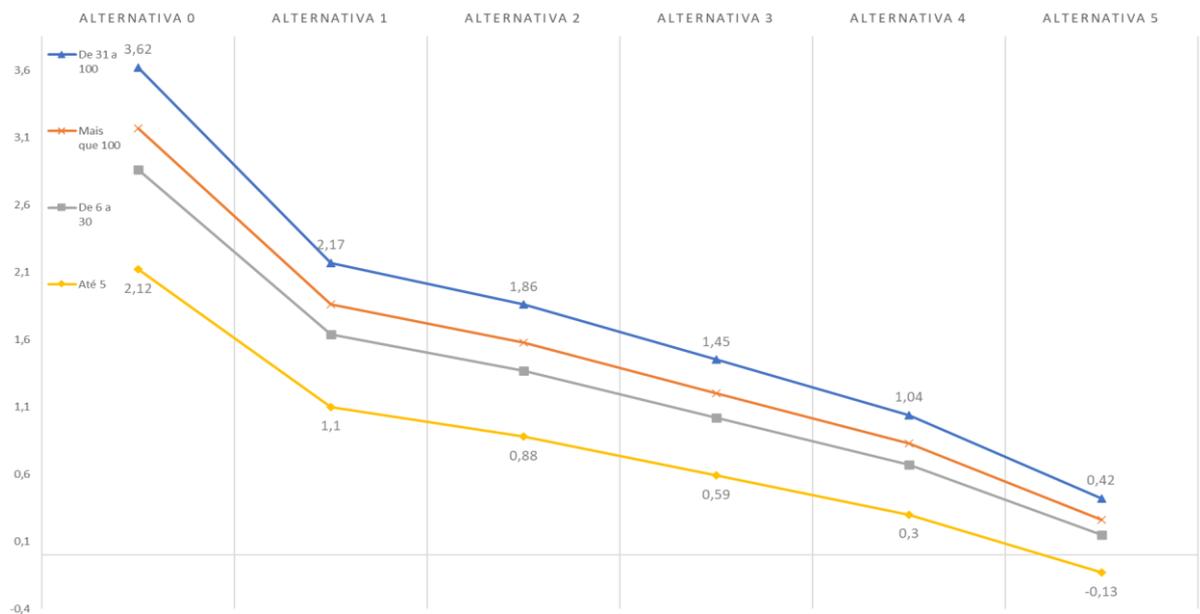
Figura 31 – Índice de Lucratividade em cada Alternativa, por Subgrupo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Da mesma forma, ao analisar o comportamento do Índice de Lucratividade por Faixa de Potência Instalada, o mesmo comportamento pode ser observado na Figura 32.

Figura 32 – Índice de Lucratividade em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Observa-se ainda que, na Faixa de Potência Instalada de “até 5 kW” e nos Subgrupos B2, B4, A1, A2, A3a e AS, a instalação de um sistema GD fotovoltaico não seria viável na Alternativa 5, uma vez que o Índice de Lucratividade (VPL/I_0) seria negativo,

indicando prejuízo do investimento. Ou seja, esses prosumidores provavelmente não optariam por instalar um sistema GD fotovoltaico.

4.3.2. TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Na Tabela 41 são apresentados os resultados obtidos com o cálculo da média do VPL para cada alternativa proposta para a REN 482/2012, bem como na Tabela 42 são apresentados os mesmos resultados, divididos por faixa de potência.

Tabela 41 – Resumo da TIR por Subgrupo nas 6 alternativas.

Subgrupo	Média de TIR (%) % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	%	2	%	3	%	4	%	5	%
			0←1		0←2		0←3		0←4		0←5
B1	18,53	12,65	32	11,26	39	9,28	50	6,74	64	2,89	84
B2	13,97	8,97	36	7,78	44	6,05	57	4,11	71	0,52	96
B3	23,07	16,32	29	14,76	36	12,58	45	10,24	56	6,23	73
B4	12,34	7,65	38	6,49	47	4,79	61	3,12	75	-0,41	103
A1	17,69	12,14	31	10,83	39	8,96	49	6,92	61	3,25	82
A2	17,71	12,10	32	10,77	39	8,88	50	6,79	62	3,02	83
A3	20,25	14,16	30	12,74	37	10,74	47	8,58	58	4,79	76
A3a	16,83	11,46	32	10,18	40	8,37	50	6,37	62	2,80	83
A4	17,63	12,02	32	10,71	39	8,84	50	6,79	61	3,11	82
AS	18,40	12,63	31	11,27	39	9,34	49	7,21	61	3,40	82
Média	19,07	13,09	31	11,69	39	9,69	49	7,22	62	3,37	82

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

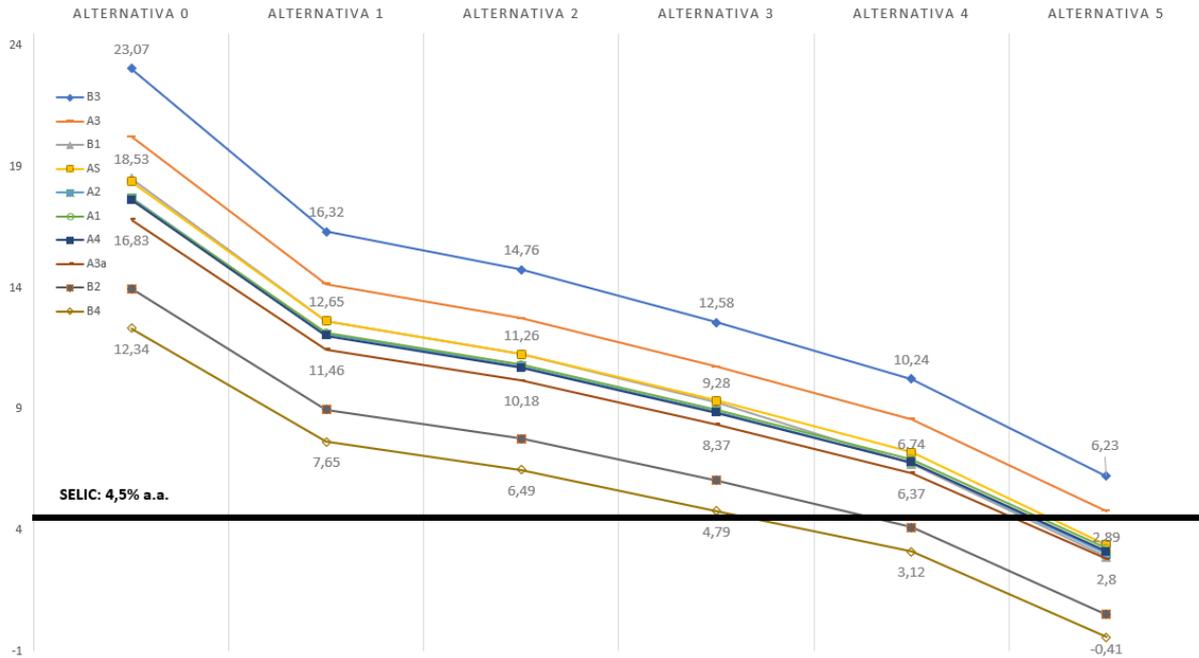
Tabela 42 – Resumo da TIR por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de TIR (%) % de redução em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	%	2	%	3	%	4	%	5	%
			0←1		0←2		0←3		0←4		0←5
Até 5	17,15	11,50	33	10,16	41	8,23	52	5,66	67	1,86	89
De 6 a 30	21,55	15,18	30	13,71	36	11,64	46	9,40	56	5,50	74
De 31 a 100	26,15	18,69	29	17,00	35	14,65	44	12,16	53	7,93	70
Mais que 100	22,25	15,72	29	14,22	36	12,11	46	9,85	56	5,94	73
Média	19,07	13,09	31	11,69	39	9,69	49	7,22	62	3,37	82

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

O comportamento da TIR em cada alternativa pode ser melhor visualizado na Figura 33, na qual é possível constatar que, em todos os subgrupos, assim como no VPL, houve redução dessa taxa, à medida que se altera a alternativa a ser a utilizada.

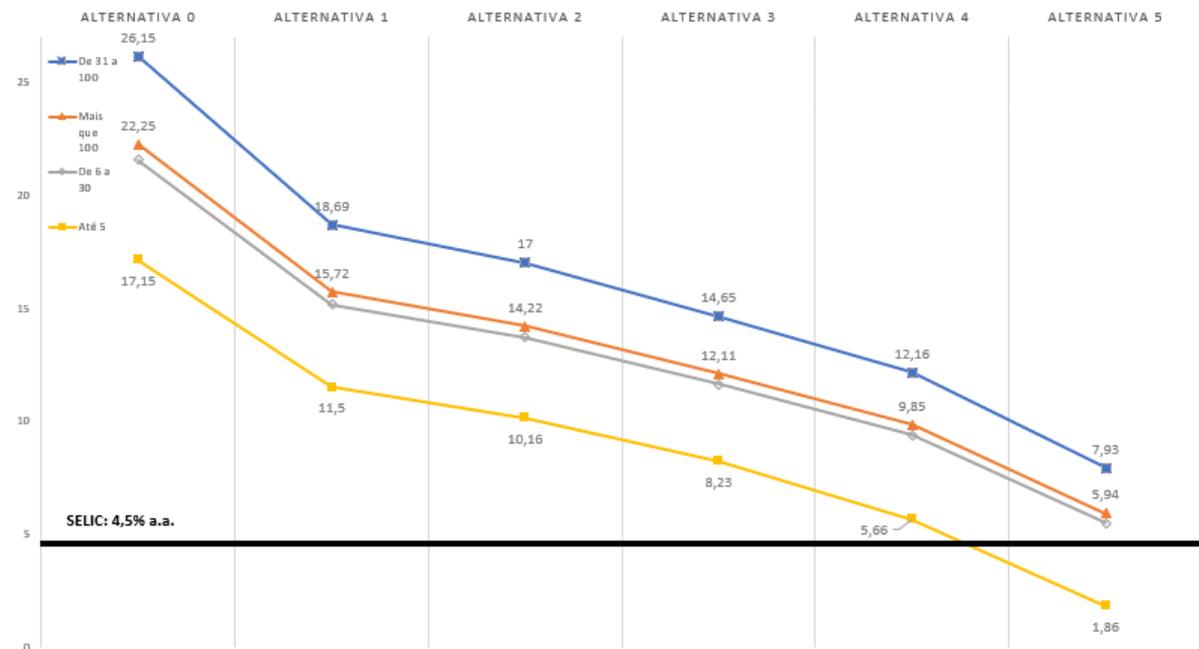
Figura 33 – TIR em cada Alternativa, por de Subgrupo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Da mesma forma, ao analisar o comportamento da TIR por Faixa de Potência Instalada, o mesmo comportamento pode ser observado na Figura 34.

Figura 34 – TIR em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme explicado nos itens 2.7.1 e 0, a TIR deve ser comparada com a Taxa de Desconto (TD) utilizada como referência. A TD utilizada neste trabalho foi a SELIC de 4,5% a.a. (BRASIL, 2019e). Se a TIR foi maior do que a TD ($TIR > TD$), o projeto é considerado viável, caso contrário, não há viabilidade.

Assim, sob a ótica da TIR, considerando a média do cálculo, apenas a Alternativa 5 apresentaria inviabilidade, em todos os subgrupos analisados. Todavia, a Alternativa 4 já apresenta inviabilidade dessa taxa nos Subgrupos B2 (4,11%) e B4 (3,12%).

4.3.3. PAYBACK DESCONTADO

Na Tabela 43 são apresentados os resultados obtidos com o cálculo da média do *Payback* Descontado para cada alternativa proposta para a REN 482/2012, bem como na Tabela 44 são apresentados os mesmos resultados, divididos por faixa de potência.

Tabela 43 – Resumo do *Payback* Descontado por Subgrupo nas 6 alternativas.

Subgrupo	Média de <i>Payback</i> Descontado (anos) % de aumento em relação à Alternativa 0 (% $0 \leftarrow x$)										
	0	1	% $0 \leftarrow 1$	2	% $0 \leftarrow 2$	3	% $0 \leftarrow 3$	4	% $0 \leftarrow 4$	5	% $0 \leftarrow 5$
B1	6,96	10,31	48	11,53	66	13,80	98	16,60	139	21,14	204
B2	9,81	14,60	49	15,88	62	17,82	82	19,26	96	19,79	102
B3	5,57	8,00	44	8,88	60	10,46	88	12,74	129	18,20	227
B4	10,63	16,63	56	17,74	67	20,06	89	20,19	90	22,27	110
A1	7,26	10,67	47	11,95	65	15,17	109	18,45	154	22,06	204
A2	7,26	10,91	50	12,22	68	15,30	111	17,95	147	21,33	194
A3	6,48	9,50	47	10,55	63	12,83	98	16,10	148	20,45	216
A3a	7,90	11,59	47	13,71	74	14,61	107	16,26	106	21,46	172
A4	7,72	11,56	50	12,24	59	14,81	92	17,39	125	19,25	149
AS	7,13	10,74	51	11,87	66	14,42	102	16,63	133	21,20	197
Média	6,88	10,14	47	11,28	64	13,37	94	15,92	131	20,14	193

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Brasil (2019c).

Assim, constata-se que, ao implementar a Alternativa 1, que é a menos onerosa sob a ótica do prosumidor, o *Payback* Descontado sobe para 10,14 anos, em média. Isso representa um aumento de 47% em relação à Alternativa 0.

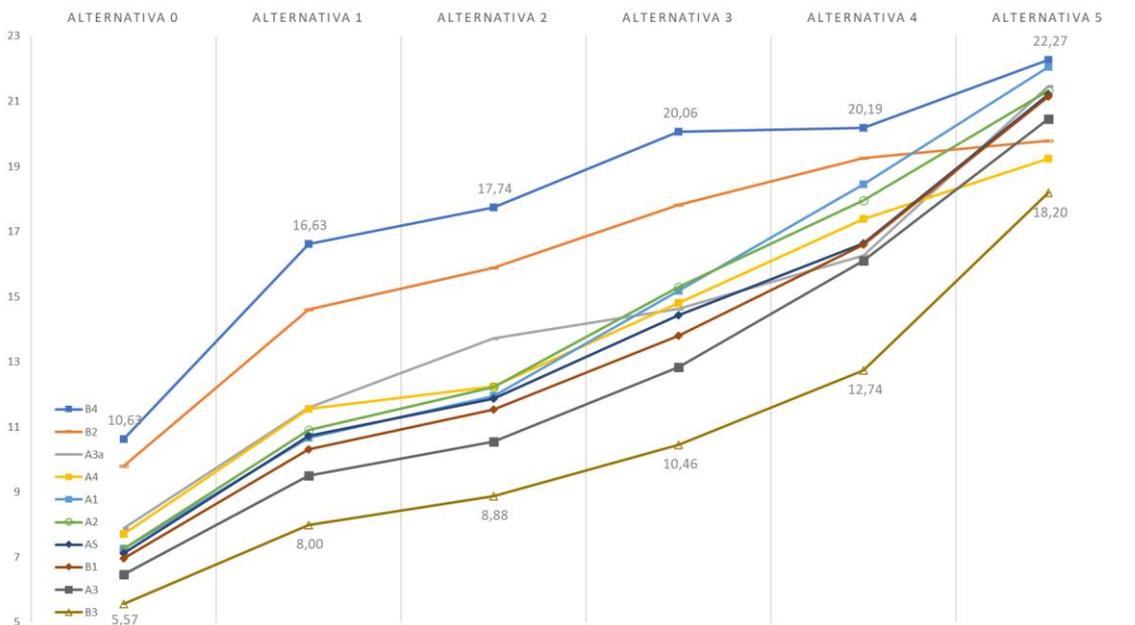
Tabela 44 – Resumo do *Payback* Descontado por faixa de Potência Instalada nas 6 Alternativas.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Média de <i>Payback</i> Descontado (anos) % de aumento em relação à Alternativa 0 (% _{0←x})										
	0	1	% _{0←1}	2	% _{0←2}	3	% _{0←3}	4	% _{0←4}	5	% _{0←5}
Até 5	7,54	11,16	48	12,45	65	14,92	98	17,93	138	22,53	199
De 6 a 30	5,92	8,67	47	9,62	63	11,17	89	13,34	125	20,06	239
De 31 a 100	5,10	7,44	46	8,01	57	9,55	87	11,31	122	13,30	161
Mais que 100	5,94	8,71	47	9,40	58	11,25	89	13,72	131	17,19	189
Média	6,88	10,14	47	11,28	64	13,37	94	15,92	131	20,14	193

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Por sua vez, ao analisar o tempo de retorno ao implementar a Alternativa 5, que é mais onerosa para o prosumidor, verifica-se que o projeto de GD FV levaria cerca de 20 anos para se pagar. Quando comparado do com a Alternativa 0, isso representa um aumento de 193%.

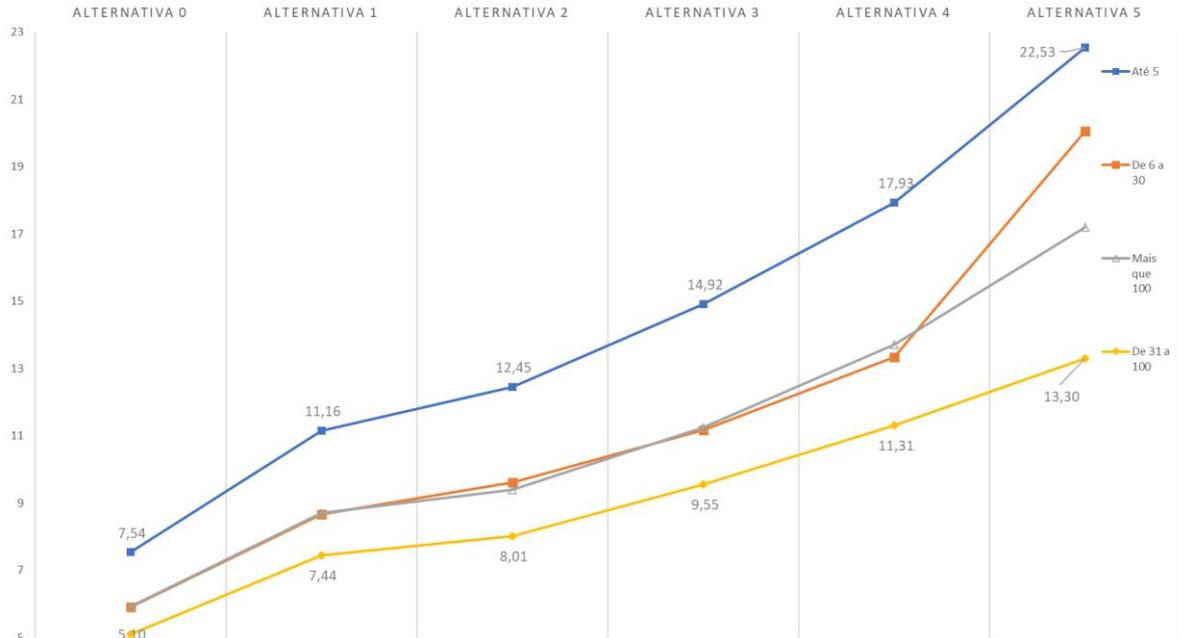
A variação do *Payback* Descontado em cada alternativa pode ser melhor visualizada na Figura 35, em que é possível constatar que, em todos os subgrupos, houve aumento do tempo de retorno do investimento, à medida que se altera a alternativa a ser a utilizada.

Figura 35 – *Payback* Descontado em cada Alternativa, por de Subgrupo.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Da mesma forma, ao analisar o comportamento do *Payback* Descontado por Faixa de Potência Instalada, o mesmo comportamento pode ser observado na Figura 36.

Figura 36 – Payback Descontado em cada Alternativa, por Faixa de Potência Instalada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por meio da Figura 36, observa-se que os prosumidores mais impactados seriam os da Faixa de Potência “até 5 kW”. O tempo de retorno aumentou 199% na Alternativa 5, em relação à Alternativa 0, passando de 7,54 anos para 22,53 anos. Essa Faixa de Potência contém 62,57 % do total de UCs (81.423 UCs) da amostra analisada (130.130 UCs).

4.3.4. VPL/I₀, TIR E PAYBACK DESCONTADO CONSOLIDADOS

De posse de todos resultados, para facilitar a visualização e comparação das informações entre as Alternativas, foi realizada a consolidação dos indicadores em estudo nesta pesquisa. Na Tabela 45 é apresentada essa consolidação.

Tabela 45 – Consolidação dos Indicadores Financeiros nas 6 Alternativas.

Indicador	Média de VPL/I ₀ , TIR e Payback Descontado (anos) % em relação à Alternativa 0 (% 0←x)										
	0	1	%	2	%	3	%	4	%	5	%
			0←1		0←2		0←3		0←4		0←5
VPL/I ₀	2,92	1,67	43	1,41	52	1,05	64	0,70	76	0,16	95
TIR	19,07	13,09	31	11,69	39	9,69	49	7,22	62	3,37	82
Payback Descontado	6,88	10,14	47	11,28	64	13,37	94	15,92	131	20,14	193

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Todavia, a análise apenas da média dos dados pode não indicar corretamente a amplitude do impacto de cada Alternativa no Índice de Lucratividade, na TIR e no *Payback* Descontado. Para melhor compreensão dessa amplitude, foram analisados todos os 130.130 dados da amostra em estudo, para cada uma das 6 alternativas. Assim, em cada UC que o Índice de Lucratividade fosse negativo, ou que a TIR fosse inferior à 4,5 % a.a., ou ainda em que não houvesse *Payback* (maior do que a vida útil do projeto, 25 anos), considerou-se que ela não optaria por investir em GD FV . Na Figura 37, é apresentada a evolução da quantidade de UCs que deixariam de instalar essa modalidade de geração.

Figura 37 – Evolução de UCs por Alternativa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim, em cada alternativa haveria uma queda dos optantes de GD FV, uma vez que um cidadão comum não optaria por realizar um investimento em que não houvesse atratividade em todos os indicadores analisados. Ressalta-se que a Alternativa 5, se já estivesse em vigor, poderia implicar em uma redução de 74.486 UCs, cerca de 57% do total da amostra considerada (130.130 UCs).

Da mesma forma, foi possível identificar o perfil dessas UCs que sairiam do mercado de GD, de acordo com cada alternativa. Na Tabela 46 é apresentado um resumo dessa evolução por Subgrupo e, na Tabela 47, por Faixa de Potência Instalada.

Tabela 46 – Evolução de UCs sem atratividade por Subgrupo e por Alternativa.

Subgrupo	Quantidade de UCs sem atratividade (VPL/I ₀ negativa, TIR < 4,5% ou Payback Descontado > 25 anos)					
	0	1	2	3	4	5
B1	875	1.299	1.971	4.036	12.590	60.823
B2	54	539	974	1.985	3.819	6.477
B3	40	150	155	231	631	5.106
B4	3	8	19	36	75	101
A1	-	-	-	-	4	54
A2	-	-	-	-	6	32
A3	-	-	-	-	2	31
A3a	-	1	1	2	58	91
A4	2	20	166	217	492	1.740
AS	-	-	1	1	9	31
Total	974	2.017	3.287	6.508	17.686	74.486

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 47 – Evolução de UCs sem atratividade por Faixa de Potência e por Alternativa

Faixa de Potência Instalada (kW)	Quantidade de UCs sem atratividade (VPL/I ₀ negativa, TIR < 4,5% ou Payback Descontado > 25 anos)					
	0	1	2	3	4	5
Até 5	974	1.975	3.056	5.827	15.171	62.928
De 6 a 30	-	42	96	536	2.168	9.525
De 31 a 100	-	-	120	130	320	1.808
Mais que 100	-	-	15	15	27	225
Média	974	2.017	3.287	6.508	17.686	74.486

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Dessa forma, constata-se que os prosumidores do Subgrupo B1 e da Faixa de Potência “até 5 kW”, são os que seriam mais impactados, à medida que se altera a Alternativa a ser a utilizada. Do total de cerca de 81 mil UCs pertencentes a esse grupo, cerca de 63 mil (77% do grupo em questão ou 48% do total de UC da amostra deste trabalho) não optariam por investir em GD FV, caso a Alternativa 5 fosse implementada. Por exemplo, nessa alternativa, esse grupo representa cerca de 83% do total de desistentes. Isso acontece porque o Investimento Inicial (I₀) desse grupo é menor, quando comparado aos demais, e, portanto, qualquer alteração

na forma de tarifação, implica em alterações significativas na receita mensal, impactando diretamente o VPL/ I_0 .

Salienta-se que cada UC desistente levaria consigo o I_0 não realizado. Esse fator é relevante uma vez que há na GD FV toda uma cadeia de serviços e empregos diretos e ancilares. Especificar nesta pesquisa esse mercado com precisão não seria razoável.

Contudo, ao analisar o I_0 que deixaria de ser feito, é possível visualizar as proporções que uma alteração regulatória poderia causar em um mercado específico. Na Tabela 48, são apresentadas as informações de I_0 das UCs desistentes, por Subgrupo e, na Tabela 49, por Faixa de Potência Instalada.

Tabela 48 – Soma de I_0 por Subgrupo e por Alternativa, com o VPL/ I_0 negativo.

Subgrupo	Soma de I_0 com VPL/ I_0 negativo nas Alternativas (R\$*mil)					
	0	1	2	3	4	5
B1	1.451	2.812	7.708	26.978	157.657	1.335.986
B2	275	10.002	21.158	62.258	195.919	461.454
B3	75	381	440	1.388	8.019	167.299
B4	23	315	570	1.280	4.820	10.629
A1	-	-	-	-	650	35.692
A2	-	-	-	-	308	8.207
A3	-	-	-	-	682	11.584
A3a	-	151	151	329	30.403	43.567
A4	3	2.686	45.171	53.196	116.134	514.923
AS	-	-	151	151	795	1.534
Total	1.827	16.347	75.348	145.579	515.386	2.590.874

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 49 – Soma de I_0 por Faixa de Potência e por Alternativa, com o VPL/ I_0 negativo.

Faixa de Potência Instalada (kW)	Soma de I_0 com VPL/ I_0 negativo nas Alternativas (R\$*mil)					
	0	1	2	3	4	5
Até 5	1.827	11.594	25.534	62.417	207.540	1.263.371
De 6 a 30	-	4.753	8.683	39.806	186.224	625.607
De 31 a 100	-	-	33.624	35.848	99.665	521.207
Mais que 100	-	-	7.507	7.507	21.957	180.689
Média	1.827	16.347	75.348	145.579	515.386	2.590.874

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em Brasil (2019c).

Assim, constata-se que se a Alternativa 5 estivesse em vigor, cerca de R\$ 2,5 bilhões deixariam de movimentar o mercado de GD FV, sendo que cerca de 50% desse montante estaria concentrado no Subgrupo B1 ou na Faixa de Potência Instalada de “até 5kW”.

5. DISCUSSÃO

Com os resultados encontrados foi possível verificar qual seria o impacto econômico com a implementação de cada uma das seis alternativas propostas para alteração da REN 482/2012, sob à ótica dos indicadores financeiros analisados neste trabalho (VPL, TIR e *Payback* Descontado). Como todas essas seis alternativas apresentam um valor maior da tarifa cobrada do prosumidor, houve redução da atratividade em relação a atual situação em todos esses indicadores, à medida que se alterava a alternativa estudada.

Ressalta-se que a implementação da Alternativa 1, que é primeira opção de alteração e a menos onerosa dentre as opções, implicaria em uma redução significativa da atratividade do investimento em GD FV. Isso pode ser verificado por meio da redução média de 43% no VPL, de 31% da TIR e um aumento de 47% no *Payback* Descontado das instalações analisadas, em relação a atual resolução.

Destaca-se ainda que, na Alternativa 5, cerca de 63 mil prosumidores (48% do total de UCs estudadas), que pertencem à Faixa de Potência Instalada de “até 5 kW”, representariam impacto negativo no montante de Investimento Inicial realizado, em aproximadamente R\$ 1,25 bilhões.

Dessa forma, constata-se que as alternativas propostas gerariam, já na primeira opção, uma redução significativa da atratividade do investimento em GD FV e, conseqüentemente, um desincentivo aos novos potenciais adeptos dessa tecnologia. Não seria possível estimar com precisão o efeito disso na sociedade como um todo. Todavia, como será visto a seguir, uma série de fatores podem ser considerados.

Primeiramente, é importante ressaltar os principais benefícios da utilização da radiação solar como fonte de energia. O sol é uma fonte abundante de energia e, aqui no Brasil, tem-se uma alta incidência de radiação solar em todo o seu território. Assim, a GD FV poderia contribuir para a diversificação da matriz energética nacional.

Além disso, a utilização da radiação solar como fonte de energia não polui o meio ambiente, como ocorre na utilização de outras fontes, como por exemplo, a geração por combustíveis fósseis. Assim, a GD FV vai ao encontro da utilização de fontes renováveis de energia, contribuindo assim para redução de 43% na emissão dos gases de efeito estufa até 2030, conforme compromisso firmado pelo Brasil no acordo de Paris (COP21), em 2015 (UNFCC, 2015).

Outro benefício da GD FV é a redução com os custos de transporte de energia. Atualmente, o Brasil possui grandes centrais geradoras distantes dos consumidores, fazendo

com que seja necessário a construção e manutenção de grandes linhas de transmissão e de distribuição, além de diversas subestações. Ainda, pode-se citar as perdas técnicas que ocorrem no transporte de energia. Em 2019, essas perdas foram de aproximadamente 35 TWh, representando 6,79% do total de energia injetada nas concessionárias de distribuição no Brasil (BRASIL, 2020).

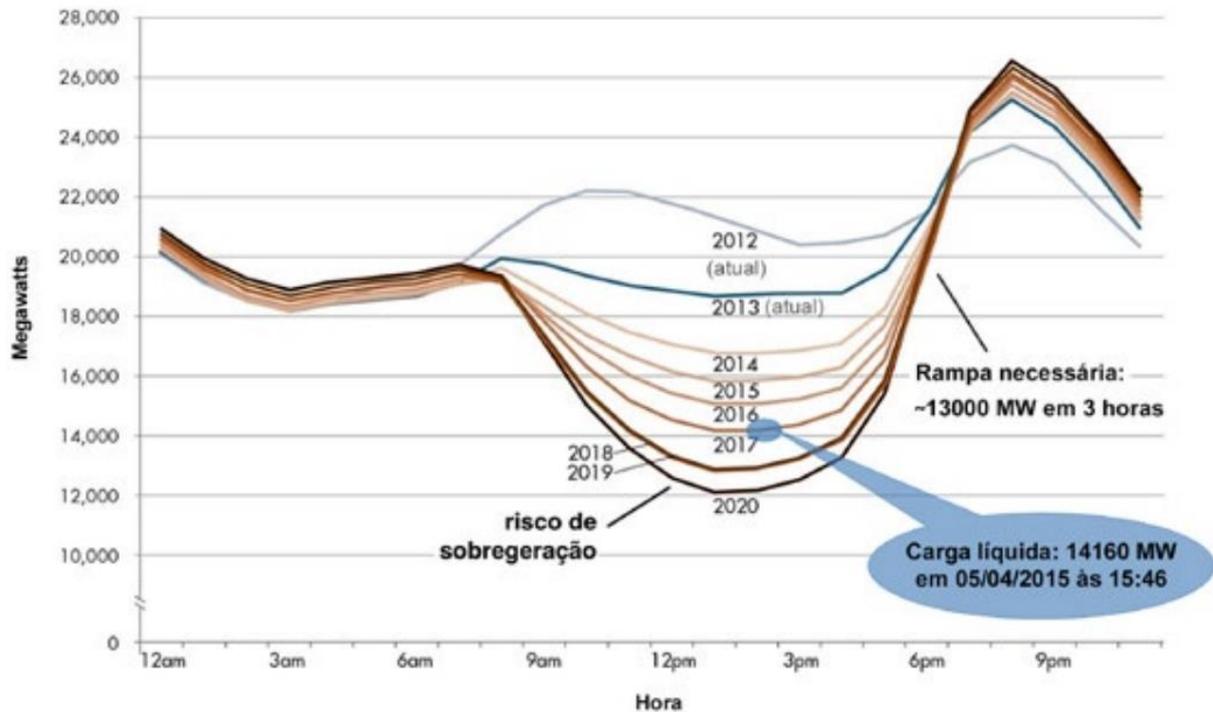
Na GD FV, a geração de energia está próxima do consumidor, além de beneficiar os consumidores próximos quando não há consumo pelo prosumidor. Ainda, tem-se a redução do impacto local, uma vez que a GD FV pode ser instalada nos telhados das residências, sem a necessidade de grandes alterações no meio ambiente da UC geradora.

Além disso, a GD FV pode ser uma solução para disponibilizar energia elétrica em regiões de difícil acesso. No Mato Grosso do Sul, por exemplo, existem diversos moradores que vivem na região do Pantanal, onde o solo alagável representa um desafio para construção de linhas de distribuição.

Por fim, conforme foi exposto ao longo desta pesquisa, ainda no que diz respeito aos benefícios da GD FV, a sua utilização movimentou cerca de R\$ 9,2 bilhões até 2019 (Tabela 18), gerando emprego e renda para diversos profissionais do setor. Assim, a GD FV tem potencial de desenvolver regiões e setores diversos no território nacional, uma vez que estão envolvidos diferentes segmentos até o funcionamento do sistema (transporte, engenharia, projetos, serviços, vendas, fabricação de equipamentos, entre outros).

Todavia, a utilização da GD FV como alternativa para geração de energia também possui desvantagens. Do ponto de vista técnico, a grande penetração de GD FV na matriz de energia elétrica pode resultar na “Curva do Pato” (*duck curve*) (SILVA e DELGADO, 2017). Essa forma de curva diz respeito à energia que é demandada da concessionária ao longo do dia. Ao amanhecer, há um início de queda dessa demanda, seguindo o aumento de radiação solar. Ao longo do dia essa queda continua até o seu vale, acompanhando o pico de radiação solar. Ao final do dia, há um crescimento da energia demandada, seguindo a queda da radiação, com o pôr do sol. Para as concessionárias, como no final do dia há um pico de consumo de energia, essa rampa que é gerada entre o pôr do sol (baixa demanda) e o horário de ponta (pico de demanda) representa sobrecarga do sistema de distribuição, transmissão e geração. Esse comportamento pode ser melhor visualizado por meio da Figura 38.

Figura 38 – Curva do Pato em um dia típico de primavera na Califórnia.



Fonte: (SILVA e DELGADO, 2017).

Ainda, a grande penetração da GD FV na matriz de energia elétrica poderia causar um fluxo reverso de potência nos sistemas de transmissão e distribuição. Conforme exposto acima, o fluxo de potência ocorre das grandes centrais geradoras para os consumidores. Assim, é necessário considerar, nos projetos atuais e futuros, possíveis fluxos reversos, à medida que se aumenta a participação da GD FV na matriz energética.

Outro ponto que deve ser considerado é que grande parte dos equipamentos de um sistema fotovoltaico é proveniente de importação. Assim, o custo da GD FV está atrelado à variação do dólar. Nos últimos dias, por exemplo, por conta da pandemia do COVID-19, a moeda americana fechou sua cotação em R\$ 5,89 no dia 12/04/2020, maior patamar histórico registrado. Assim, qualquer variação na moeda, impacta diretamente o mercado de GD FV.

Por sua vez, o descarte dos equipamentos de um Sistema Fotovoltaico também deve ser levado em conta. Atualmente, o tempo de sua decomposição é incalculável, bem como a periculosidade das substâncias químicas presentes em seus equipamentos. Estima-se que até 2050 a quantidade de resíduos de painéis solares em todo mundo será de 78 milhões de toneladas (IRENA e IEA-PVPS, 2016).

Além do que foi exposto até aqui, salienta-se como dificuldade na realização desta pesquisa a utilização de planilha eletrônica. Isso aconteceu, pois, a quantidade de dados analisados (cerca de 130 mil) demandou alta capacidade de processamento em cada cenário simulado. Talvez a utilização de outros programas mais voltados para banco de dados seja mais viável. Em segundo lugar, conciliar a execução desta pesquisa, desenvolvida no Mestrado Profissional, com o trabalho formal também foi um desafio. Isso porque a pesquisa, a investigação, as simulações e a escrita deste trabalho demandaram tempo, o qual era disputado frequentemente com as demandas do trabalho regular.

Por sua vez, cita-se que a experiência internacional na utilização da energia solar fotovoltaica foi pautada principalmente em políticas públicas de incentivo ao crescimento da participação dessa fonte na matriz energética. Dentre os países com a GD FV consolidada, destacam-se como pioneiros a Alemanha, EUA, Japão e Espanha (JANUZZI, VARELLA e GOMES, 2009). As políticas variam de acordo com a realidade de cada país, mas em resumo ressaltam-se duas ações: *Feed-in Tariff* (FIT) e subsídios para investimento. A FIT, conforme explicado no item 2.2, consiste em prefixar um valor a ser pago por cada kWh injetado na rede, propiciando previsibilidade de receita para o investimento. No que diz respeito aos subsídios, cada país adotou um valor de incentivo para cada kW de potência a ser instalada, reduzindo, assim, o investimento inicial de cada sistema.

Portanto, dentre as contribuições desta pesquisa, este trabalho pode subsidiar as discussões a respeito da regulamentação e incentivo da GD FV, bem como evidenciar o panorama de investimento das instalações atuais e futuras. Além disso, essa pesquisa pode servir de base para simulação de outros cenários, sejam eles propostos por agentes nacionais ou internacionais. Destarte, este autor entende que o debate acerca da GD deve ser pautado por fundamentos científicos, visando o bem-estar social e a preservação do meio ambiente.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo geral analisar o impacto das propostas regulatórias no Brasil para GD FV. Para alcançá-lo, alguns objetivos específicos foram realizados, tais como, a avaliação do contexto atual da geração distribuída no Brasil, a análise das propostas de nova regulamentação para a GD no Brasil, a simulação dos indicadores financeiros (VPL, TIR e *Payback* Descontado), para cada UC, no cenário atual e nos cenários propostos pela nova regulamentação.

Por meio desta pesquisa foi possível verificar o impacto econômico para os prosumidores, através da obtenção de alguns indicadores financeiros (VPL, TIR e *Payback* Descontado) em cada alternativa proposta para alterar a REN 482/2012. Destarte, observa-se uma piora em todos os indicadores, à medida que se altera a Alternativa analisada (da Alternativa 0 até a Alternativa 5), conforme foi mostrado na Tabela 45. Na Alternativa 1, que é a menos onerosa para prosumidor, há uma diminuição da atratividade, em relação à Alternativa 0 (manter a norma como está) de 43% no VPL, de 31% na TIR e de 47% no *Payback* Descontado. Na Alternativa 5, a qual é a mais onerosa para o prosumidor, essa diminuição de atratividade é agravada para 95% no VPL, 82% na TIR e 193% no *Payback* Descontado em relação à Alternativa 0.

Além disso, caso a Alternativa 5 fosse implementada, cerca de 74 mil UCs (57% das UCs analisadas) provavelmente não optariam por investir em GD FV. Essa desistência implicaria em uma redução de R\$ 2,5 bilhões em investimento que não seriam realizados. Ainda, o prosumidores desistentes seriam majoritariamente pertencentes ao Subgrupo B1 ou da Faixa de Potência Instalada de “até 5kW”, representando 48% do total de UCs analisadas neste trabalho.

Para aprimorar o debate a respeito da legislação da GD, outros estudos podem ser desenvolvidos. Dentre eles, pode-se sugerir o cálculo dos indicadores financeiros com base em regulamentações internacionais, bem como propostas outras de origem nacional. Além disso, podem ser feitos estudos do ponto de vista técnico nas redes e linhas de distribuição, com o propósito de identificar possíveis problemas e suas soluções no que diz respeito ao crescimento da GD no Brasil.

Por sua vez, esse trabalho ressalta a importância da GD FV para o mercado energético, podendo contribuir para o debate acerca dessa tecnologia no Brasil, bem como servir de base para pesquisas futuras nacional e internacionalmente. Ademais, essa pesquisa pode subsidiar análises econômicas nos atuais e futuros investimentos em GD FV.

A GD FV, portanto, mostra-se como uma tecnologia promissora para a diversificação da matriz energética e redução dos custos de energia pagos pelos consumidores, bem como alternativa limpa para produção de energia. Assim sendo, reafirma-se que a alteração da regulamentação deve ser pautada por evidências científicas e amplo debate na sociedade civil, com vistas a promover o desenvolvimento sustentável da sociedade como um todo e a preservação do meio ambiente.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica. **Bandeiras Tarifárias**, Brasília-DF, mar. 2015. Disponível em: <<https://goo.gl/MzUqC3>>. Acesso em: 02 mar. 2019.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Electric Power Systems Research. **Distributed generation: a definition**, 57, n. 3, 05 dez. 2001. 195-204.
- ASSAF NETO, A. **Matemática Financeiras e suas Aplicações**. 2ª. ed. São Paulo: Atlas, 1994.
- BATISTA, E. O. **Redução do Custo da Energia Elétrica em Ambientes Industriais Por Meio de Uma Estratégia de Baixo Custo em Gestão Energética**. Dissertação (Mestrado) – Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos-SP. 95 f. 2013.
- BAYOD-RÚJULA, A. A. Energy. **Future development of the electricity systems with distributed generation**, 34, n. 3, 2009. 377-383.
- BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. (Dissertação de Mestrado) do Programa de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo - USP. São Paulo-SP. 2009.
- BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 9.074, de 7 de Julho 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências**, Brasília-DF, 7 jul. 1995.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências**, Brasília-DF, 26 dez. 1996.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004, Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.**, Brasília-DF, 30 jul. 2004.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010, Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.**, Brasília-DF, 09 set. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2018.
- BRASIL. ELETROBRAS. PROCEL. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. **Manual de Tarifação da Energia Elétrica**, Brasília-DF, ago. 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2018.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, Brasília-DF, 17 abr. 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2018.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e**

os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, Brasília-DF, 24 nov. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2018.

BRASIL. Presidência da República. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015. Isenta o PIS e o COFINS incidentes na energia injetada na rede pelos prosumidores (art. 8º)**, Brasília-DF, 06 out. 2015b.

BRASIL. CONFAZ. Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, Brasília-DF, 22 abr. 2015c.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 733, de 06 de Setembro de 2016, Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca**, Brasília-DF, 06 set. 2016.

BRASIL. MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Consulta Pública nº33/2017 Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico**, Brasília-DF, 2017a. Disponível em: <<https://goo.gl/MkYRge>>. Acesso em: 27 out. 2018.

BRASIL. MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica Nº 14/2017/AEREG/SE Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico**, Brasília-DF, 2017b. Disponível em: <<https://goo.gl/DvX6Bm>>. Acesso em: 27 out. 2018.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD, atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**, Brasília-DF, 24 mai. 2017c. Disponível em: <<https://goo.gl/XcqgmP>>. Acesso em: 27 out. 2018.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Como é composta a tarifa**, 2017d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/-/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 10 nov. 2018.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capacidade de Geração Instalada no Brasil. Banco de Informações de Geração – BIG**, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 24 abr. 2018.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil. Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD**, 2018b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: 19 abr. 2018.

BRASIL. EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**, 2018c. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: jun. 21 2018.

BRASIL. EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, 2018d. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 12 nov. 2018.

BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2.380, de 3 Abril de 2018, Homologa o resultado da 4º Revisão Tarifária Periódica da**

Energisa Mato Grosso do Sul, as Tarifas de Energia e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, e dá outras providências, Brasília-DF, 3 abr. 2018e.

- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRORET Submódulo 6.8 - Bandeiras Tarifárias**, Brasília-DF, 08 ago. 2018f.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2.392, de 24 de Abril de 2018. Estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de maio de 2018**, Brasília-DF, 24 abr. 2018g.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0062/2018-SRD: Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída**, Brasília-DF, 25 mai. 2018h.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0108/2018-SRD: Análise das contribuições da CP 10/2018 e proposta de abertura da 1ª fase da AP com vistas a obter subsídios para a AIR acerca da revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída**, Brasília-DF, 6 dez. 2018i.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Registro da Geração Distribuída - SISGD**, Brasília-DF, 15 mar. 2019. Disponível em: <<https://goo.gl/qtCkNB>>. Acesso em: 15 mar. 2019.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Acompanhamento Tarifa Branca**, 2019a. Disponível em: <<https://is.gd/LfFkz2>>. Acesso em: 20 nov. 2019.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Ranking das Tarifas**, 2019b. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 20 nov. 2019.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Apoio à Decisão**, 2019c. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 27 nov. 2019.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória 2551/2019: Estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de junho de 2019.**, Brasília-DF, 21 mai. 2019d. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192551ti.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2020.
- BRASIL. BACEN. Banco Central do Brasil. **Ata da 227ª reunião do COPOM**, Brasília-DF, 10 dez. 2019e. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/atascopom/11122019>>. Acesso em: 20 abr. 2019.
- BRASIL. PLANALTO. **Decreto nº 9.772, de 25 de Abril de 2019 - Encerra a hora de verão no território nacional**, Brasília-DF, 25 abr. 2019f. Disponível em: <<https://is.gd/YAPPM2>>. Acesso em: 25 jun. 2020.
- BRASIL. ME. Ministério da Economia. Nota Conjunta SEI nº 4/2019/SECAP-SDI/FAZENDA-SEPEC/ME. **Contribuição à CP 25/2019-ANEEL, que visa alterar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, Brasília, 30 dez. 2019g.
- BRASIL. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perdas de Energia - Distribuição**, Brasília, 30 Jun. 2020. Disponível em: <<https://is.gd/TvJqiF>>. Acesso em: 8 Jul. 2020.

- BRASIL. BCB. Banco Central do Brasil. **Sistemas de Expectativas de Mercado**, 2020a. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 18 abr. 2020.
- BREALEY, R. A.; MYERSS, C.; ALLEN, F. **Principles of Corporate Finance**. 10. ed. New York: McGraw-Hill, 2011.
- CAMPO GRANDE. Prefeitura Municipal. **Lei Complementar nº 58 de 30 de setembro de 2003**, Campo Grande-MS, 30 set. 2003.
- DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. Texto para Discussão IPEA. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, mai. 2018.
- DUPONT, F. H.; GRASSI, F.; ROMITT, L. Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental. **Energias Renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável**, Santa Maria-RS, 19, n. Especial, 18 ago. 2015. 70-71.
- ECONOMIST. The Economist. **Alternative energy will no longer be alternative**, 21 Nov. 2012. Disponível em: <<https://www.economist.com/news/2012/11/21/sunny-uplands>>. Acesso em: 27 out. 2019.
- EID, C. et al. Energy Policy. **The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives**, n. 75, 2014. 244-254.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. Electric Power Systems Research. **Distributed generation technologies, definitions and benefits**, n. 2, p. 119-128, 2004.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional)**, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-Anual-de-Energia-Eletrica-por-classe-nacional>>. Acesso em: 12 out. 2018.
- FRAUNHOFER-ISE. Fraunhofer-ISE Energy Charts. **Net public electricity generation in Germany in 2017**, 2017. Disponível em: <https://www.energy-charts.de/energy_pie.htm?year=2017>. Acesso em: 2 mai. 2018.
- GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo-SP: Atlas, 2017.
- GUIMARÃES, L. N. Consutor Jurídico - Conjur. **Há insegurança na cobrança de tarifa para consumidor que gera energia**, 2017. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2017-nov-16/lucas-noura-inseguranca-tarifa-consumidor-gera-energia>>. Acesso em: 24 abr. 2018.
- IDEAL. Instituto para o Desenvolvimento de Energia Alternativas na América Latina. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**, Florianópolis, 2018.
- IEA. International Energy Agency - IEA. **Global Energy & CO2 Status Report**, 2017. Disponível em: <<https://www.iea.org/geco/electricity/>>. Acesso em: 20 out. 2018.
- IEA-PVPS. Report IEA PVPS T1-34:2018. **International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme - IEA PVPS**, jun. 2018. Disponível em: <<https://is.gd/dJsx40>>. Acesso em: 18 nov. 2018.
- IRENA; IEA-PVPS. International Renewable Energy Agency - IRENA. International Energy Agency - IEA. **Photovoltaic Power Systems Programme - PVPS. End-of-Life**

- Management Solar Photovoltaic Panels**, jun. 2016. Disponível em: <<https://is.gd/ZHYGRV>>. Acesso em: 18 nov. 2019.
- JANUZZI, G. D. M.; VARELLA, F. K. O. M.; GOMES, R. D. M. **International Energy Initiative para a América Latina - IEI-LA. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação.**, Campinas-SP, out. 2009. Disponível em: <<https://is.gd/SLhIMm>>.
- JESUS-LOPES, J. C. **Metodologia Científica: elementos constituintes dos métodos de pesquisas científicas.** Campo Grande-MS: [s.n.], 2018. No Prelo.
- KEYNES, J. M. **The General Theory of Employment, Interest, and Money.** New York: Macmillan, 1936.
- KORCH, R. **O princípio 80/20 os segredos para conseguir mais com menos nos negócios e na vida.** 1º. ed. Belo Horizonte-MG: Gutenberg, 2015.
- KOZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass.** Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, p. 108. 2014.
- KOZEN, G.; ANDRADE, G. N. O Efeito de Uma Tarifa Binômica no Retorno Financeiro da Microgeração Fotovoltaica. **Apresentado no VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Belo Horizonte-MG, 2016.
- LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. Anais. **Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. In: Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos**, Vitória-ES, 33, 2015.
- MARCONI, M. A.; LAKATOS, E. M. **Metodologia do Trabalho Científico.** 8. ed. São Paulo-SP: Atlas, 2017.
- MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** (Dissertação de Mestrado) do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis-SC. 2013.
- NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras.** Dissertação (Mestrado) - Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo - USP. São Paulo-SP. 2014.
- NREL. National Renewable Energy Laboratory. **Best Research-Cell Efficiencies**, 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2018.
- OLIVEIRA, L. S. **Gestão do Consumo de Energia Elétrica no Campus da UnB.** Dissertação (Mestrado) – Engenharia elétrica, Universidade de Brasília. Brasília-DF. 238 f. 2006.
- OLIVEIRA, V. M. **Gestão Energética em um Clube Recreativo.** Dissertação (Mestrado) - Eficiência Energética e Sustentabilidade, Universidade Federal do Mato Grosso do Sul - UFMS. Campo Grande-MS. 140 f. 2017.
- PEPERMANS, G. et al. Energy Policy. **Distributed generation: definition, benefits and issues**, 33, n. 6, 2005. 787–798.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** 2ª. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2017. 88 p. Disponível em:

- <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf>. Acesso em: 15 jan. 2018.
- PILAI, U. Drivers of cost reduction in solar photovoltaics. **Energy Economics**, n. 50, 2015. 286-293.
- REN21. Renewables 2018 Global Status Report. **Renewable Energy Policy Network for the 21st Century**, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2018.
- REZENDE, J. O. **Geração Distribuída: Legislação Brasileira, Perspectivas E Estudos De Casos Via ATP**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Uberlândia - UFU, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Uberlândia-MG. 131 f. 2015.
- SALDANHA, M. Revista Direito Em Debate. **Energia Elétrica e Meio Ambiente: Um Novo Paradigma**, v. 21, n. 38, p. 123-150, abr. 2013.
- SILVA, T. B. D.; DELGADO, F. Caderno Opinião - Fundação Getúlio Vargas. **Transição Energética: Califórnia Style**, São Paulo-SP, jan. 2017. Disponível em: <<https://is.gd/kUcXLt>>. Acesso em: 3 dez 2019.
- SOLARGIS. Solargis. **Solar resource maps of Germany**, 2018. Disponível em: <<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/germany>>. Acesso em: 25 ago. 2018.
- UNFCCC. United Nations Framework Convention on Climate Change. COP21. **Adoption of the Paris Agreement**, Paris, 12 Dec. 2015. Disponível em: <<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/109r01.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2020.
- VAZQUEZ, E. G.; DOS SANTOS, V. A. L. Apresentado no XIII Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído - ENTAC. **Estudo Estatístico de Patologias na pós-Entrega de Empreendimentos Imobiliários**, Canela-RS, 8 out. 2010.
- VIANA, T. Apresentado no IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. **Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação**, São Paulo-SP, 2012.
- YIN, R. K. **Estudo de caso planejamento e métodos**. 3. ed. Porto Alegre-RS: Bookman, 2005.
- ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica**. São Paulo-SP: Oficina de Textos, 2012.

7. APÊNDICE 1

Exemplo de informações do Banco de Dados desta pesquisa

Distribuidora	Código da GD	Classe	Subgrupo	Quantidade de UCs que recebem os créditos	UF	CEP	Data Conexão	Fonte	Potência Instalada (kW)	Faixa de Potência (kW)	Investimento
COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL	GD.AL.000.112.718	Comercial	B3	1	AL	57300-000	25/09/2019	Radiação solar	27,00	30	162.540,00
COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL	GD.AL.000.112.721	Residencial	B1	1	AL	57301-375	25/09/2019	Radiação solar	4,00	5	25.160,00
COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL	GD.AL.000.112.724	Residencial	B1	2	AL	57620-000	25/09/2019	Radiação solar	3,00	5	18.870,00
COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	GD.SP.000.112.528	Comercial	B3	1	SP	18550-000	25/09/2019	Radiação solar	15,00	30	90.300,00
COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	GD.SP.000.112.531	Residencial	B1	1	SP	18017-181	25/09/2019	Radiação solar	4,80	5	30.192,00
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI MIRIM	GD.SP.000.112.403	Residencial	B1	1	SP	13825-000	25/09/2019	Radiação solar	2,00	5	12.580,00
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.610	Residencial	B1	1	SP	13710-000	25/09/2019	Radiação solar	2,69	5	16.920,10
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.611	Residencial	B1	1	SP	13503-150	25/09/2019	Radiação solar	5,00	5	31.450,00
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.612	Comercial	B3	1	SP	13506-590	25/09/2019	Radiação solar	6,40	30	38.528,00
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.613	Residencial	B1	1	SP	13710-000	25/09/2019	Radiação solar	3,00	5	18.870,00
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.614	Residencial	B1	1	SP	12940-000	25/09/2019	Radiação solar	2,00	5	12.580,00
ELEKTRO REDES S.A.	GD.SP.000.112.615	Residencial	B1	1	SP	15775-000	25/09/2019	Radiação solar	4,00	5	25.160,00
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	GD.AP.000.112.417	Residencial	B1	1	AP	68908-271	24/09/2019	Radiação solar	6,00	30	36.120,00
COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	GD.AP.000.112.424	Residencial	B1	1	AP	68909-848	24/09/2019	Radiação solar	8,00	30	48.160,00
COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS - CEAL	GD.AL.000.112.583	Residencial	B1	3	AL	57420-000	24/09/2019	Radiação solar	10,22	30	61.524,40