



Caroline Ribeiro Iglesias

**Sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil: uma
análise técnico-econômica sob a perspectiva de
prosumidores e distribuidoras**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araújo Lima

Rio de Janeiro

Julho de 2021



Caroline Ribeiro Iglesias

**Sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil: uma análise
técnico-econômica sob a perspectiva de
prosumidores e distribuidoras**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Delberis Araújo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio

Prof. Phillipe Vilaça Gomes

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio

Prof. Bruno Dias

Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Prof. João Tomé Saraiva

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto – FEUP

Rio de Janeiro, 26 de julho de 2021

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor, do orientador e da universidade.

Caroline Ribeiro Iglesias

Graduou-se em Engenharia Elétrica, com habilitação Sistemas de Potência, pela Universidade Federal Fluminense (UFF) em 2018. Atualmente, trabalha como engenheira de campo no planejamento na Light S/A.

Ficha Catalográfica

Iglesias, Caroline Ribeiro

Sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil: uma análise técnico-econômica sob a perspectiva de prosumidores e distribuidoras / Caroline Ribeiro Iglesias; orientador: Delberis Araújo Lima; coorientador: Phillipe Vilaça Gomes. – 2021.

138 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica - Teses. 2. Geração distribuída. 3. Sistema fotovoltaico. 4. Tarifa de energia elétrica. 5. Distribuidora. 6. Prosumidor. I. Lima, Delberis Araújo. II. Gomes, Phillipe Vilaça. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Agradeço aos meus pais, Eliana Márcia e Leopoldo, que fizeram tudo ser possível, pelo suporte nas horas mais difíceis, pelo companheirismo e presença em cada momento da minha vida. Ao Hernani pelo carinho, paciência e ajuda durante essa jornada. Ao Ulisses que esteve do meu lado todo esse tempo sendo meu companheiro mais fiel.

Ao meu orientador, professor Phillipe Vilaça, que mesmo estando longe me deu todo o suporte, obrigada pela oportunidade e ensinamentos.

A todos os professores que passaram na minha vida até chegar aqui.

À CAPES e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Iglesias, Caroline Ribeiro; Lima, Delberis Araújo; Gomes, Phillipe Vilaça. **Sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil: uma análise técnico-econômica sob a perspectiva de prosumidores e distribuidoras**. Rio de Janeiro, 2021. 138p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

As mudanças recentes nas matrizes elétricas mundiais são geralmente motivadas pela busca de fontes de energia mais limpas e pela dificuldade na construção de novas gerações centralizadas. Como resultado, este estímulo altera não apenas a tecnologia da fonte de energia, mas também a sua localização, que agora passa a ser mais próximas aos centros consumidores ou até mesmo conectadas à rede de distribuição, como a Geração Distribuída (GD).

No Brasil, a GD possui um arcabouço regulatório que permite aos seus adeptos, chamados de prosumidores, terem um papel ativo na rede de distribuição, injetando e consumindo eletricidade consoante o seu balanço elétrico. Esse comportamento traz novos desafios para as companhias de distribuição, e, embora alguns benefícios da GD possam ser obtidos para essas companhias, a perda de mercado e diminuição de suas receitas fixas podem acarretar em transferência de custos estruturais, dos prosumidores para os consumidores sem este tipo de instalação.

Nesse contexto, o presente trabalho realiza uma análise técnico-econômico, para novos empreendimentos residenciais de GD fotovoltaica, parcela mais significativa de GD no Brasil. Essa análise considera todas as opções propostas de revisão da regulação de GD pelo órgão regulador e aborda tanto o impacto no retorno do investimento pelos prosumidores, quanto o impacto nas receitas em todas as distribuidoras do país. Para isto, no âmbito do investidor, serão avaliados três diferentes fatores econômicos: *LCOE*, *payback* descontado e benefício-custo; já no âmbito da distribuidora, será avaliado o impacto do aumento das GD na receita da empresa e na tarifa de energia elétrica imposta pela mesma, para tanto será

realizado uma previsão de mercado para os próximos dez anos, considerando o modelo baseado em Bass.

Os estudos realizados apontaram que qualquer uma das opções propostas pelo órgão regulador causará uma redução do mercado aderente a instalação da GD, o que consequentemente levará a uma redução dos prejuízos das distribuidoras e cenários menos favoráveis ao investimento pelo lado do prosumidor.

Palavras-chave

Geração distribuída; Sistema fotovoltaico; Tarifa de energia elétrica; Resolução Normativa nº 482; Prosumidor; Distribuidora.

Abstract

Iglesias, Caroline Ribeiro; Lima, Delberis Araújo (Advisor); Gomes, Phillipe Vilaça (Co-Advisor). **Residential photovoltaic systems in Brazil: a technical-economic analysis from the perspective of prosumers and utilities.** Rio de Janeiro, 2021. 138p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Recent changes in the world's electrical mix are generally motivated by the search for cleaner energy sources and by the difficulty in building new centralized power plants. As a result, this stimulus changes not only the energy source technology, but also its location, which is now closer to consumer centers or even connected to the distribution network, such as Distributed Generation (DG).

In Brazil, DG has a regulatory framework that allows its supporters, called prosumers, to play an active role in the distribution network, injecting and consuming electricity according to their own electrical balance. This behavior brings new challenges for distribution companies, and although some benefits of DG can be obtained for these companies, the loss of market and reduction of their fixed revenues can result in the transfer of structural costs, from prosumers to consumers without this type of installation.

In this context, this work performs a technical-economic analysis for new residential projects of photovoltaic DG, the most significant portion of DG in Brazil. This analysis considers all proposed options for reviewing DG regulation by the regulatory body and addresses both the impact on return on investment by prosumers and the impact on revenues in all distribution companies in the country. For this, within the investor, three different economic factors are evaluated: LCOE, discounted payback and benefit-cost; within the scope of the distribution companies, the impact of the increase in DG on the company's revenue and on their electricity tariff are also evaluated, for which a market forecast will be made for the next ten years, considering the model based on Bass.

The obtained results indicate that any of the options proposed by the regulatory agency will cause a reduction in the market adherent to the installation of the DG, which will consequently lead to a reduction in the revenue losses for distribution companies and less favorable scenarios for investment on the prosumer side.

Keywords

Distributed generatio; Photovoltaic system; Electricity rates; Normative Resolution N° 482; Prosumer; Utilities;

Sumário

1 Introdução	17
1.1. Contextualização	17
1.2. Revisão Bibliográfica	19
1.3. Objetivos e contribuições	20
1.4. Estrutura da Dissertação	21
2 Conceitos teóricos	22
2.1. Introdução	22
2.2. Composição da tarifa de energia	22
2.3. Definição da geração distribuída	25
2.4. Incentivos para a geração distribuída no Brasil	29
2.4.1. Resolução Normativa nº 482	30
2.4.2. Propostas de valoração de energia (revisão da REN nº 482)	32
2.5. Impacto da geração distribuída para a distribuidora	33
2.5.1. Espiral da morte	34
2.6. Impacto da geração distribuída para os consumidores	36
2.7. Panorama da geração distribuída fotovoltaica no mundo	36
3 Metodologia	38
3.1. Introdução	38
3.2. Impacto da alternativa regulatória em novos investimentos pelos prosumidores	40
3.2.1. LCOE	40
3.2.2. Payback	42
3.2.3. Benefício Custo	43
3.3. Impacto da alternativa regulatória de novos investimentos em GD para a distribuidora	43
3.3.1. Previsão de mercado	44
3.3.2. Perda de receita da distribuidora devido à geração distribuída	47
3.3.3. Impacto na tarifa	47
4 Dados e premissas consideradas	48

4.1. Introdução	48
4.2. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	48
4.3. Conexão do prosumidor com a rede principal	48
4.4. Tarifa de eletricidade	49
4.4.1. Estrutura tarifária	50
4.5. Geração Distribuída	51
4.5.1. Potência instalada da GD	51
4.5.2. Produção da GD fotovoltaica	52
4.5.3. Performance do sistema fotovoltaico	54
4.5.4. Vida útil do sistema fotovoltaico	54
4.5.5. Custo dos sistemas fotovoltaicos	54
4.6. Perfil de consumo	56
4.7. Previsão de mercado: fatores p e q	56
 5 Resultados	 57
5.1. Introdução	57
5.2. Alternativa Regulatória 0 (AR0)	57
5.2.1. Impacto da AR0 em novos investimentos pelos prosumidores	57
5.2.2. Impacto da AR0 em novos investimentos em GD para a distribuidora	60
5.3. Alternativa Regulatória 1 (AR1)	63
5.3.1. Impacto da AR1 em novos investimentos pelos prosumidores	63
5.3.2. Impacto da AR1 em novos investimentos em GD para a distribuidora	65
5.4. Alternativa Regulatória 2 (AR2)	68
5.4.1. Impacto da AR2 em novos investimentos pelos prosumidores	68
5.4.2. Impacto da AR2 em novos investimentos em GD para a distribuidora	70
5.5. Alternativa Regulatória 3 (AR3)	73
5.5.1. Impacto da AR3 em novos investimentos pelos prosumidores	73
5.5.2. Impacto da AR3 em novos investimentos em GD para a distribuidora	75
5.6. Alternativa Regulatória 4 (AR4)	77
5.6.1. Impacto da AR4 em novos investimentos pelos prosumidores	78
5.6.2. Impacto da AR4 em novos investimentos em GD para a distribuidora	80
5.7. Alternativa Regulatória 5 (AR5)	82
5.7.1. Impacto da AR5 em novos investimentos pelos prosumidores	83
5.7.2. Impacto da AR5 em novos investimentos em GD para a distribuidora	85

5.8. Comparação dos resultados	87
6 Conclusão	94
7 Bibliografia	97
A. Apêndice A: Distribuidoras de energia no Brasil	104
B. Apêndice B: Resultados por distribuidora	106

Lista de figuras

Figura 1: Queda dos custos da energia renovável em 10 anos (2010-2019).....	17
Figura 2: Matriz elétrica brasileira em 2020	18
Figura 3: Composição da tarifa de energia no Brasil	23
Figura 4: Parcelas que compõem a tarifa	24
Figura 5: Sistema elétrico brasileiro tradicional.....	25
Figura 6: Sistema elétrico brasileiro com adesão à GD.....	26
Figura 7: Conexão da GD na rede (exemplo de GD fotovoltaica)	27
Figura 8: Quantidade por tipo de GD no Brasil	27
Figura 9: Adotantes da GD ao longo dos anos no Brasil	28
Figura 10: Incentivos às fontes renováveis no Brasil	29
Figura 11: Alternativas de valoração de energia da revisão da REN nº 482	32
Figura 12: Ciclo da "espiral da morte" das distribuidoras	35
Figura 13: Resumo da metodologia.....	39
Figura 14: Probabilidade de adoção de acordo com valores de p e q	46
Figura 15: Evolução dos custos da GD fotovoltaica	55
Figura 16: Resultado do LCOE para a AR0.....	58
Figura 17: Resultado do payback descontado para a AR0.....	59
Figura 18: Resultado do B/C para a AR0	59
Figura 19: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR0	60
Figura 20: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR0	61
Figura 21: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR0	62
Figura 22: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para Alternativa 0..	63
Figura 23: Resultado do LCOE para AR1	64
Figura 24: Resultado do payback descontado para AR1	64
Figura 25: Resultado do B/C para AR1	65
Figura 26: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR1	66
Figura 27: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR1	66

Figura 28: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR1	67
Figura 29: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR1	67
Figura 30: Resultado do LCOE para AR2	68
Figura 31: Resultado do payback descontado para AR2	69
Figura 32: Resultado do B/C para AR2	70
Figura 33: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR2	70
Figura 34: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR2	71
Figura 35: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR2	72
Figura 36: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR2.....	72
Figura 37: Resultado do LCOE para AR3	73
Figura 38: Resultado do payback descontado para AR3	74
Figura 39: Resultado do B/C para AR3	74
Figura 40: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR3	75
Figura 41: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR3	76
Figura 42: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR3	76
Figura 43: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR3	77
Figura 44: Resultado do LCOE para AR4	78
Figura 45: Resultado do payback descontado para AR4	79
Figura 46: Resultado do B/C para Alternativa 4	79
Figura 47: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR4	80
Figura 48: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR4	81
Figura 49: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR4	81
Figura 50: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR4.....	82
Figura 51: Resultado do LCOE para AR5	83
Figura 52: Resultado do payback descontado para AR5	84
Figura 53: Resultado do B/C para AR5	84
Figura 54: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR5	85
Figura 55: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR5	86

Figura 56: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR5	86
Figura 57: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para Alternativa 5 ..	87
Figura 58: Valores médio para o LCOE no Brasil	88
Figura 59: Valores médios para o payback descontado no Brasil.....	89
Figura 60: Valores médios para o B/C no Brasil.....	89
Figura 61: Percentual de adesão das residências à GD por alternativa regulatória	90
Figura 62: Percentual de receita perdida pelas distribuidoras por alternativa regulatória.....	91
Figura 63: Reajustes médio da tarifa a cada 4 anos por alternativa regulatória...	92

Lista de tabelas

Tabela 1: Percentuais para cálculo do mercado potencial	46
Tabela 2: Tarifa de energia elétrica por distribuidora.....	49
Tabela 3: Percentual de cada parcela da tarifa	51
Tabela 4: Potência média instalada por prosumidor para cada distribuidora.....	52
Tabela 5: Produtividade dos sistemas fotovoltaicos por distribuidora	53
Tabela 6: Custos da Geração Distribuída fotovoltaica	55
Tabela 7: Variações percentuais das alternativas regulatórias comparado ao modelo atual dos parâmetros analisados para o prosumidor	90
Tabela 8: Variações percentuais das alternativas regulatórias comparado ao modelo atual dos parâmetros analisados para a distribuidora	92
Tabela 9: Distribuidoras do Brasil por estado	104
Tabela 10: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR0.....	106
Tabela 11: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR1	107
Tabela 12: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR2.....	108
Tabela 13: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR3.....	109
Tabela 14: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR4.....	110
Tabela 15: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR5.....	112
Tabela 16: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR0	113
Tabela 17: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR1	114

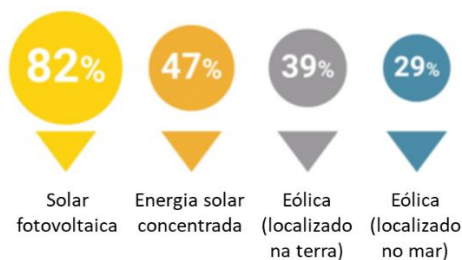
Tabela 18: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR2	116
Tabela 19: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR3	117
Tabela 20: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR4	118
Tabela 21: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR5	120
Tabela 22: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR0	121
Tabela 23: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR1	123
Tabela 24: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR2	124
Tabela 25: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR3	125
Tabela 26: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR4	127
Tabela 27: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR5	128
Tabela 28: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR0	130
Tabela 29: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR1	131
Tabela 30: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR2	133
Tabela 31: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR3	134
Tabela 32: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR4	136
Tabela 33: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR5	137

1 Introdução

1.1. Contextualização

As recentes alterações nas matrizes energéticas mundiais são geralmente impulsionadas pela busca de fontes mais limpas, de forma a reduzir o uso de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, diminuir a emissão de gás carbônico. No setor elétrico, as barreiras sociais e ambientais estão tornando a expansão das gerações centralizadas e a construção de longas linhas de transmissão cada vez mais difícil. Ademais, é válido destacar que a modernização e digitalização da rede, bem como o desenvolvimento tecnológico, tem feito o preço dos sistemas de Geração Distribuídas (GD) caírem exponencialmente, aumentando assim a viabilidade econômica e incentivando os investimentos. A Figura 1 apresenta a queda do preço das energias renováveis em 10 anos (2010 – 2019) [1].

Figura 1: Queda dos custos da energia renovável em 10 anos (2010-2019)



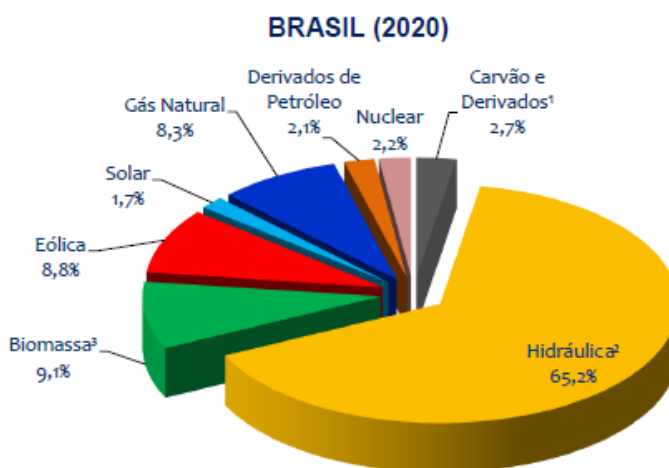
Fonte: Traduzido de [1]

No Brasil, as GD caracterizam-se por serem renováveis, utilizando principalmente a fonte solar fotovoltaica. É válido salientar que as fontes de energia renováveis são menos afetadas pelas crises geopolíticas, picos de preços ou interrupções repentinas na cadeia de abastecimento [1].

Historicamente, o Brasil se destaca pelo alto percentual de fontes renováveis de energia quando comparado ao resto do mundo. A participação das energias renováveis no ano de 2020 na matriz elétrica brasileira chegou a 84,8%, comparado a uma participação mundial de apenas 23% [2]. A Figura 2 representa a matriz

elétrica brasileira em 2020, como pode ser observado a fonte hidráulica é predominante. A dependência das fontes hidráulicas acarreta a utilização de fontes não renováveis em caso de crises hídricas, como ocorreu entre os anos de 2011 e 2014, e está ocorrendo atualmente.

Figura 2: Matriz elétrica brasileira em 2020



Fonte: [2]

É importante destacar o crescimento da fonte eólica, fonte também considerada como renovável, que alcançou em 2020 o equivalente a 57 TWh, expandindo 11,4%, em relação ao ano anterior. Além disso, houve também um crescimento considerável das GD que atingiram 5.269 GWh, com um avanço de 137% em relação ao ano anterior. Dentre toda a GD instalada no Brasil, 90,4% são de participação da energia solar [2].

Dessa forma, nota-se no Brasil um crescimento considerável das GD, principalmente devido ao potencial energético a partir de fonte solar, e segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), espera-se a permanência desse crescimento nos próximos anos [3]. Com isso, há maior necessidade que os órgãos reguladores e o governo participem mais ativamente do setor, atuando de forma a suavizar os impactos nas distribuidoras, nos prosumidores e nos consumidores de maneira geral.

Com esse objetivo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) propôs uma nova revisão da Resolução Normativa (REN) nº 482, documento que regulamenta a GD no Brasil. Essa normativa teve sua primeira versão publicada em 2012 pela ANEEL, e em 2015 teve a primeira revisão através da REN nº 687.

1.2. Revisão Bibliográfica

Desde 2012 quando a REN nº 482 foi publicada muitos estudos vem sendo realizados sobre a viabilidade técnica e econômica para instalação das GDs fotovoltaicas no Brasil, bem como análises de previsão de mercado.

Nesse escopo, o trabalho [4] explica uma metodologia para estudo da viabilidade econômica das usinas fotovoltaicas, desde análise da irradiação solar até a viabilidade econômica do investimento através dos critérios *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), Taxa Mínima de Atratividade (TMA), Taxa Interna de Retorno (TIR), *payback* simples e descontado. Os estudos foram realizados para um estudo de caso localizado na região de Campina Grande, na Paraíba, considerando uma potência instalada de 3MWp e cenários distintos de financiamento do investimento inicial.

Em [5] busca-se a viabilidade da instalação da geração fotovoltaica em uma residência no estado do Rio Grande do Sul no Brasil, através dos fatores TMA, Valor Presente Líquido (VPL), TIR e *payback* descontado.

Já em [6] é realizado um estudo mostrando a importância dos painéis fotovoltaicos na crise energética do Brasil, através da análise da viabilidade da instalação do sistema utilizando TIR, VPL, fluxo de caixa e *payback*. No estudo a GD é utilizada para suprir a demanda de eletricidade de habitações sociais no país.

Em [7] é realizado uma análise para estimar a demanda residencial mensal mínima para que haja viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos nas diferentes distribuidoras do Brasil, tal análise foi feita através do fator econômico *Levelized Cost of Electricity* (LCOE).

Por outro lado, o trabalho [8] desenvolveu um modelo de difusão para a GD, ideal para utilização no Brasil, levando em conta o vasto território nacional com as diversidades geográfica e populacional. O modelo considera o alicerce matemático do modelo de difusão de Bass. Com ele foi realizada a previsão do mercado para 10 anos futuros, considerando diferentes cenários com aplicação de medidas de incentivo. Este trabalho serviu de base para a previsão de mercado realizada pela EPE em [9] e [10], com atualização de critérios considerados na previsão.

Levando em consideração ainda o lado da distribuidora, o trabalho [11] avalia o impacto do crescimento da GD fotovoltaica na receita das distribuidoras e na

tarifa dos consumidores. Para a realização desse estudo é considerado a projeção desenvolvida em [8]. Já em [12] é explorado o impacto da GD na receita da distribuidora através do chamado “espiral da morte”.

É importante destacar também estudos como [13], que analisa os impactos e a regulamentação da GD no Brasil, mostrando a importância da energia solar para a diversificação energética do Brasil, além dos incentivos governamentais que foram dados no país e os principais obstáculos já encontrados. E [14] que apresenta uma comparação dos custos do sistema fotovoltaico com uma usina geradora térmica a carvão, opção utilizada principalmente no sul do Brasil, considerando as externalidades que afetam a saúde humana.

1.3. Objetivos e contribuições

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise técnico-econômica, pelo lado do consumidor e da distribuidora, considerando a instalação da GD fotovoltaica em todas as empresas de distribuição do país, para cada uma das alternativas regulatórias de valoração da energia consumida da rede propostas na revisão da REN nº 482, ainda em fase de aprovação, mais a alternativa vigente.

Na análise do ponto de vista do consumidor será explorado três diferentes critérios: LCOE, *payback* descontado e benefício-custo, levando em consideração algumas aproximações como: o aumento anual da tarifa de energia elétrica, característica de consumo dos prosumidores e aspectos relacionados ao sistema fotovoltaico. Por outro lado, para análise da distribuidora será avaliado o impacto que as GD causam na receita da empresa e o impacto nos consumidores alimentados por ela, através da avaliação da tarifa de energia elétrica, para tanto será realizado uma previsão do mercado da GD no país, considerando o modelo baseado em Bass, para um horizonte de estudo equivalente a 10 anos.

Dessa forma, esse trabalho irá contribuir com a análise dessas propostas e a sugestão da melhor opção a ser adotada pela ANEEL, levando em consideração o investidor e as distribuidoras, sem que haja grandes impactos no mercado aderente a GD fotovoltaica no país.

Por fim, destaca-se que o artigo intitulado “*On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides*” abordando os resultados e a metodologia desenvolvida nesse trabalho está em fase de submissão no jornal *Energy Policy* (Elsevier), referência internacional neste tópico.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresenta os principais conceitos teóricos utilizados no trabalho, a evolução e os impactos da GD no país e os incentivos dados pelo governo para o investimento nas fontes renováveis, explorando de forma mais detalhada a Resolução Normativa (REN) nº 482. Além de uma visão global da geração distribuída em alguns países;
- Capítulo 3: apresenta, de forma detalhada, a metodologia proposta para a análise técnico-econômica do impacto das diferentes formas de valoração da eletricidade produzida pela GD fotovoltaica proposta na revisão da REN nº 482 para os prosumidores e para as distribuidoras;
- Capítulo 4: apresenta os dados utilizados para o desenvolvimento da metodologia apresentada no Capítulo 3, bem como todas as considerações realizadas;
- Capítulo 5: apresenta os resultados encontrados nas análises técnico-econômicas para cada uma das alternativas regulatórias na visão dos prosumidores e da distribuidora. Apresentará também uma comparação dos resultados de forma a encontrar a melhor opção a ser implementada, com benefícios para o prosumidor e a distribuidora;
- Capítulo 6: apresenta as considerações finais do trabalho, expondo as conclusões obtidas a partir dos resultados, bem como algumas recomendações. Além disso são apontadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

2

Conceitos teóricos

2.1.

Introdução

Este capítulo apresenta conceitos teóricos utilizados no trabalho, iniciando pela composição da tarifa de energia elétrica utilizada em todas as distribuidoras do Brasil, seguido pelo conceito básico de GD fotovoltaica, os incentivos dados pela União para o investimento nas fontes renováveis, explorando de forma mais detalhada a REN nº 482, que regulamenta a GD no Brasil, além de apresentar a motivação e as propostas trazidas na última revisão da norma, ainda em fase de aprovação. Por fim serão apresentados os principais impactos, positivos e negativos, da GD para a distribuidora e para os potenciais investidores nesse tipo de empreendimento.

2.2.

Composição da tarifa de energia

No Brasil as tarifas de energia elétrica se diferenciam entre os consumidores de acordo com o nível de tensão de fornecimento, o instante de consumo, o tipo de tarifa e a classe do consumidor. Os consumidores podem ser agrupados seguindo as seguintes modalidades tarifárias [15]:

- Para os consumidores residenciais de baixa tensão (Grupo B):
 - Modalidade tarifária convencional monômnia: utiliza uma única tarifa de energia elétrica independente da hora de utilização do dia;
 - Modalidade tarifária horária branca: utiliza tarifas diferentes de acordo com a hora de utilização da energia no dia. Não podendo ser aplicada aos consumidores de baixa renda e a iluminação pública.

- Para os consumidores da alta e média tensão, além dos conectados à rede subterrânea (Grupo A):
 - Modalidade tarifária horária verde: utiliza tarifas diferentes para a energia elétrica de acordo com a hora de utilização do dia e uma tarifa única para a demanda de potência;
 - Modalidade tarifária horária azul: utiliza tarifas diferentes para a energia elétrica e demanda de potência de acordo com a hora de utilização do dia;
 - Modalidade tarifária convencional binômia: utiliza uma única tarifa de energia elétrica e demanda de potência independente da hora de utilização do dia.

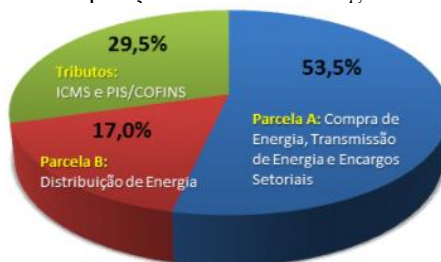
As tarifas de energia são definidas pela ANEEL, de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras, permitindo a recuperação dos custos regulatórios e a remuneração dos investimentos. Tais investimentos se devem, principalmente, a expansão da rede de distribuição e atendimento aos critérios de qualidade de serviço e produto [11].

De maneira geral as tarifas englobam a remuneração da geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. Além disso, são aplicados à tarifa os tributos e os impostos federais (PIS/Cofins), estaduais (ICMS) e municipais (iluminação pública).

Para o cálculo tarifário, os custos das distribuidoras podem ser divididos em duas parcelas, a Figura 3 representa o percentual de cada parcela na tarifa [11] [12]:

- Parcela A: representa os custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, compra de energia, encargos setoriais e os custos relacionados a transmissão;
- Parcela B: representa os custos gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, os custos de distribuição de energia.

Figura 3: Composição da tarifa de energia no Brasil



Fonte: [16]

A tarifa final do consumidor é composta por uma parcela referente ao uso do sistema (TUSD) e outra de tarifa de energia (TE), como pode ser visto na Figura 4.

Figura 4: Parcelas que compõem a tarifa



Fonte: Próprio autor com base em [17]

A parcela TUSD é subdividida em [17]:

- TUSD Transporte: referente ao uso de ativos pertencentes a terceiros:
 - Fio A: referente ao uso dos ativos de transmissão;
 - Fio B: referente ao uso dos ativos de distribuição.
- TUSD Perdas: para recuperação dos custos de perdas técnicas e não técnicas da distribuidora, receitas irrecuperáveis, perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora;
- TUSD Encargos: para recuperação do custo referentes à diferentes projetos, como: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética; Contribuição para o Operados Nacional do Sistema (ONS); Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA); entre outros.

Por sua vez, a parcela TE é subdividida em [17]:

- TE Energia: para recuperação dos custos pela compra de energia elétrica que será repassada ao consumidor;
- TE Transporte: para recuperação dos custos de transmissão relacionados à Itaipu;
- TE Perdas: para recuperação dos custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia;
- TE Encargos: para a recuperação dos custos relacionados a Contribuição sobre o Uso de Recursos Hídricos; Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética; e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta Covid.

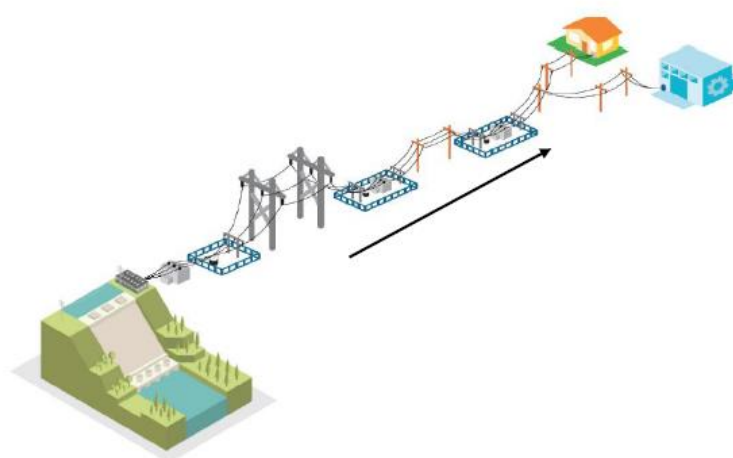
Ambas as parcelas, TUSD e TE, são definidas no processo de revisão tarifária a cada 4 anos (em média), onde há reavaliação de todos os custos, investimentos e critérios de qualidade da distribuidora. Além disso, acontece anualmente o reajuste

da tarifa através do recálculo das componentes Energia, Transmissão (Fio A) e Encargos, com objetivo de reestabelecer o poder de compra da concessionária, e a correção da parcela de Distribuição (Fio B) de acordo com o índice de inflação constante no contrato de concessão deduzido o Fator X. Tal fator é determinado na revisão tarifária e estima os ganhos de produtividade da atividade de distribuição e os captura em favor da modicidade tarifária em cada reajuste [11] [16].

2.3. Definição da geração distribuída

Tradicionalmente, o sistema elétrico brasileiro foi construído e planejado para operação a partir de um fluxo de energia radial, surgindo nas gerações centralizadas, normalmente grandes geradoras que aproveitam ao máximo dos recursos naturais, seguindo para a transmissão em alta tensão até a distribuição em média e baixa tensão que irá alimentar os consumidores. A Figura 5 apresenta essa estrutura.

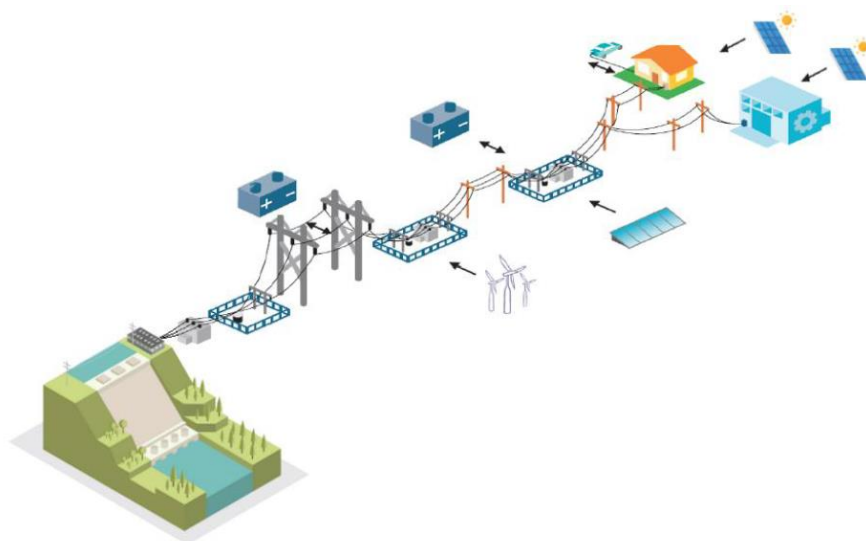
Figura 5: Sistema elétrico brasileiro tradicional



Fonte: [11]

Esse cenário tem se alterado lentamente, principalmente devido ao crescimento da GD. Essas novas unidades tem o potencial de alterar o fluxo de energia nas redes, que anteriormente era apenas unidirecional, isto é, das grandes centrais geradoras para as cargas. Assim, o fluxo passa a ter sentido bidirecional, podendo ocorrer também da rede de distribuição para a rede de transmissão. A Figura 6 representa o novo modelo do sistema.

Figura 6: Sistema elétrico brasileiro com adesão à GD

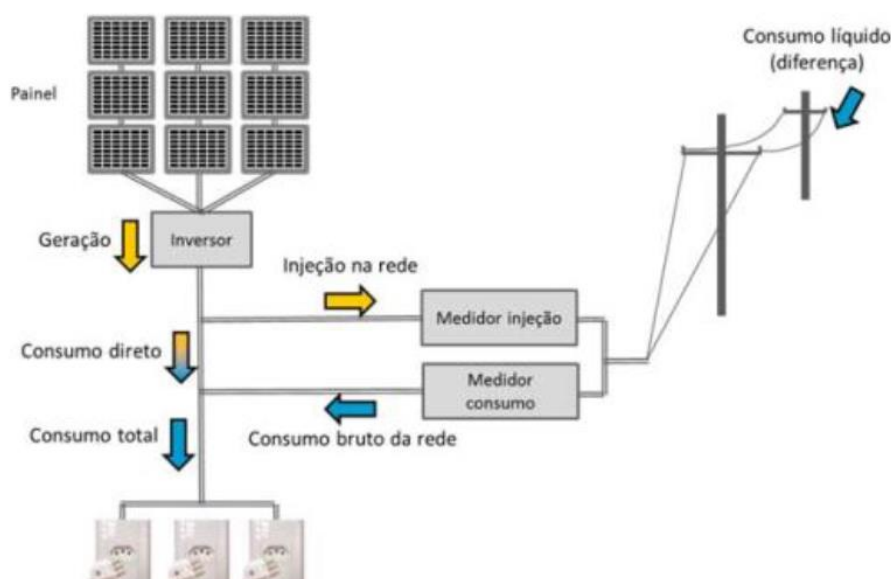


Fonte: [11]

Os consumidores que aderem a GD passam a ter um papel ativo na operação da rede e são geralmente denominados como prosumidores, ou seja, um consumidor que também é produtor. Para as GD conectadas a rede de distribuição, sistemas *on-grid*, não há necessidade da instalação de dispositivos de armazenamento de energia: se por um lado a conexão com a rede principal permite o atendimento ao consumo, quando a geração proveniente da GD é insuficiente, por outro lado ela também permite o “armazenamento” de um excesso de energia proveniente da GD. Assim, embora o investimento em dispositivos de armazenamento de energia não seja justificável, se faz necessário a instalação de equipamentos como o inversor, para as gerações realizadas em corrente contínua (CC) e um medidor bidirecional, que realizará a medição de toda a energia consumida e injetada na rede principal [5].

Um exemplo de conexão para GD fotovoltaica está mostrado na Figura 7. Vale destacar que as GD também podem ser instaladas em sistemas isolados, chamados de *off-grid*. Esses sistemas são autônomos, sem conexão à rede da distribuidora e são capazes de suprir toda a demanda de energia do estabelecimento. Neste caso, é recomendado a utilização de dispositivos de armazenamento de energia.

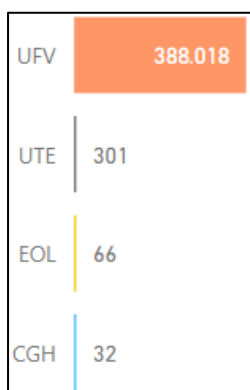
Figura 7: Conexão da GD na rede (exemplo de GD fotovoltaica)



Fonte: [5]

A GD pode ser proveniente de diferentes fontes como: solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biogás e cogeração. No Brasil, como pode ser observado na Figura 8, tem-se predominância da GD fotovoltaica (UFV). Isso acontece devido ao alto índice de irradiação solar no país com boa uniformidade durante todo o ano, o que favorece a tecnologia fotovoltaica. As demais gerações são referentes a térmica (Usina Termelétrica – UTE), eólica (EOL) e hidrelétrica (Centrais Geradores Hidrelétricas – CGH).

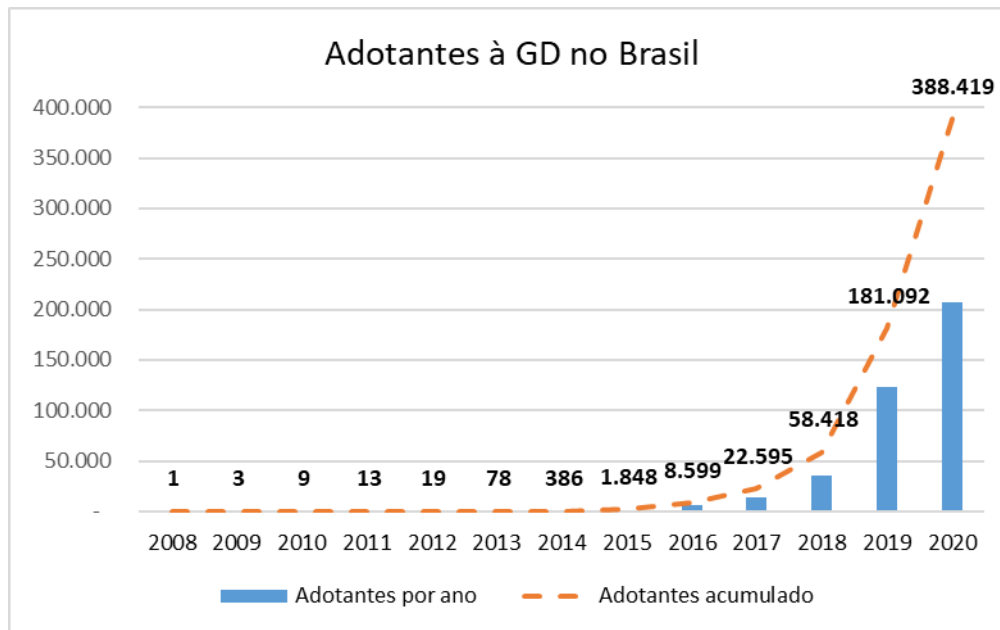
Figura 8: Quantidade por tipo de GD no Brasil



Fonte: [18]

Dessa forma, devido a boa produtividade das fontes fotovoltaicas no país e aos incentivos dados pelo governo, descritos posteriormente no item 2.4, a GD teve um crescimento exponencial no Brasil, com maior aumento desde o ano de 2015, conforme pode ser visto na Figura 9.

Figura 9: Adotantes da GD ao longo dos anos no Brasil



Fonte: Próprio autor com base em [18]

Pode ser destacado inúmeras vantagens trazidas com a instalação da GD, principalmente as fotovoltaicas, como [8] [12] [13] [19]:

- Área ambiental:
 - Geração limpa de energia, renovável e sustentável através de fonte abundante e inesgotável;
 - Não emite gás durante a operação, contribuindo para redução da emissão de gases do efeito estufa;
 - Não gera ruído e nem possui partes móveis.
- Área estratégica:
 - Diversificação da matriz elétrica brasileira, aumentando a segurança do suprimento energético;
 - Aumento do uso de energias renováveis;
 - Pode postergar a expansão no sistema de transmissão;
 - Possível redução nas perdas na transmissão e distribuição;
 - Aumento da confiabilidade do fornecimento de energia aos consumidores próximos a GD, uma vez que não estão sujeitos a falhas na transmissão e distribuição;
 - Desenvolvimento e domínio das tecnologias, proporcionando facilidade na construção e manutenção;

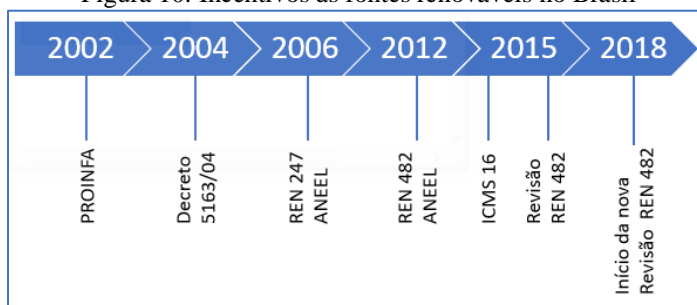
- Geração com característica modular que possibilita a aplicação em diferentes escalas.
- Área socioeconômica:
 - Desenvolvimento de uma cadeia produtiva no Brasil;
 - Geração de empregos.

2.4.

Incentivos para a geração distribuída no Brasil

Os incentivos às fontes renováveis no Brasil começaram no início dos anos 2000 e serviram também como estímulo para o crescimento da GD. A linha do tempo com os pontos mais marcantes está mostrada na Figura 10.

Figura 10: Incentivos às fontes renováveis no Brasil



Fonte: Próprio autor baseado em [20]

O primeiro estímulo dado foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), criado pelo governo federal em 2002 com objetivo de desenvolver as fontes alternativas de energia através da contratação de usinas eólica, termelétrica a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) de empreendedores que não possuíam vínculo com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição [21].

Em 2004, no Decreto nº 5163/04 foi definido, oficialmente, pela primeira vez o conceito de Geração Distribuída, como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente na rede de distribuição. Não era considerado nesse tipo de geração as hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétricas com eficiência inferior a 75% [22]. Além disso, o Decreto nº 5163/04 determinou que as empresas distribuidoras de energia deveriam adquirir por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) a energia necessária para abastecimento dos consumidores [23].

Já em 2006, a ANEEL publicou a REN nº 247 que estabelecia condições para a comercialização de energia entre consumidores, com carga superior 500kW, e geração oriunda de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e cuja fonte primária seja a biomassa, energia eólica ou solar [24].

Em 2012, a GD foi regulamentada através da publicação da REN nº 482 que sofreu a primeira revisão em 2015 e está, atualmente, em processo para uma nova revisão, iniciado em 2018. Tal resolução e suas revisões serão mais detalhadas nos itens 2.4.1 e 2.4.2.

Por fim, em 2015 foi determinado pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), através do Convênio ICMS 16, a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) sobre a energia elétrica consumida da distribuidora na mesma proporção da energia injetada na rede de distribuição. Inicialmente o decreto foi adotada apenas por alguns estados, mas atualmente todos os estados são aderentes [25].

2.4.1. Resolução Normativa nº 482

A REN nº 482 foi publicada em 2012 pela ANEEL com o objetivo de reduzir barreiras as mini e microgerações distribuídas e incentivar o desenvolvimento do mercado brasileiro nesse tipo de geração. Foi o primeiro documento regulatório a oficializar a geração de energia pelo próprio consumidor e permiti-los a realizarem a injeção da energia gerada na rede elétrica para compensação na fatura de eletricidade.

A norma sofreu uma atualização em 2015 através da publicação da REN nº 687 onde alguns critérios foram alterados, além da criação de novas regras e possibilidades para o consumidor.

Segundo a REN nº 482, revisada em 2015, a micro e minigeração podem ser classificadas da seguinte forma [26]:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada inferior a 75kW provenientes de cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectadas a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica com potência instalada entre 75kW e 5 MW provenientes de cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectadas a rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A revisão de 2015 criou a possibilidade do autoconsumo remoto, da geração compartilhada e do empreendimento com múltiplas unidades consumidoras. De forma mais detalhada [26]:

- Autoconsumo remoto: é a possibilidade do prosumidor instalar a GD em outra residência e realizar o compartilhamento de créditos, desde que ambas estejam dentro da mesma distribuidora e cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ;
- Geração compartilhada: é a possibilidade de diferentes consumidores alocados dentro da mesma distribuidora se associar por meio de consórcio ou cooperativa para compartilharem a energia gerada por uma GD. Nesse caso não há necessidade das unidades consumidoras estarem cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ;
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: é a possibilidade de instalação da GD em condomínios horizontais ou verticais para o compartilhamento de energia, seja para abatimento na conta das áreas comuns, sejam as demais unidades consumidoras do empreendimento.

Um dos pontos que foi determinado em 2012 e não sofreu alteração na revisão da normativa em 2015 foi a forma de realizar a compensação de energia. O método de compensação utilizado é chamado de *net-metering* e permite que a energia ativa injetada na rede pela GD seja cedida à distribuidora para, posteriormente, ser compensada através de consumo da rede elétrica [26]. Assim, caso a energia consumida seja superior à injetada na rede durante um mês, a energia a ser faturada corresponderá à diferença entre esses dois valores. Por outro lado, caso a injeção seja superior ao consumo, se acumulará créditos (em kWh) para que seja consumido dentro do prazo de 60 meses.

2.4.2.

Propostas de valoração de energia (revisão da REN nº 482)

Desde que a REN nº 482 entrou em vigor em 2012 o número de consumidores aderentes a GD vem aumentando consideravelmente a cada ano, como mostrado no item 2.3 (Figura 9). Esse aumento tem gerado discussões sobre a forma em que a valoração da energia injetada pela GD na rede é feita atualmente. Por um lado, as distribuidoras alegam que o atual sistema de compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição, além de transferir os custos aos demais consumidores. Por outro lado, os consumidores e as empresas investidoras destacam os benefícios da GD e apoiam a permanência da metodologia atual até a consolidação do modelo [27].

Assim, a ANEEL iniciou em 2018 o processo de revisão da normativa vigente e propôs 6 diferentes modalidades de compensação, onde uma delas entrará em vigor após aprovação da revisão. As alternativas estão mostradas na Figura 11.

Figura 11: Alternativas de valoração de energia da revisão da REN nº 482

Alternativa 0				Alternativa 1				Alternativa 2			
TUSD				TUSD				TUSD			
Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas
TE				TE				TE			
Encargos e demais componentes		Energia		Encargos e demais componentes		Energia		Encargos e demais componentes		Energia	

Alternativa 3				Alternativa 4				Alternativa 5			
TUSD				TUSD				TUSD			
Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas	Fio B	Fio A	Encargos	Perdas
TE				TE				TE			
Encargos e demais componentes		Energia		Encargos e demais componentes		Energia		Encargos e demais componentes		Energia	

Fonte: Próprio autor com base em [28]

Cada uma das alternativas mostradas na Figura 11 estão detalhadas a seguir, as parcelas destacadas representam a quantia que deixará de ser compensada em cima da energia consumida:

- Alternativa 0 – Cenário atual: compensação da energia injetada através de todas as componentes da tarifa;
- Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente transporte Fio B da tarifa incidirá sobre toda a energia consumida da rede, as demais parcelas incidirão apenas na diferença entre energia injetada e consumida;

- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes transporte Fio A e Fio B da tarifa incidirão sobre toda a energia consumida da rede, as demais parcelas apenas na diferença entre energia injetada e consumida;
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: as componentes transporte Fio A, Fio B e Encargos (TUSD) da tarifa incidirão sobre toda a energia consumida da rede, as demais parcelas apenas na diferença entre energia injetada e consumida;
- Alternativa 4 – Incide TUSD: todas as componentes da parcela TUSD da tarifa incidirão sobre a energia consumida da rede, as demais parcelas apenas na diferença entre energia injetada e consumida;
- Alternativa 5 – Não incide Energia (TE): a única parcela da tarifa que não incidirá sobre toda a energia consumida é a de energia, as demais incidirão sobre a energia consumida da rede.

De maneira geral, a revisão da REN nº 482 tem como objetivo criar um ambiente sustentável para o crescimento da GD, reduzindo o máximo possível a transferência de custos para os demais clientes da distribuidora, além de manter reduzida as barreiras para a implantação dessas gerações.

2.5. Impacto da geração distribuída para a distribuidora

Apesar das diferentes vantagens que a GD apresenta tanto para a sociedade como para a distribuidora, ela também pode causar diferentes tipos de problemas operacionais e estruturais na empresa.

Em relação aos problemas ligados a qualidade da energia pode-se destacar a Variações de Tensão de Longa Duração (VTLD), que se caracteriza pelo valor da tensão acima ou abaixo dos limites admissíveis por um período de tempo superior a 1 minuto. Uma vez que as GD geralmente operam sem controle de tensão, ou seja, fornece potência ativa a um fator de potência constante, há possibilidade que a tensão do alimentador se altere; harmônicos causados pela distorção da forma de onda, que podem ser causado pelas GD com conversores eletrônicos; variações da frequência, provocada pelo desequilíbrio entre demanda e geração; e desequilíbrio

de tensão entre as fases que pode ocorrer em casos de ligação de GD que não seja trifásicas [29].

Pode ser destacado também os problemas ligados a proteção da rede em casos de falha, como a não atuação dos dispositivos de proteção devido à alimentação do defeito ser realizada pela GD, atuação indevida da proteção de alimentadores que não possuem falta devido à corrente reversa da GD e a não seletividade dos equipamentos de proteção, ou seja, atuação do equipamento que está mais longe da falta [30]. O desligamento dos alimentadores e consequentemente a falta de energia aos consumidores geram penalidades as distribuidoras, uma vez que a ANEEL exige um padrão de continuidade visando qualidade na prestação de serviço [15].

Ademais, destaca-se também a desvantagem referente ao aumento dos custos da distribuidora com o aumento do número de prosumidores devido a necessidade de medidas de modernização e adequação da rede, regulamentações ambientais e manutenção das infraestruturas mais antigas de distribuição e transmissão [12].

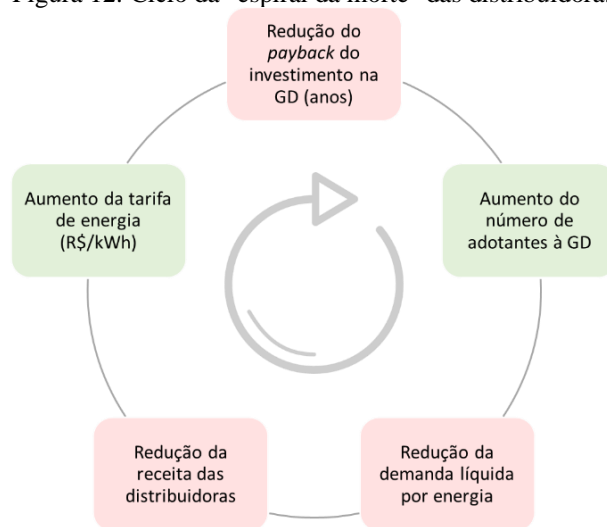
Por fim, o problema gerado pelo sistema de compensação da energia, o *net-metering*, também deve ser considerado. Esse sistema pode ocasionar um subsídio cruzado dos prosumidores pelos consumidores sem GD, ou seja, aqueles consumidores que não utilizam a GD passarão a pagar, devido ao aumento de tarifa, pelo que os prosumidores deixaram de pagar, de forma a manter a receita da distribuidora. Este cenário poderá contribuir para um aumento da desigualdade social, na medida em que haveria a transferência de renda de pessoas com piores condições financeira (com impossibilidade de investir nos sistemas FV) para aquelas em situação financeira mais favorável (os investidores em GD). Ademais, esse processo poderá dar início ao “espiral da morte”, que será explicado detalhadamente no item 2.5.1 a seguir.

2.5.1. Espiral da morte

O problema chamado de “espiral da morte” pode se iniciar com a redução da receita e aumento dos custos da distribuidora devido ao elevado número de consumidores com GD. Dessa forma, para manter a qualidade de energia e de serviço a distribuidora tem que aumentar a tarifa. Consequentemente, o

investimento em GD torna-se ainda mais atrativo devido principalmente à redução do *payback time* e, dessa forma, mais pessoas passarão a adotar esse recurso. Com um maior número de consumidores produzindo sua própria eletricidade, a receita das empresas se reduzirá ainda mais, levando novamente a um aumento da tarifa e entrando em um ciclo que pode chegar à falência da distribuidora. Vale destacar que quanto mais pessoas próximas, como vizinhos, aderindo à GD, menos incertezas quanto ao investimento terá o consumidor. A Figura 12 ilustra o ciclo da possível “espiral da morte”.

Figura 12: Ciclo da "espiral da morte" das distribuidoras



Fonte: Próprio autor

A redução de receita causada pela GD só ocorrerá caso a tarifa seja puramente volumétrica, ou seja, depende apenas do consumo de energia do usuário em kWh, conforme ocorre para os consumidores de BT no Brasil. Uma vez que os prosumidores não se desconectam da rede e a utilizam como uma bateria virtual, se ao menos houvesse uma cobrança devido a energia demandada da rede, em R\$/kW, ou se houvesse uma parcela fixa de energia ao mês, em R\$/mês, não necessariamente haveria uma perda de receita nas distribuidoras e um aumento da tarifa para os demais consumidores [11].

Dessa forma, o crescimento do mercado de GD, no ponto de vista das distribuidoras, exige atenção para as políticas e regulamentações, além de acompanhamento para possível alteração da metodologia tarifária, adição de cobrança para conexão e mudança nas medições de energia de forma a manter a sustentabilidade do sistema [31].

2.6.

Impacto da geração distribuída para os consumidores

Os consumidores brasileiros estão buscando cada vez mais a instalação da GD por motivos como:

- Economia, uma vez que pode reduzir consideravelmente o valor da fatura de eletricidade, principalmente em distribuidoras com elevada tarifa;
- Valorização do imóvel onde a GD é instalada;
- Independência energética, o consumidor deixa de estar sujeito as intermitências da distribuidora durante o período em que há geração local;
- Busca por sistemas limpos que não contribuem para a emissão de gases poluentes. Além disso, vale destacar os estímulos como a condição natural favorável do país e os incentivos dado pelo governo.

Diferentemente da distribuidora o consumidor tem poucos pontos desfavoráveis ao investimento, podendo destacar a alta quantia aplicada inicialmente e as responsabilidades com manutenção para um funcionamento ideal do sistema, que, tratando de GD fotovoltaica, é basicamente limpeza dos painéis.

2.7.

Panorama da geração distribuída fotovoltaica no mundo

A Alemanha pode ser considerada referência para as políticas de incentivo de implementação as fontes renováveis. Os incentivos foram iniciados em 1990 e ganharam maior resultado através da Lei Alemã de Energias Renováveis de 2000 (EGC), que aplicava o mecanismo *feed-in tariff* (em português tarifa prêmio). A EGC teve como objetivo acelerar os investimentos em energias renováveis e garantir o acesso à rede das GD, assegurar o pagamento de um preço fixo pela energia ativa produzida, com recebimento garantido entre 15 e 25 anos dependendo da época de instalação e da potência da GD. Com isso, em 2015 as energias renováveis já representavam 29% de toda a produção do país, destacando a importância dos produtores conectados à BT que representavam 57% de toda a energia fotovoltaica produzida. Para adaptação da rede de BT foram tomadas soluções como injeção de potência reativa, instalação de reguladores de tensão,

troca de cabo e transformadores, atualização da tipologia de rede, instalação de transformadores variáveis, entre outros [20] [32] [33].

Já o Japão, uma das maiores potências econômicas do mundo, possui grande escassez de recursos energético e significativa demanda de energia. Somando-se a isso, a partir de 2011 com o acidente nuclear de Fukushima, a política energética japonesa vem se alterando, principalmente devido à desativação das usinas nucleares, que representava 11% de toda a produção de energia antes do acidente e passou a ser apenas 2%. Para suprir a escassez de energia, foi criado em 2014 o Quarto Plano Energético Estratégico com obtivo de indicar a matriz elétrica desejável até 2030, prevendo uma geração fotovoltaica representando 7% de toda geração do país. Porém, pode ser considerado que os incentivos a geração solar fotovoltaica iniciaram em 1990, consistindo em incentivos via *feed-in tariff*. Em 2015 o país já figurava entre os 3 países com maior capacidade fotovoltaica no mundo [32].

Por fim, os Estados Unidos, que diferente dos demais países possui uma regulamentação e incentivos por estado, já representa um dos maiores mercados de energia fotovoltaica do mundo. Em 2008, o Departamento de Energia do governo norte-americano (DOE) anunciou um alto investimento para o projeto *Solar America Initiative* (SAI), que tinha como objetivo desenvolver a tecnologia e colocá-las no mercado em um curto período de tempo. Com isso, a GD também conseguiu se desenvolver [20] [33].

3

Metodologia

3.1.

Introdução

Este capítulo apresenta de forma detalhada a metodologia proposta para a análise técnico-econômica do impacto das diferentes formas de valoração da eletricidade produzida pela GD fotovoltaica proposta na revisão da REN nº 482 para os prosumidores e para as distribuidoras.

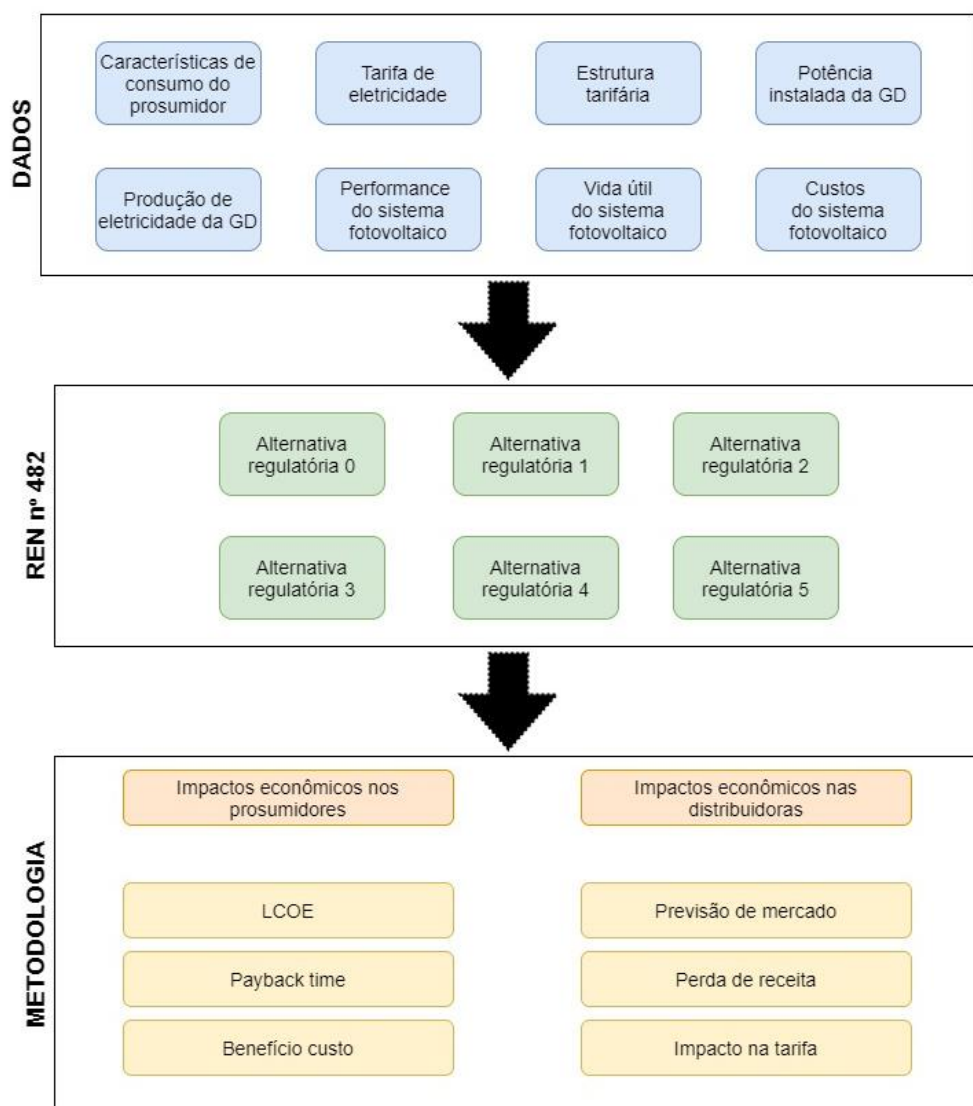
Assim, os seguintes dados de entrada são considerados na análise técnico-econômica dos sistemas FV:

- Características gerais de consumo do prosumidor, isto é, a simultaneidade entre a geração fotovoltaica e a demanda elétrica;
- O preço da tarifa de eletricidade na área de concessão da distribuidora em que a unidade fotovoltaica será instalada;
- Estrutura tarifária, isto é, a composição da tarifa elétrica;
- A potência instalada da unidade GD;
- A produção de eletricidade da unidade GD, que por sua vez é proporcional à irradiação solar média na área de concessão da distribuidora;
- A performance do sistema fotovoltaico ao longo do período em estudo;
- A vida útil do sistema fotovoltaico;
- Os custos de aquisição, instalação e manutenção do sistema fotovoltaico.

A partir da obtenção dos dados supracitados para cada uma das distribuidoras, que serão devidamente apresentados no Capítulo 4, a alternativa regulatória será avaliada considerando aspectos técnicos e econômicos para os novos investidores em GD e para as distribuidoras de energia elétrica no Brasil. De forma simplificada a metodologia apresentada analisa três critérios técnico-econômicos para a análise

do prosumidor (*LCOE*, *payback* descontado e benefício-custo) e três critérios para análise da distribuidora (previsão de mercado, perda de receita e impacto na tarifa). Os estudos da distribuidora foram realizados para os próximos dez anos, considerando uma previsão de mercado realizada através de um modelo que tem como fator de decisão o *payback*. Todas as análises foram realizadas para cada uma das alternativas regulatórias propostas na nova revisão da REN nº 482 e descritas no item 2.4.2. A Figura 13 apresenta a metodologia proposta para avaliar o impacto das alternativas regulatórias para a geração distribuída no Brasil.

Figura 13: Resumo da metodologia



Fonte: Próprio autor

3.2.

Impacto da alternativa regulatória em novos investimentos pelos prosumidores

Para avaliação dos impactos econômicos de cada método de valoração da nova REN nº 482 no investimento do consumidor nos painéis fotovoltaicos foram escolhidos os métodos Custo Nivelado de Energia (LCOE – do inglês *Levelized Cost of Electricity*), *Payback* Descontado e o Benefício-Custo (B/C).

Cada um dos métodos será detalhado a seguir, apresentando seus significados e fórmulas.

3.2.1.

LCOE

O LCOE é o fator econômico que representa o custo por unidade de eletricidade produzida, expresso em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh). Normalmente utilizado para comparação dos custos de diferentes fontes de energia ou quando se busca a análise da paridade tarifária para fontes emergentes, como a fotovoltaica [34].

A paridade tarifária da energia solar fotovoltaica representa a relação entre os preços locais de eletricidade de cada distribuidora e o preço do sistema fotovoltaico, que irá depender do tamanho, da localização geográfica e do fornecedor. O preço do sistema fotovoltaico inclui investimento, operação e manutenção do sistema durante toda a sua vida útil, incluindo possível substituição de componente caso necessário [8] [34] [35].

De forma simplificada, o LCOE pode ser definido como o preço mínimo que o gerador/investidor teria que receber por cada energia (em kWh) produzida, para cobrir todos os custos de produção [36].

Para que haja viabilidade no investimento deve ser alcançado um valor de LCOE inferior ao mercado atual de energia elétrica. Caso seja encontrado resultado do LCOE exatamente igual a tarifa, o investimento se torna indiferente [7].

O LCOE foi calculado segundo [34], a fórmula está mostrada na equação (1).

$$\sum_{t=0}^T \left(\frac{LCOE_t}{(1+r)^t} * E_t \right) = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Assumindo o LCOE como um valor constante e isolando-o na equação (1) tem-se a equação (2), utilizada para o cálculo do LCOE.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Onde:

- C_t : custo total para produção de energia no ano t ;
- E_t : energia utilizada pela residência no ano t ;
- r : taxa de desconto (%);
- t : índice por ano;
- T : total de anos, equivalente a vida útil do painel fotovoltaico.

Para o desenvolvimento do presente trabalho foi considerado como custo para o cálculo do LCOE o investimento nos painéis fotovoltaicos, os custos com operação e manutenção, os custos provenientes da energia que deve ser paga a distribuidora devido à disponibilidade de rede, os custos com a energia que será comprada da distribuidora devido à queda de produção anual dos painéis fotovoltaicos e os custos com a parcela da tarifa que será paga por toda a energia consumida da rede da distribuidora de acordo com diferentes alternativas regulatórias de valoração propostas na revisão da REN nº 482.

Já como energia foi considerado toda a energia produzida pelo painel fotovoltaico considerando a queda de produção anual, a energia consumida devido a disponibilidade e a energia que passou a ser consumida da distribuidora devido à queda de produção do painel.

A taxa de desconto considerada foi equivalente à TMA, mesma taxa considerada nos demais fatores econômicos utilizados nesse trabalho, que serão apresentados posteriormente.

A TMA é a taxa mínima que um investidor se propõe a receber por um montante investido em um bem [5]. É normalmente estimada com base nas principais taxas de juros praticadas no mercado, como por exemplo: Taxa Básica Financeira (TBF), Taxa Referencial (TR), Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) e Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) [37].

3.2.2. Payback

O *payback* irá analisar o tempo de retorno do investimento, em anos, meses ou dias. Pode ser dividido em duas maneiras de cálculo distintas, o *payback* simples e o *payback* descontado, a diferença é que o segundo irá considerar o valor do dinheiro no tempo.

O investimento com menor *payback* pode ser considerado a melhor opção, uma vez que a quantia investida será recuperada mais rapidamente, podendo ser investida ou utilizada de outras formas. Além disso, pode ser considerado que um *payback* menor possui menos risco, assumindo que tempos longos de retorno estão sujeitos a maiores incertezas [38]. O valor do *payback* se torna inviável quando o tempo de retorno supera a vida útil do investimento, nesse caso os painéis fotovoltaicos.

Para as análises deste trabalho foi escolhido utilizar o *payback* descontado, com tempo de retorno anual, que é a forma mais precisa de estimar o tempo de retorno, já que os valores futuros são trazidos à valores presentes. Vale destacar que o cálculo só será realizado se o resultado do LCOE for viável ao investimento.

Para trazer os valores à valor presente foi utilizado o VPL, que reflete no tempo presente a série anual de fluxo de caixa durante o tempo de vida do painel fotovoltaico. Para trazer o valor para o presente se considera uma taxa de desconto, que para este trabalho será equivalente à TMA. Vale destacar que quanto maior o VPL, mais favorável será o investimento [20].

Para o resultado do *payback* foi realizado a soma do investimento com a diferença entre o lucro e os custos anuais, trazidos a valor presente, como mostrado na equação (3). No ano em que essa diferença apresentar resultado positivo, tem-se em t o tempo de *payback*.

$$VPL = - investimento + \sum_{t=0}^T \frac{G_{anual} - C_{anual}}{(1 + TMA)^t} \quad (3)$$

Onde:

- G_{anual} : ganhos anuais com o investimento, representado pela energia que deixará de ser paga a distribuidora devido a instalação da GD;

- C_{anual} : custos anuais, representado pelo custo de OeM, disponibilidade e a energia consumida da distribuidora devido à queda de produção do painel;
- T: total de anos da vida útil do sistema fotovoltaico.

3.2.3. Benefício Custo

O benefício custo é um indicador que avalia os custos e benefícios econômicos de um determinado projeto em relação ao cenário base. Para isso, deve ser determinado e precificado os custos e os benefícios envolvidos na análise. Como este critério utiliza fatores puramente econômicos há a possibilidade de comparação entre projetos [39].

Para o cálculo do B/C, os valores do benefício e do custo devem ser trazidos para o presente. A fórmula para o cálculo está representada na equação (4).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^T \left| \frac{Ben_t}{(1 + TMA)^t} \right|}{\sum_{t=0}^T \left| \frac{Cus_t}{(1 + TMA)^t} \right|} \quad (4)$$

Foi considerado como benefício todo o rendimento associado ao projeto, ou seja, todo o dinheiro que não será gasto com a compra de energia da distribuidora. Já como custo foi considerado o investimento e todos os gastos anuais com a GD como OeM, custo da energia devido a disponibilidade e custos com a energia consumida da distribuidora devido à queda de produção do painel.

3.3. Impacto da alternativa regulatória de novos investimentos em GD para a distribuidora

Para avaliação dos impactos econômicos de cada método de valoração da nova REN nº 482 na receita da distribuidora foi realizado uma projeção de mercado para os próximos 10 anos. Além disso foi calculado o impacto da perda de receita devido a cada prosumidor, bem como o impacto na tarifa de energia elétrica de todos os consumidores alimentados pela distribuidora. As explicações detalhadas do processo estão descritas a seguir.

3.3.1. Previsão de mercado

Para a previsão de mercado aderente a GD para os próximos 10 anos foi considerado o modelo baseado em Bass desenvolvido por Kozen em [8], que também foi utilizado pela ANEEL em [40] e pela EPE em [9].

No modelo de Bass são considerados dois parâmetros principais, p que é chamado de coeficiente de inovação e representa a parcela inovadora da população, e q que é o coeficiente de imitação, aqueles que tomarão a ação de investir a partir de casos já existentes. Com isso, conclui-se que o modelo Bass assume maior probabilidade de adoção se a adoção prévia for maior [8].

O modelo desenvolvido em [8] leva em consideração o *payback* como fator de decisão. O valor de *payback* utilizado na previsão de mercado será o mesmo que foi calculado na avaliação dos prosumidores, descrito anteriormente.

As equações (5) a (8) são a representação do modelo.

$$N(t) = m * F(t) \quad (5)$$

$$m = fmm * m_p \quad (6)$$

$$fmm = e^{-SPB * TPB} \quad (7)$$

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{p}{q} * e^{-(p+q)t}} \quad (8)$$

Onde:

- $N(t)$: número acumulado de adotantes;
- m : mercado potencial final;
- m_p : mercado potencial;
- fmm : fração de máximo mercado;
- SPB : sensibilidade ao payback;
- TPB : tempo de payback (em anos);
- $F(t)$: probabilidade de adotantes ao longo do tempo t ;
- p : coeficiente de inovação;
- q : coeficiente de imitação.

3.3.1.1. Mercado potencial

Para o desenvolvimento da metodologia de previsão é necessário a definição de um mercado potencialmente apto à adoção da GD.

O primeiro filtro do mercado que pode ser realizado é relacionado a limitação do mercado em relação à renda da família ou consumo médio da residência. Konzen em [8] considera uma renda mínima do responsável pelo domicílio equivalente a 5 salários mínimos, já a EPE em [9] e ANEEL em [40] consideram um consumo mínimo mensal equivalentes a 200 kWh e 400 kWh, respectivamente, como fator de corte. Para o desenvolvimento desse trabalho foi escolhido trabalhar com um consumo mínimo residencial equivalente a 200 kWh por mês.

Além disso, foi escolhido trabalhar apenas com residências do tipo casa, desconsiderando as do tipo cômodo, cortiço ou cabeça de porco. Apesar das atuais normativas permitirem o autoconsumo remoto e a GD compartilhada, que possibilitaria as residências do tipo apartamento aderirem a GD, esse tipo de residência não foi considerado devido à maior dificuldade de adesão e o menor número de casos.

Complementando a restrição anterior, foi considerada apenas as residências próprias que já estejam quitadas ou ainda em fase de pagamento, devido ao alto investimento para adesão a GD não se espera muitos casos de adesão em residências alugadas, uma vez que o locatário apresenta perspectiva de mudança.

Por fim, foi aplicado um valor de aptidão no mercado equivalente a 85%, devido as residências que não possuem telhados disponível por chaminés, antenas, caixa d'água, aquecedores solares ou sombreamento [8] [11].

O levantamento do mercado potencial foi feito por etapas. Primeiramente foi levantado da ANEEL [41] o número total de residências por distribuidora e então aplicado um percentual médio de residências com consumo superior a 200 kWh. Esse percentual foi calculado a partir da média dos anos 2012 a 2019 com dados de [42]. Então, nesse resultado foi aplicado o percentual de domicílios do tipo casa que estejam quitadas ou em fase de pagamento, calculados a partir de dados do IBGE [43]. Por último o valor foi multiplicado pelo percentual de aptidão. Os percentuais por região estão mostrados na Tabela 1.

Tabela 1: Percentuais para cálculo do mercado potencial

	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste
Consumo > 200 kWh	30,8%	18,3%	32,9%	32,1%	30,1%
Residências - Casa	93%	92%	81%	85%	91%
Resid. próprias	76,4%	76,7%	69,8%	74,8%	65,6%
Aptidão	85%				

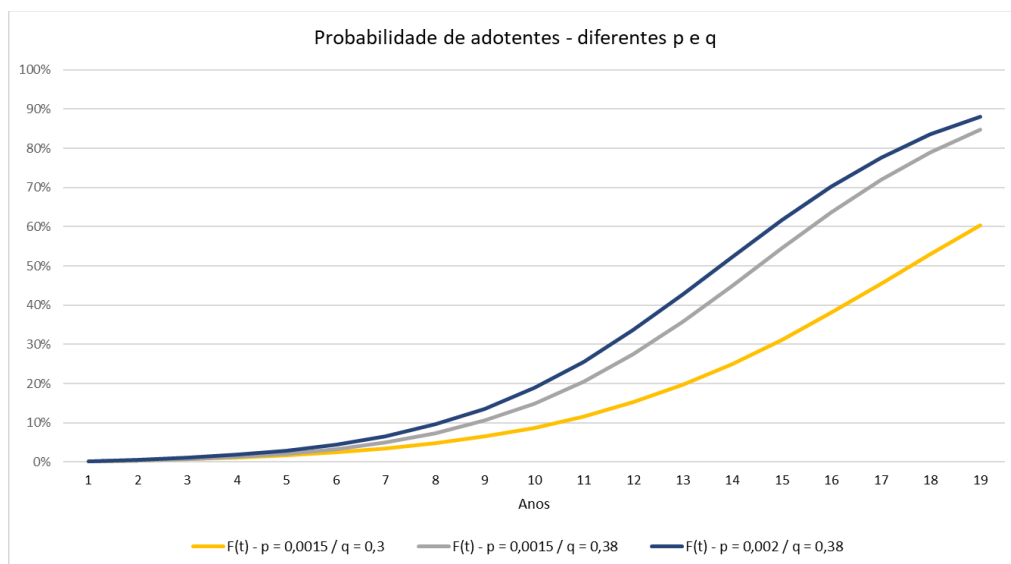
Fonte: Próprio autor com base em [42] e [43]

Como o estudo de previsão de mercado foi realizado para os próximos 10 anos, foi considerado um crescimento anual do mercado potencial de 1,17% ao ano para todo o Brasil [44].

3.3.1.2.

Parâmetro p , q e SPB

Os valores de p e q , coeficiente de inovação e imitação, respectivamente, vão influenciar diretamente na probabilidade de adoção. As curvas para diferentes valores estão mostradas na Figura 14. Pode ser notado que, quanto maior o valor de q , mais rápido à adesão da nova tecnologia.

Figura 14: Probabilidade de adoção de acordo com valores de p e q 

Fonte: Próprio autor

O parâmetro SPB indica a relação entre o *payback* e a sensibilização do mercado potencial. Quanto maior o valor do *payback*, mais conservador o comportamento do investidor frente ao aumento tempo de retorno, dessa forma, menor será a adoção do sistema de GD. Nas referências [8] [11] e [40] os valores

variam entre 0,3 e 0,4. Foi escolhido trabalhar com o valor de 0,4 de forma a utilizar os consumidores mais conservadores com a variação do tempo de retorno.

3.3.2.

Perda de receita da distribuidora devido à geração distribuída

A partir da previsão de mercado da GD para os próximos 10 anos foi possível calcular a perda de receita da distribuidora por ano. Esse cálculo foi realizado pela diferença de faturamento da distribuidora não considerando adesão à GD e o faturamento considerando toda a evolução de instalação do GD, no universo estudado.

Com isso, foi calculado também o impacto de cada prosumidor para queda na receita da distribuidora por ano, dividindo a perda total de receita pelo número de consumidores com GD.

3.3.3.

Impacto na tarifa

A adesão da GD gera impacto na receita das distribuidoras, como calculado anteriormente. Para recuperar essa quantia o valor deve ser retornado através do aumento da tarifa de energia elétrica de todos os consumidores.

Esse ajuste no valor da tarifa é realizado nas revisões tarifárias pela ANEEL, que ocorrem em média a cada 4 anos e redefinem o nível de eficiência dos custos operacionais e a remuneração dos investimentos.

Dessa forma, foi realizado um cálculo simplificado do impacto da GD na tarifa de energia elétrica dos consumidores, dividindo a perda total de receita pelo consumo dos clientes da distribuidora, considerando todas as classes de consumidores em todos os níveis de tensão.

O número total de consumidores e o consumo médio foram retirados de [41].

4

Dados e premissas consideradas

4.1. Introdução

Este capítulo apresenta detalhadamente todos os dados e considerações utilizados para o desenvolvimento da metodologia até chegar aos resultados, que serão apresentados posteriormente no Capítulo 5. Vale destacar que as todas as análises foram realizadas considerando um horizonte de estudo equivalente a 25 anos, considerado o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

4.2.

Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Para o desenvolvimento da metodologia foi escolhido utilizar a TMA baseada na SELIC [45], com valor equivalente a 9,2844%, média da SELIC dos últimos 10 anos segundo [46].

4.3.

Conexão do prosumidor com a rede principal

Todos os consumidores residenciais de eletricidade designado pelo grupo B, isto é, aqueles que possuem tensão de fornecimento inferior a 2,3kV e que são caracterizados por tarifa monômnia, estão sujeitos ao pagamento do custo de disponibilidade [15]. Este custo será faturado sempre que o consumo médio ou estimado for inferior um patamar mínimo pré-definido, de acordo com o tipo de ligação, conforme descrito abaixo [15]:

- 30 kWh – consumidores monofásicos ou bifásicos a dois fios;
- 50 kWh – consumidores bifásicos a três condutores;
- 100 kWh – consumidores trifásicos.

O custo de disponibilidade visa refletir os custos estruturais provenientes da disponibilização da energia para as unidades consumidoras conectadas à rede de

distribuição, assim, mesmo que uma unidade consumidora tenha um consumo abaixo dos patamares mínimos supracitados, esta deverá arcar com este pagamento. É importante ressaltar que este valor mínimo não é suficiente para financiar toda a infraestrutura existente na rede de distribuição e tampouco serve como argumento para incrementar a sua utilização.

Para o desenvolvimento desse trabalho foi escolhido estudar apenas os consumidores do tipo residencial com ligação trifásica, ou seja, com custos de disponibilidade equivalente a 100 kWh. Assim, no presente estudo todos os prosumidores estarão associados à distribuidora a partir deste pagamento mínimo, ademais, o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos também serão conduzidos considerando a obtenção desse patamar de energia proveniente da rede principal de distribuição com o intuito de otimizar esses recursos, conforme descrito em [7].

4.4. Tarifa de eletricidade

O presente estudo foi conduzido considerando as tarifas determinadas pela ANEEL em [47], bem como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins).

Os valores dos impostos PIS e CONFINS utilizados são equivalentes a 0,77% e 3,53%, respectivamente. Esses valores foram considerados constates para todo o território nacional e não sofreram atualização durante a análise, eles foram baseados na média dos últimos dois anos dos tributos da Enel Distribuição Rio, uma vez que são impostos nacionais [48]. O ICMS, por sua vez, foi determinado por unidade federativa e foi baseado na média dos últimos quatro anos, esses valores também não sofreram atualização durante o período de análise [49] [50] [51] [52].

As tarifas utilizadas no estudo estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2: Tarifa de energia elétrica por distribuidora

Distribuidora	Tarifa (R\$/kWh)	Distribuidora	Tarifa (R\$/kWh)
AmE	0,89	Eflul	0,82
CEA	0,69	Elektro	0,71
Ceal	0,73	Eletroacre	0,72

Distribuidora	Tarifa (R\$/kWh)	Distribuidora	Tarifa (R\$/kWh)
CEB-DIS	0,66	Eletrocar	0,72
CEEE-D	0,66	ELFSM	0,76
Celesc-DIS	0,64	EMG	0,81
Celpa	0,89	EMS	0,82
Celpe	0,73	EMT	0,81
Cemar	0,81	Enel CE	0,70
Cemig-D	0,79	Enel GO	0,70
Cepisa	0,73	Enel RJ	0,89
Ceron	0,74	Enel SP	0,69
Chesp	0,73	ENF	0,86
Cocel	0,72	EPB	0,72
Coelba	0,74	ESE	0,69
Cooperaliança	0,65	ESS	0,66
Copel-DIS	0,66	ETO	0,83
Cosern	0,67	Forcel	0,84
CPFL Paulista	0,71	Hidropan	0,77
CPFL Piratininga	0,68	Ienergia	0,65
CPFL Santa Cruz	0,69	Light	0,86
Demei	0,69	MuxEnergia	0,68
DMED	0,65	RGE	0,76
EBO	0,64	Roraima Energia	0,73
EDP ES	0,71	Sulgipe	0,79
EDP SP	0,70	Uhenpal	0,73
EFLJC	0,82		

Fonte: Próprio autor com base em dados de [47]

As tarifas sofreram reajustes anuais de 4,71% durante todo o horizonte de estudo. O valor foi determinado de acordo com a média dos últimos cinco anos dos ajustes das tarifas em todas as distribuidoras brasileiras de acordo com [53]. Vale destacar que os tributos, que representam 29,5% da tarifa, não sofreram alteração de percentual durante toda a análise [16].

4.4.1. Estrutura tarifária

Embora a tarifa de eletricidade para os consumidores residenciais seja monômnia, a estrutura tarifária visa refletir custos associados à energia e à

infraestrutura da rede. Assim, como foi apresentado na Seção 2.2, as duas componentes principais são a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A divisão da tarifa e os percentuais de cada parcela estão mostrados na Tabela 3 abaixo. Essa divisão corresponde apenas a 70,5% da tarifa, ou seja, desconsidera a parcela dos tributos [16].

Os percentuais apresentados na Tabela 3 serão utilizados para determinação do valor que deve ser pago para a distribuidora pela energia consumida da rede em cada uma das alternativas regulatórias descritas no item 2.4.2. Tais percentuais foram obtidos a partir de informações de [53] e [54].

Vale destacar que a parcela Encargos de TE está contemplando também Perdas e Transporte.

Tabela 3: Percentual de cada parcela da tarifa

TE		TUSD			
Energia	Encargos	Fio A	Fio B	Encargos	Perdas
38,3%	10%	6%	31,3%	7%	7,4%

Fonte: Próprio autor adaptado de [53] e [54]

4.5. Geração Distribuída

4.5.1. Potência instalada da GD

Como a penetração de GD fotovoltaica difere nas várias distribuidoras ao longo do território nacional, neste trabalho será utilizado um valor médio de potência fotovoltaica instalada por distribuidora. Esses valores foram obtidos levando em consideração a média da potência das GD fotovoltaicas que já estavam instaladas até o ano de 2020 nas residências de cada área de concessão. Esses dados foram retirados do Power BI da ANEEL [18] e estão representados na Tabela 4 a seguir.

Vale destacar que esse valor não foi atualizado anualmente para a análise de projeção de mercado via modelo Bass, ou seja, o valor de potência instalada permaneceu constante durante todo o horizonte de estudo.

Tabela 4: Potência média instalada por prosumidor para cada distribuidora

Distribuidora	Pot. Média Instalada (kWp)	Distribuidora	Pot. Média Instalada (kWp)
AmE	9,24	Eflul	4,31
CEA	7,53	Elektro	4,91
Ceal	6,82	Eletroacre	7,71
CEB-DIS	7,19	Eletrocar	4,62
CEEE-D	5,91	ELFSM	3,48
Celesc-DIS	5,7	EMG	6,4
Celipa	7,57	EMS	5,92
Celpe	6,96	EMT	8,11
Cemar	8,62	Enel CE	7,5
Cemig-D	5,33	Enel GO	7,29
Cepisa	7,3	Enel RJ	5,95
Ceron	8,25	Enel SP	5,31
Chesp	5,29	ENF	5,24
Cocel	6,39	EPB	6,78
Coelba	6,14	ESE	7,14
Cooperaliança	6,35	ESS	5,22
Copel-DIS	11,38	ETO	7,28
Cosern	6,98	Forcel	4,01
CPFL Paulista	5,43	Hidropan	4
CPFL Piratininga	5,69	Ienergia	5,45
CPFL Santa Cruz	1,89	Light	5,86
Demei	4,82	MuxEnergia	4,27
DMED	4,11	RGE	4,45
EBO	7,12	Roraima Energia	9,32
EDP ES	5,95	Sulgipe	2,95
EDP SP	4,97	Uhenpal	4,48
EFLJC	3,39		

Fonte: Próprio autor com base em dados [18]

4.5.2. Produção da GD fotovoltaica

A produtividade do sistema fotovoltaico é uma forma de avaliar o desempenho do conjunto em uma determinada localidade, ou seja, representa a energia em kWh fornecida pelo sistema para cada potência em kWp instalada.

No presente estudo, o valor de produtividade foi obtido através da multiplicação da irradiação solar média da unidade federativa onde está localizada

a empresa de distribuição de energia pelo rendimento global do sistema. Tal rendimento representa o desempenho do sistema, descontado das perdas elétricas, perdas dos módulos fotovoltaicos e eficiência do inversor [11]. O valor de rendimento encontrado nas referências varia de 75%, como utilizado em [8], até 83%, como utilizado em [55], ou seja, considera-se uma perda de 25% e 17%, respectivamente. Dessa forma, para o desenvolvimento do trabalho foi utilizado um valor intermediário de 80%, como em [11].

Por outro lado, o valor da irradiação foi retirado de [56]. Para o cálculo da produção de eletricidade foi considerado o valor médio anual da irradiação por unidade federativa, esses valores são apresentados por distribuidora na Tabela 5 abaixo.

Tabela 5: Produtividade dos sistemas fotovoltaicos por distribuidora

Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)	Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)
AmE	1.313,17	Eflul	1.313,91
CEA	1.355,57	Elektro	1.486,32
Ceal	1.562,26	Eletroacre	1.357,33
CEB-DIS	1.610,63	Eletrocar	1.401,44
CEEE-D	1.401,44	ELFSM	1.454,84
Celesc-DIS	1.313,91	EMG	1.567,23
Celpa	1.372,41	EMS	1.524,55
Celpe	1.630,80	EMT	1.487,41
Cemar	1.526,87	Enel CE	1.665,47
Cemig-D	1.567,23	Enel GO	1.598,27
Cepisa	1.675,44	Enel RJ	1.436,03
Ceron	1.357,95	Enel SP	1.486,32
Chesp	1.598,27	ENF	1.436,03
Cocel	1.424,90	EPB	1.666,88
Coelba	1.612,59	ESE	1.554,67
Cooperaliança	1.313,91	ESS	1.486,32
Copel-DIS	1.424,90	ETO	1.560,53
Cosern	1.686,66	Forcel	1.424,90
CPFL Paulista	1.486,32	Hidropan	1.401,44
CPFL Piratininga	1.486,32	Ienergia	1.313,91
CPFL Santa Cruz	1.486,32	Light	1.436,03
Demei	1.401,44	MuxEnergia	1.401,44
DMED	1.567,23	RGE	1.401,44
EBO	1.666,88	Roraima Energia	1.406,83

Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)	Distribuidora	Produtividade (kWh/kWp/ano)
EDP ES	1.454,84	Sulgipe	1.554,67
EDP SP	1.486,32	Uhenpal	1.401,44
EFLJC	1.313,91		

Fonte: Próprio autor

4.5.3. Performance do sistema fotovoltaico

Segundo [57], os fabricantes dos módulos fotovoltaicos oferecem uma garantia de que no 25º ano de uso o painel esteja operando a pelo menos 80% de seu potencial. Dessa forma, no presente trabalho considerou-se uma queda linear de produção de 0,8% ao ano, conforme em [5].

4.5.4. Vida útil do sistema fotovoltaico

Para o desenvolvimento desse trabalho foi considerado que o painel fotovoltaico possui uma vida útil média de 25 anos [5] [57] [58]. Já para o inversor, as fontes mostram a vida útil variando de 10 a 15 anos [8] [58], assim, foi considerado o valor de 15 anos [11] [59], assumindo, dessa forma, uma troca de inversor durante todo o ciclo de vida da GD.

4.5.5. Custo dos sistemas fotovoltaicos

Os custos da GD fotovoltaica podem ser divididos em custo de materiais e instalação. Nesse sentido, foi considerado como material os módulos fotovoltaicos, os inversores, a estrutura para instalação e acessórios, como cabos e ferramentas. Em contrapartida, nos custos de instalação estão inclusos os gastos com projeto, mão de obra, imposto e margem de lucro.

Os custos para GD fotovoltaica, mostrados na Tabela 6, são referentes a junho de 2020 e foram retirados de [60]. Tais custos são utilizados para todas as distribuidoras do Brasil, sem sofrer alteração de acordo com a potência instalada da geração.

Tabela 6: Custos da Geração Distribuída fotovoltaica

Material	Instalação
3,12 R\$/Wp	1,65 R\$/Wp

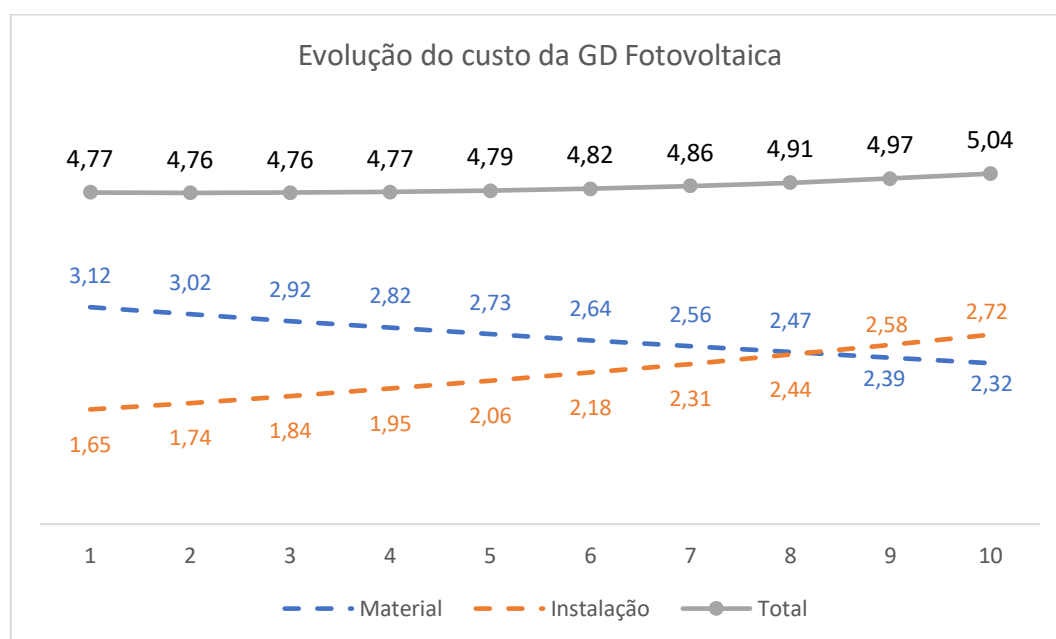
Fonte: [60]

De acordo com [61], os custos do sistema fotovoltaico tiveram uma redução relevante desde sua invenção em 1950, superando qualquer outra tecnologia. Espera-se que a redução no custo permaneça devido à melhoria do processo de fabricação, aumento da eficiência dos módulos, maior conhecimento da tecnologia e entrada de novos fabricantes. Com isso, para o presente trabalho foi considerada uma queda no preço dos materiais para a geração fotovoltaica de 3,26% ao ano [8].

Por outro lado, foi considerado um aumento nos custos de instalação de 5,73% ao ano, de acordo com a média da inflação dos últimos 10 anos [62].

A evolução dos custos da GD está mostrada no gráfico da Figura 15.

Figura 15: Evolução dos custos da GD fotovoltaica



Fonte: Próprio autor

Os painéis fotovoltaicos também possuem gastos pequenos de operação e manutenção. Eventuais ações devem ser efetuadas para melhor aproveitamento da produção como: limpeza dos painéis e verificação do sistema elétrico. Dessa forma, foi considerado um custo de O&M equivalente a 1% ao ano do investimento inicial [8] [58], começando a ser pago no segundo ano, contemplando nesse valor a troca do inversor no ano 15, após término da sua vida útil.

4.6.**Perfil de consumo**

Para o desenvolvimento das análises econômicas dos prosumidores será considerado que os mesmos consomem simultaneamente 40% de toda a energia que é gerada pela GD, ou seja, é considerado a injeção de apenas 60% na rede para geração de crédito e posterior consumo da distribuidora [8] [28].

4.7.**Previsão de mercado: fatores p e q**

A definição dos coeficientes de inovação e imitação, chamados de p e q , respectivamente depende do produto e do mercado, tendo valores médios equivalentes a 0,03 e 0,38 para p e q , respectivamente. Em [11] foi utilizado $p = 0,00176$ e $q = 0,336$, já em [8] foi utilizado $p = 0,0015$ e $q = 0,38$. Para o desenvolvimento da presente análise foi utilizados os valores de $p = 0,0015$ e $q = 0,38$, escolhidos de acordo com os dados históricos de instalação da GD no Brasil.

5 Resultados

5.1. Introdução

Este capítulo apresenta os resultados encontrados nas análises técnico-econômicas para cada uma das alternativas regulatórias na visão dos prosumidores e da distribuidora. Ademais, será apresentado uma comparação dos resultados de cada alternativa regulatória de forma a encontrar a melhor opção a ser implementada, com benefícios para o prosumidor e a distribuidora.

Os resultados dos impactos para a distribuidora estão apresentados neste capítulo através de resultados médios e globais para o país. Os valores para cada empresa podem ser vistos no Apêndice B.

5.2. Alternativa Regulatória 0 (AR0)

A AR0 corresponde a metodologia vigente, ou seja, é realizada a compensação da energia injetada na rede de distribuição através de todas as componentes da tarifa [28]. Os resultados encontrados estão apresentados a seguir.

5.2.1. Impacto da AR0 em novos investimentos pelos prosumidores

5.2.1.1. LCOE

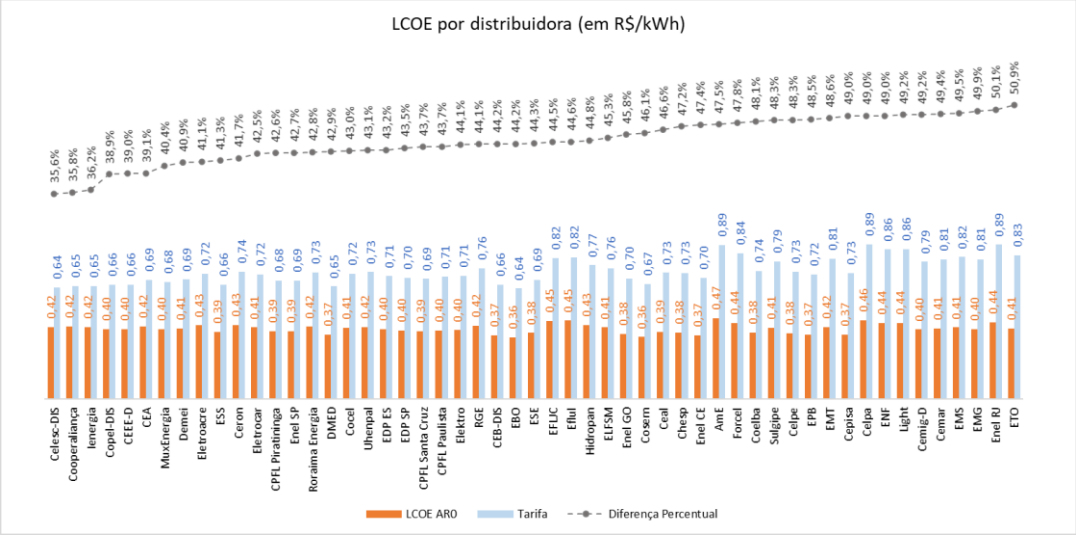
Os resultados encontrados para o LCOE, considerando a AR0, estão apresentados na Figura 16.

No gráfico é apresentado o valor do LCOE em comparação com a tarifa de cada distribuidora, junto com a diferença percentual entre eles. Conforme mencionado anteriormente, o investimento se torna inviável se o LCOE for maior do que a tarifa, dessa forma, quanto menor (maior) a diferença percentual entre

ambos, maior (menor) a chance do projeto se tornar inviável. A análise isolada do resultado do LCOE não representa a real viabilidade do investimento.

Dessa forma, através do gráfico mostrado na Figura 16, pode-se notar que existe viabilidade econômica na instalação de sistemas FV para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras. Sendo que os prosumidores localizados na CELESC possuem a menor diferença percentual, equivalente a 35,6% e um LCOE de 0,42 R\$/kWh, e, portanto, menor viabilidade econômica. Por outro lado, a maior diferença de 50,9% ocorreu para os prosumidores localizados na ETO, com um LCOE de 0,41 R\$/kWh, o que traduz em uma maior viabilidade econômica quando comparado com as demais distribuidoras.

Figura 16: Resultado do LCOE para a AR0



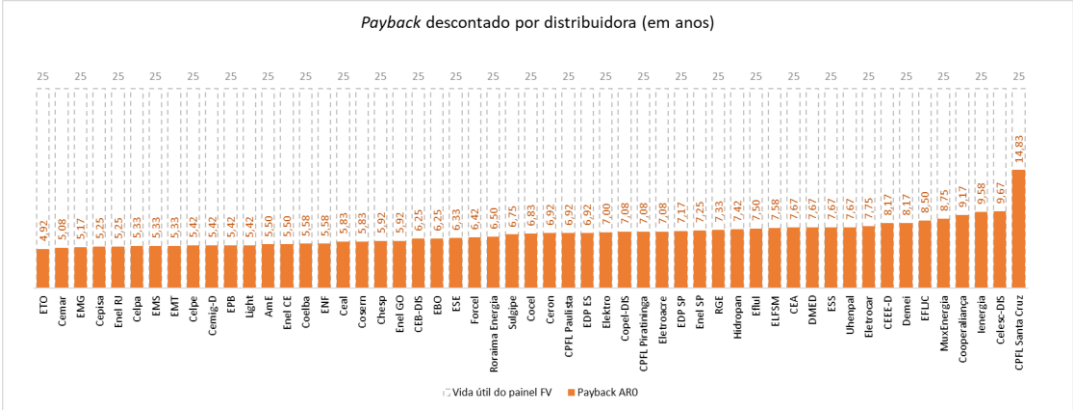
Fonte: Próprio autor

5.2.1.2. Payback descontado

Os resultados encontrados para o *payback* descontado, considerando a AR0, estão apresentados na Figura 17. Foi considerado, como limite de viabilidade para o *payback* a vida útil do sistema fotovoltaico, que é equivalente a 25 anos. Com isso, pode-se notar que, para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras, houve viabilidade à instalação da GD.

A distribuidora ETO foi a que obteve o melhor *payback*, equivalente a 4 anos e 11 meses. Por outro lado, desconsiderando a distribuidora CPFL Santa Cruz que obteve um valor fora da média, a Celesc obteve o pior resultado, com *payback* equivalente a 9 anos e 8 meses.

Figura 17: Resultado do payback descontado para a AR0



Fonte: Próprio autor

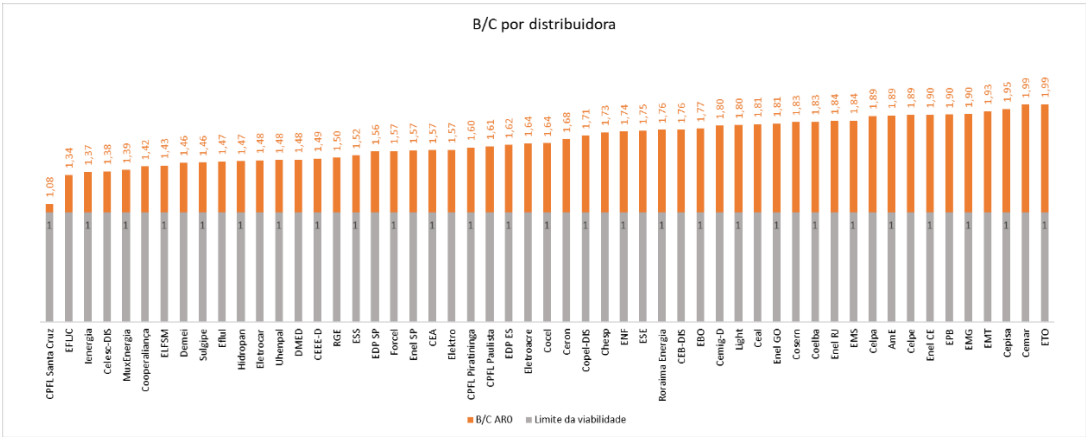
5.2.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados para o B/C, considerando a AR0, são apresentados na Figura 18.

Como mencionado no item 3.2.3, o valor de corte para a viabilidade no B/C é equivalente a 1, ou seja, valores maiores demonstram que o benefício é superior ao custo e em valores menores o custo supera o benefício, não sendo economicamente viável, nesse caso, o investimento.

Os resultados encontrados no B/C apresentaram, desconsiderando a distribuidora CPFL Santa cruz da análise já que obteve um valor fora da média, a EFLJC com menor valor, equivalente a 1,34 e a ETO com B/C equivalente a 1,99.

Figura 18: Resultado do B/C para a AR0



Fonte: Próprio autor

5.2.2.

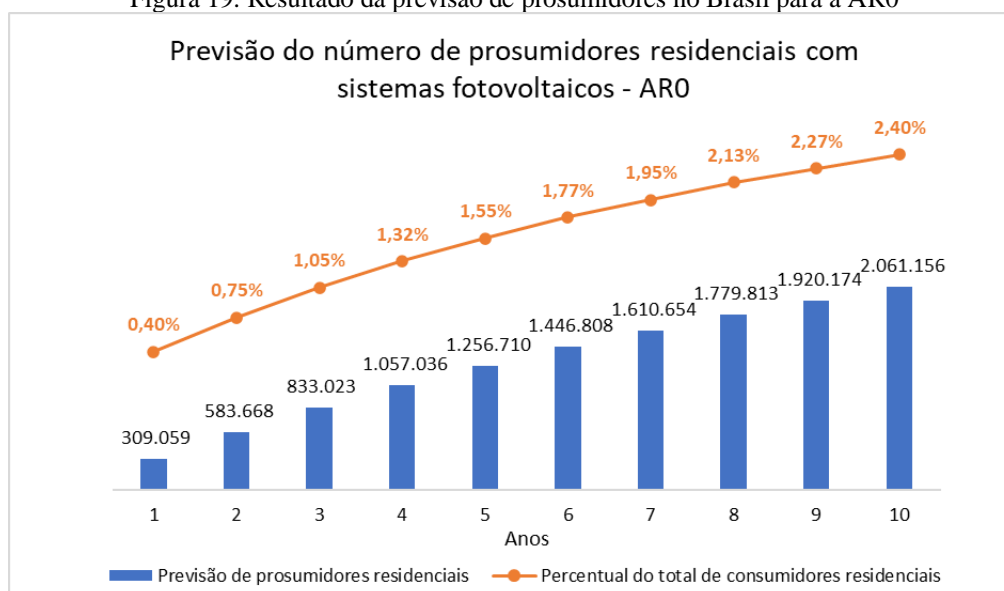
Impacto da AR0 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.2.2.1.

Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, dado pela soma do número de adotantes em cada distribuidora, considerando a AR0, são exibidos na Figura 19 abaixo. Os valores foram previstos através da metodologia baseada no Modelo de Bass desenvolvido por Kozen em [8] e detalhada no item 3.3.1.

Figura 19: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR0

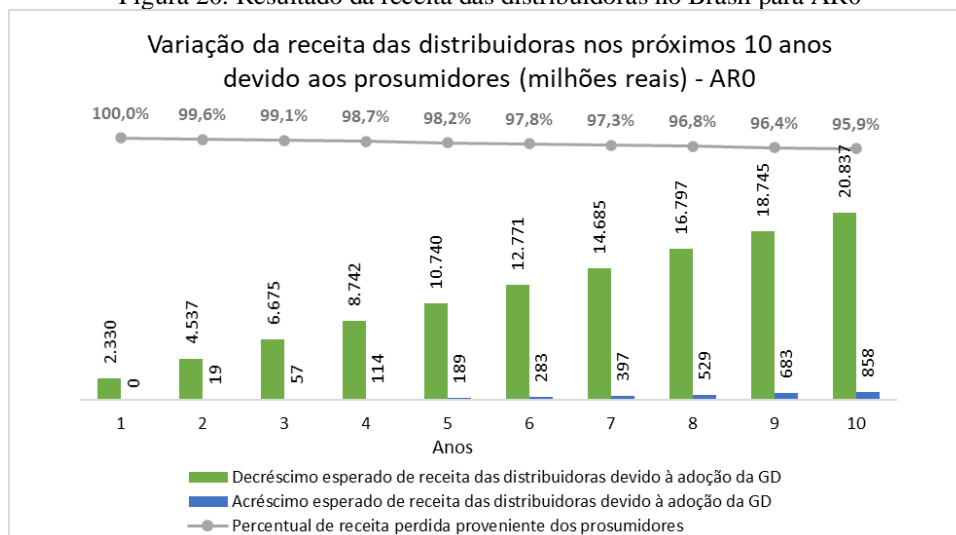


Fonte: Próprio autor

De acordo com o exposto na Figura 19, nota-se um crescimento anual do número de instalações fotovoltaicas em edifícios residenciais, chegando, no décimo ano, com 2,4% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. Vale destacar que o maior mercado ocorre na distribuidora CEMIG, que possui 13% de todo o mercado da GD. Por outro lado, a empresa EFLJC possui o menor mercado, chegando ao máximo de 57 adotantes no décimo ano.

A partir da previsão de prosumidores residenciais com sistemas fotovoltaicos, apresentado na Figura 19 é possível calcular o impacto correspondente a essa perda de mercado, e consequentemente de receita, nas distribuidoras do país, que é exibido na Figura 20 abaixo.

Figura 20: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR0



É importante destacar que o valor apresentado no gráfico da Figura 20 corresponde apenas a variação da receita referente aos consumidores que aderiram a GD. Dessa forma, nota-se no primeiro ano 100% de perda, ou seja, não há nenhum faturamento da distribuidora através dos consumidores com GD. Isso ocorre devido a compensação de toda energia gerada pelo prosumidor. Porém, com o passar dos anos, é esperado uma redução da eficiência dos sistemas fotovoltaicos e, conseqüentemente, da eletricidade produzida e assim, o prosumidor passa a requerer um valor incremental de energia da rede principal, conforme descrito no item 4.5.3.

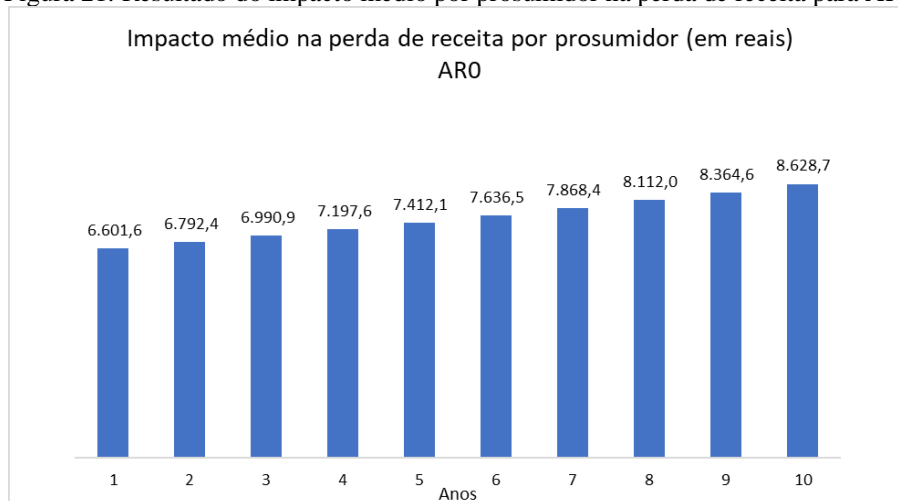
Salienta-se que no resultado de receita apresentado no gráfico da Figura 20 não é considerado o valor proveniente do custo de disponibilidade. Uma vez que foi considerado como premissa que, mesmo nas residências com GD, a energia referente a disponibilidade deve ser consumida da distribuidora, ou seja, a energia gerada pela GD não é suficiente para suprir o consumo total da residência. Com isso tal receita seria recebida pela distribuidora no caso considerando ou não a GD.

Assim, e corroborando com os resultados obtidos para o número esperado de prosumidores, a CEMIG tem a maior perda de receita, equivalente a 289 milhões no primeiro ano e chegando até 2,3 bilhões no décimo ano. Por outro lado, a EFLJC possui a menor perda de receita, equivalentes a 21,6 mil e 27 mil, no primeiro e décimo ano, respectivamente.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora em que está

localizado. O resultado médio está apresentado na Figura 21. Destaca-se que o maior valor encontrado por prosumidor foi da distribuidora AmE, equivalente a 10.793 reais no primeiro ano e 14.089 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na EFLJC com valores de 3.629 reais no primeiro ano e 4.760 reais no décimo.

Figura 21: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para ARO



Fonte: Próprio autor

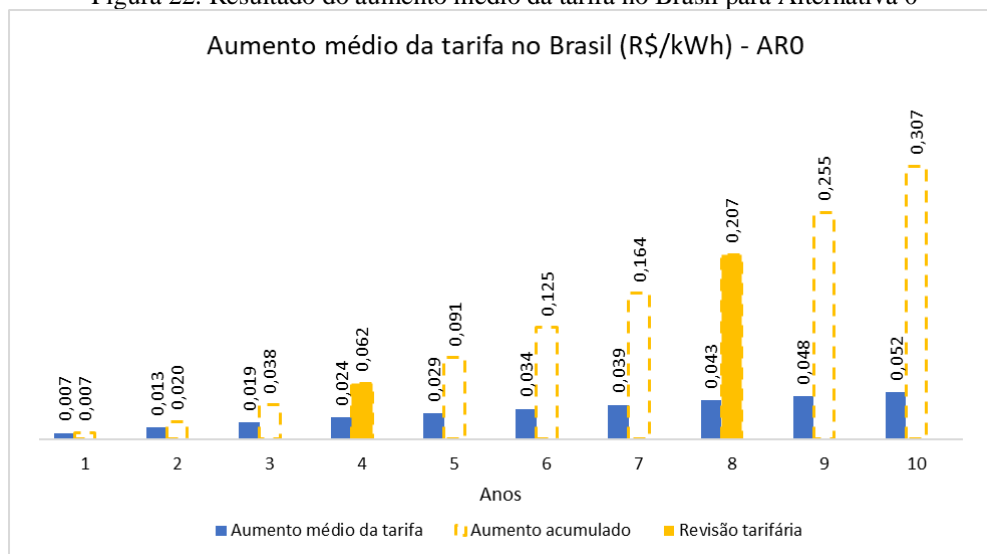
5.2.2.2. Impacto na tarifa de energia

A partir da receita perdida pela distribuidora, devido à adesão de GD por parte dos prosumidores, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora, conforme explicado em 3.3.3. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 22.

Conforme descrito no item 2.2, como os reajustes tarifários anuais não supririam o impacto negativo causado pela GD na receita das distribuidoras, outro reajuste deverá acontecer durante os processos de revisão tarifária, que acontece de quatro em quatro anos. Assim, esses reajustes também são considerados e correspondem aos anos quatro e oito do horizonte de estudo considerado, que é mostrado no gráfico da Figura 22 através das colunas amarelas preenchidas.

Destaca-se que o maior reajuste, em ambas as revisões tarifárias, ocorre na distribuidora Celpa, com valores equivalentes a 0,22 R\$/kWh e 0,49 R\$/kWh. Em contrapartida, a Ienergia possui os menores valores, equivalentes a 0,004 R\$/kWh e 0,009 R\$/kWh.

Figura 22: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para Alternativa 0



Fonte: Próprio autor

5.3.

Alternativa Regulatória 1 (AR1)

Na AR1 será cobrado sobre a energia consumida da rede o equivalente a 31,3% da tarifa de energia elétrica, correspondente a parcela TUSD – Fio B, o menor percentual entre todas as alternativas regulatórias propostas, desconsiderando a AR0 [28] [53] [54]. Os resultados, para essa alternativa regulatória, estão mostrados a seguir.

5.3.1.

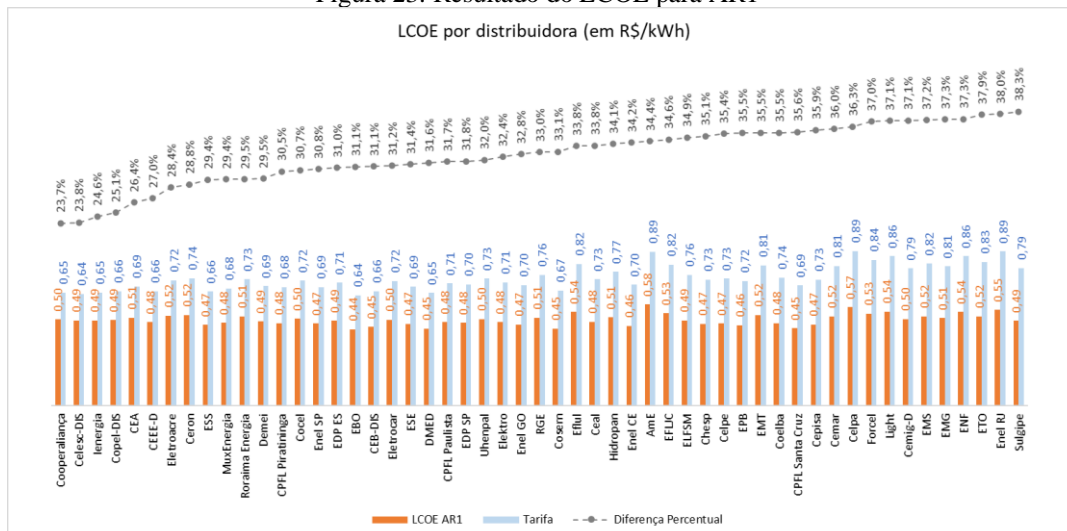
Impacto da AR1 em novos investimentos pelos prosumidores

5.3.1.1.

LCOE

Os resultados encontrados para o LCOE na AR1 estão apresentados na Figura 23. Conforme pode ser visto, o investimento em sistemas FV se mostrou viável para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras do país. A distribuidora Cooperalliança obteve a menor diferença percentual entre a tarifa e o LCOE, equivalente a 23,7% e um LCOE de 0,50 R\$/kWh. Por outro lado, a maior diferença equivalente a 38,3% ocorreu na Sulgipe, com um LCOE de 0,49 R\$/kWh.

Figura 23: Resultado do LCOE para AR1



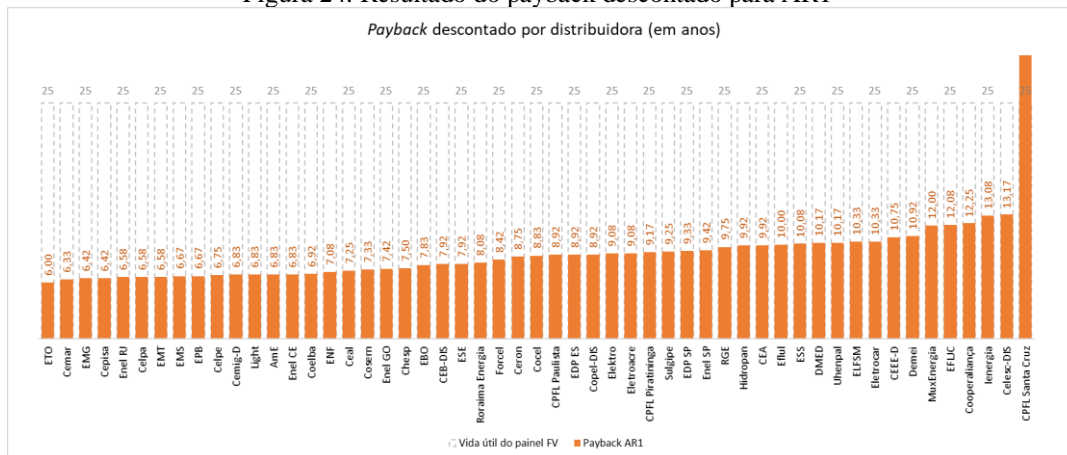
Fonte: Próprio autor

5.3.1.2.

Payback descontado

Os resultados encontrados na AR1 para o *payback* descontado estão apresentados na Figura 24. Desconsiderando a distribuidora CPFL Santa Cruz que obteve um valor muito fora da média, a CELESC obteve o maior valor de *payback*, equivalente a 13 anos e 2 meses. Por outro lado, o menor, e consequentemente melhor valor encontrado, foi na ETO, equivalente a 6 anos.

Figura 24: Resultado do payback descontado para AR1



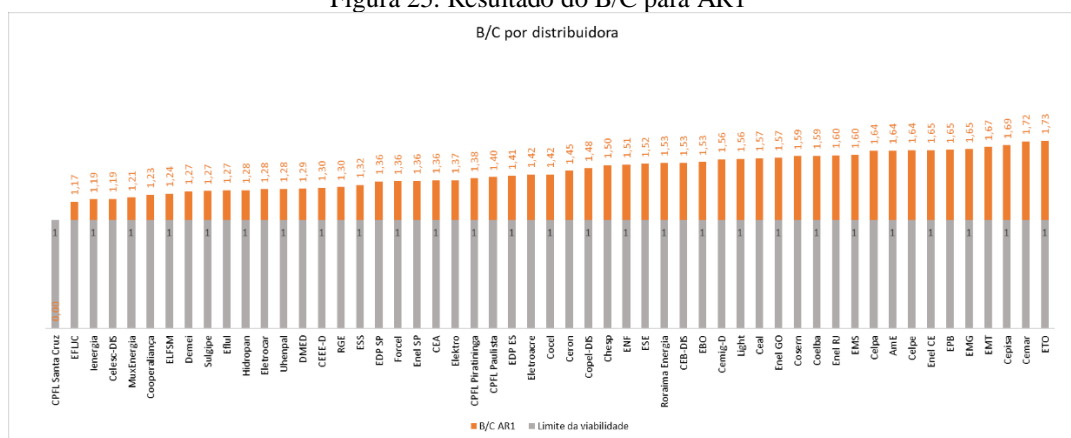
Fonte: Próprio autor

5.3.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados na AR1 para o B/C são apresentados na Figura 25. Conforme estabelecido na metodologia do trabalho, o B/C só foi calculado para os casos em que há viabilidade do investimento através do *payback*. Dessa forma, a distribuidora CPFL Santa Cruz não teve o parâmetro calculado.

Desconsiderando a distribuidora que não teve o valor calculado, a ETO obteve o maior B/C equivalente a 1,73. Por outro lado, a EFLJC obteve o menor B/C, equivalente a 1,17.

Figura 25: Resultado do B/C para AR1



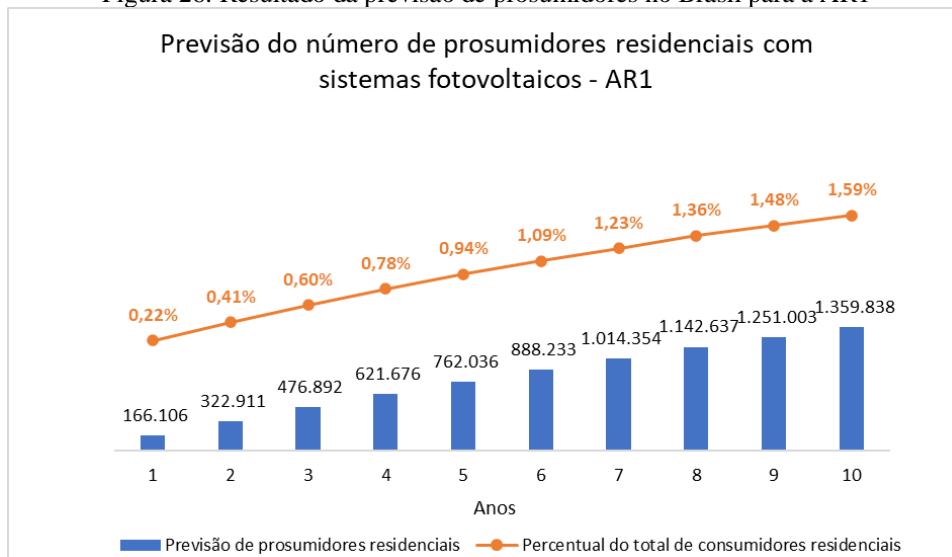
Fonte: Próprio autor

5.3.2. Impacto da AR1 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.3.2.1. Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, considerando a AR1, são exibidos na Figura 26. Nota-se um crescimento anual do número de instalações, embora esse aumento seja inferior ao obtido com a AR0. Assim, na AR1 a evolução de mercado de GD chega no décimo ano com 1,6% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. De acordo com a Figura 26, o maior mercado ocorre novamente na distribuidora CEMIG, que possui 14% de todo o mercado da GD. Por outro lado, a distribuidora EFLJC possui apenas 25 adotantes no décimo ano, representando 0,71% dos consumidores residenciais.

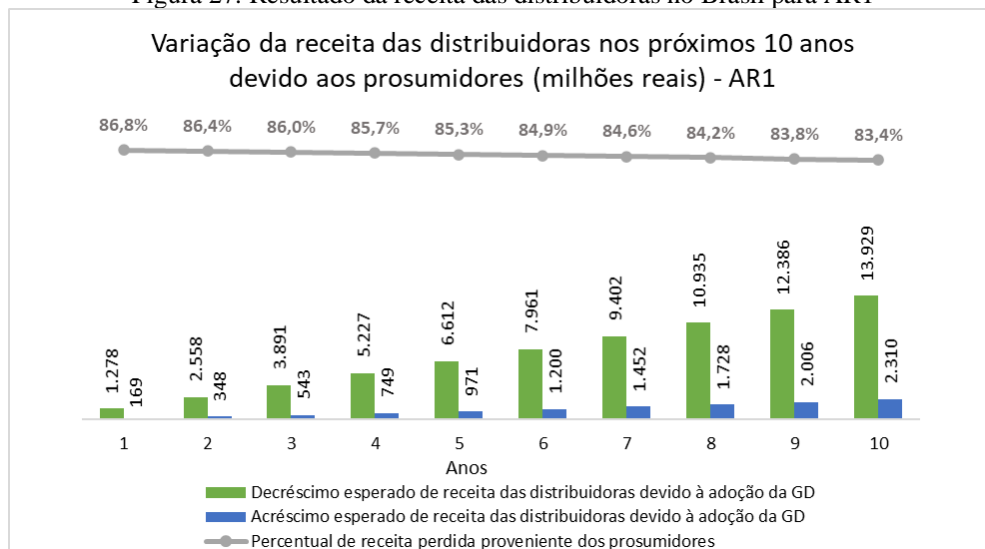
Figura 26: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR1



Fonte: Próprio autor

A partir do número de adotantes da GD foi possível calcular a receita total das distribuidoras no país, dado que é exibido na Figura 27 abaixo. Nota-se já no primeiro ano, uma redução de 87% de receita dos consumidores residenciais adotantes de GD.

Figura 27: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR1



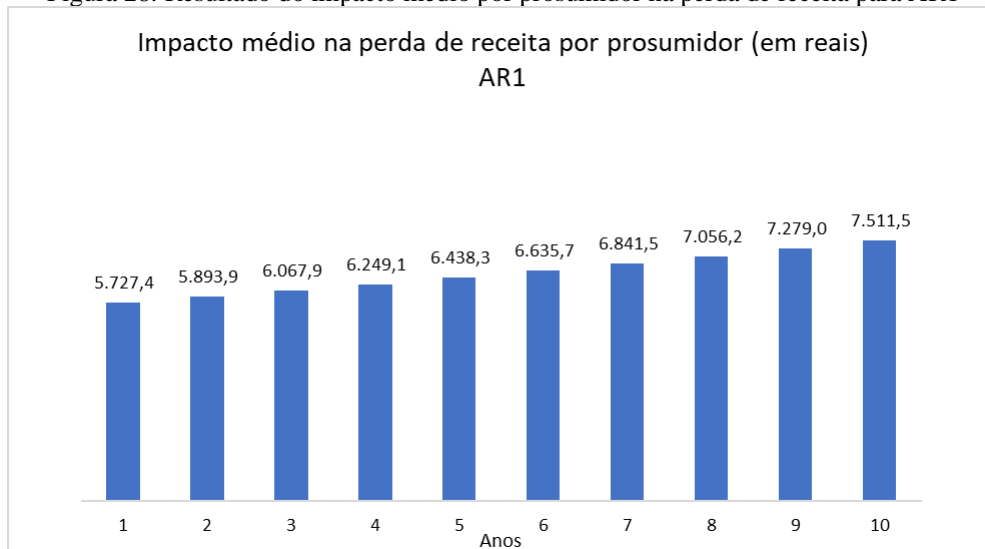
Fonte: Próprio autor

A distribuidora CEMIG foi a que apresentou maior perda de mercado equivalente a 142 milhões de reais no primeiro ano e chegou a 1,4 bilhões de reais no décimo ano. A EFLJC possui a menor perda de receita equivalente a 4,5 mil reais e 110 mil reais, no primeiro e décimo ano, respectivamente.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora. O resultado está apresentado na Figura 28. Destaca-se que o maior valor encontrado por

prosumidor foi, novamente, da distribuidora AmE, equivalente a 9.364 reais no primeiro ano e 12.250 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na EFLJC com valores de 3.148 reais no primeiro ano e 4.156 reais no décimo.

Figura 28: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR1

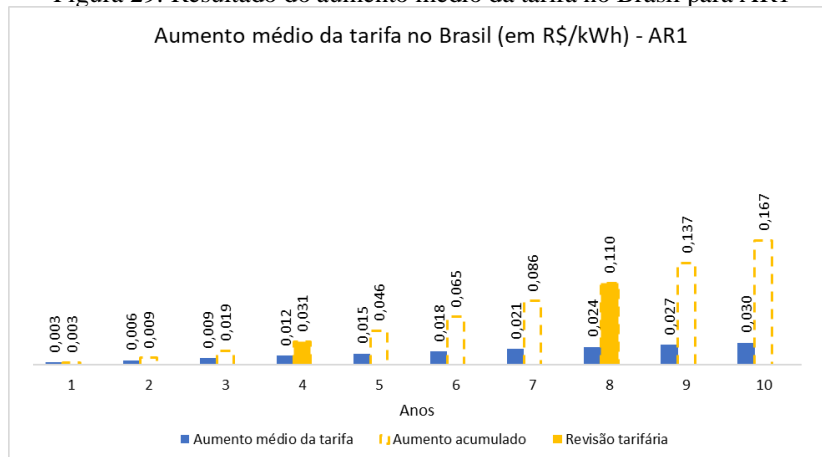


Fonte: Próprio autor

5.3.2.2. Impacto na tarifa de energia

A partir da redução da receita da distribuidora devido a adoção de GD, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 29. O maior reajuste em ambas as revisões tarifárias ocorre na distribuidora Celpa, com valores equivalentes a 0,12 R\$/kWh e 0,28 R\$/kWh. Em contrapartida, a Ienergia possui reajustes de 0,002 R\$/kWh e 0,009 R\$/kWh.

Figura 29: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR1



Fonte: Próprio autor

5.4. Alternativa Regulatória 2 (AR2)

Para a AR2, o percentual de 37,3%, correspondente as parcelas TUSD - Fio A e TUSD – Fio B, incidirá sobre toda a energia consumida, as demais parcelas incidirão apenas na diferença entre a energia consumida e a gerada [28] [53] [54]. Os resultados para essa alternativa estão mostrados a seguir.

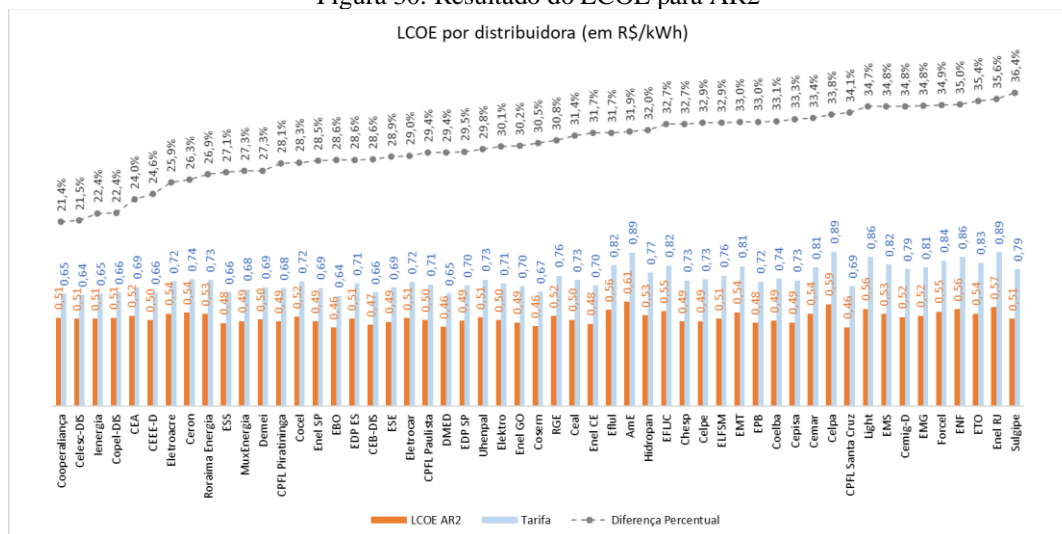
5.4.1. Impacto da AR2 em novos investimentos pelos prosumidores

5.4.1.1. LCOE

Os resultados encontrados para o LCOE na AR2 estão apresentados na Figura 30. Conforme pode ser visto, o investimento em sistemas FV se mostrou viável para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras do país. A distribuidora Cooperalliança obteve a menor diferença percentual entre a tarifa e o LCOE, equivalente a 21,4% e um LCOE de 0,51 R\$/kWh. Por outro lado, a maior diferença equivalente a 36,4% ocorreu na Sulgipe, com um LCOE de 0,51 R\$/kWh.

Para essa alternativa pode-se notar que a maior e a menor diferença para a tarifa possuem o mesmo valor de LCOE, comprovando o que foi dito anteriormente, de que o LCOE isoladamente não é capaz de representar a real viabilidade de instalação.

Figura 30: Resultado do LCOE para AR2

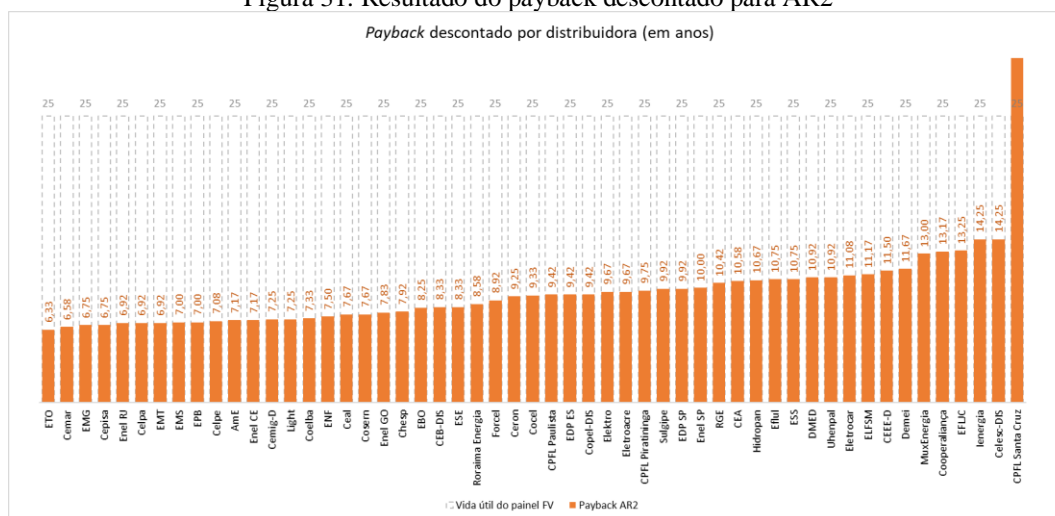


Fonte: Próprio autor

5.4.1.2. Payback descontado

Os resultados encontrados na AR2 para o *payback* descontado estão apresentados na Figura 31. Através deste gráfico pode-se notar que a CELESC obteve o maior valor de *payback*, equivalente a 14 anos e 3 meses. Mais uma vez a CPFL Santa Cruz teve o resultado desconsiderado devido ao valor fora da média. Por outro lado, o melhor valor encontrado foi na ETO, equivalente a 6 anos e 4 meses.

Figura 31: Resultado do *payback* descontado para AR2

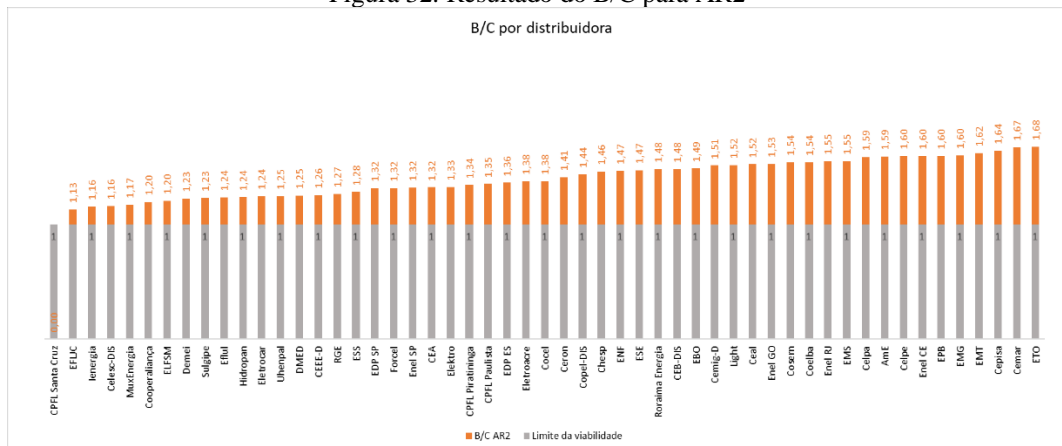


Fonte: Próprio autor

5.4.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados na AR2 para o B/C são apresentados na Figura 32. Similar ao caso anterior, a distribuidora CPFL Santa Cruz não teve o parâmetro calculado devido a inviabilidade do *payback*. Com isso, desconsiderando a distribuidora que não teve o valor calculado, a ETO obteve o maior B/C equivalente a 1,68. Por outro lado, a EFLJC obteve o menor B/C, equivalente a 1,13.

Figura 32: Resultado do B/C para AR2



Fonte: Próprio autor

5.4.2.

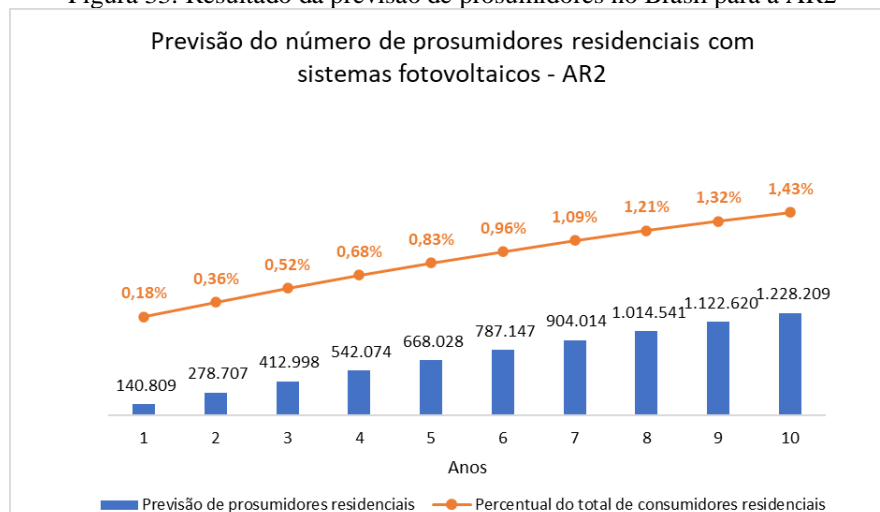
Impacto da AR2 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.4.2.1.

Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, considerando a AR2, estão mostrados na Figura 33. Nota-se um crescimento anual do número de instalações, embora esse aumento seja inferior ao obtido nas alternativas anteriores. Assim, na AR2 a evolução de mercado de GD chega no décimo ano com 1,4% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. De acordo com a Figura 33, o maior mercado ocorre, mais uma vez, na distribuidora CEMIG, que possui 14% de todo o mercado da GD. Por outro lado, o menor mercado é da EFLJC, com 1 adotante no primeiro ano e 20 no décimo.

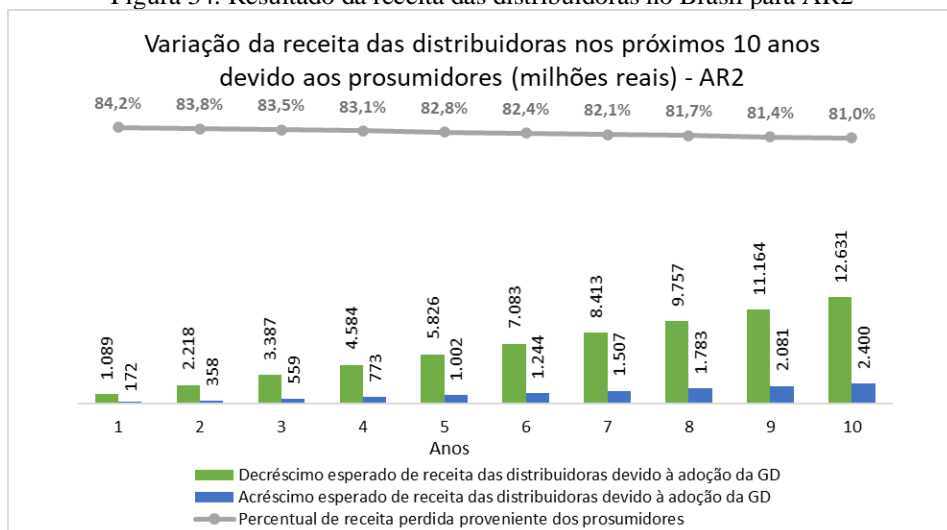
Figura 33: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR2



Fonte: Próprio autor

A partir do número de adotantes da GD foi possível calcular a receita total das distribuidoras no país, dado que é exibido na Figura 34 abaixo. Nota-se já no primeiro ano, uma redução de 84% de receita dos consumidores residenciais adotantes de GD.

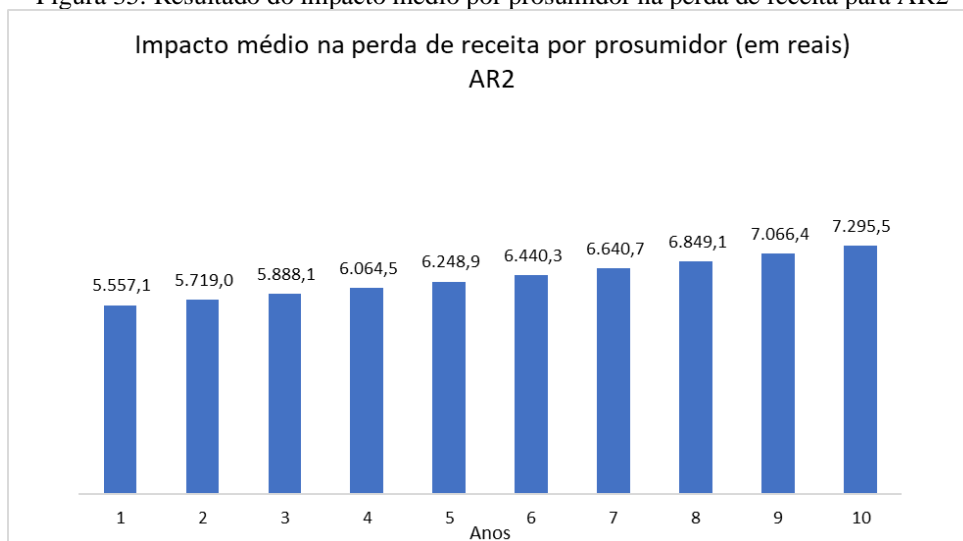
Figura 34: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR2



A distribuidora CEMIG foi a que apresentou maior perda de mercado equivalente a 117 milhões no primeiro ano até 1,2 bilhões no décimo ano. Por outro lado, a distribuidora EFLJC apresentou a menor perda de receita equivalentes a 2,7 mil e 83 mil, no primeiro e décimo ano, respectivamente.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora. O resultado está apresentado na Figura 35. Destaca-se que o maior valor encontrado por prosumidor foi, novamente, da distribuidora AmE, equivalente a 9.086 reais no primeiro ano e 11.883 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na EFLJC com valores de 3.055 reais no primeiro ano e 4.040 reais no décimo.

Figura 35: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR2



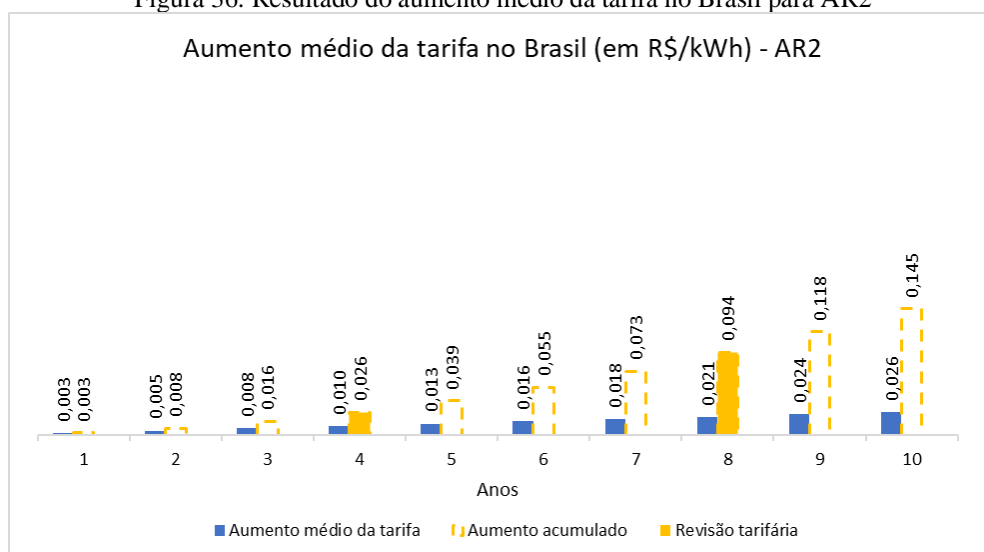
Fonte: Próprio autor

5.4.2.2.

Impacto na tarifa de energia

A partir da redução da receita da distribuidora devido a adoção de GD, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 36. O maior reajuste em ambas as revisões tarifárias ocorre na distribuidora Celpa, com valores equivalentes a 0,10 R\$/kWh e 0,25 R\$/kWh. Em contrapartida, a Ienergia possui reajustes de 0,002 R\$/kWh e 0,007 R\$/kWh.

Figura 36: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR2



Fonte: Próprio autor

5.5.

Alternativa Regulatória 3 (AR3)

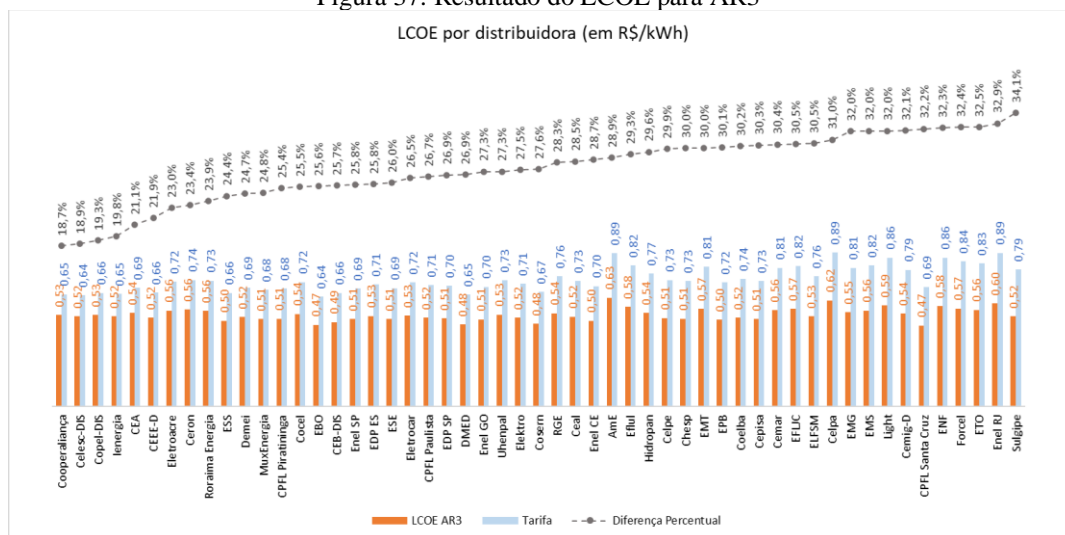
Para a AR3, o percentual de 44,7%, correspondente as parcelas TUSD - Fio A, TUSD – Fio B e TUSD – Encargos, incidirá sobre toda a energia consumida, as demais parcelas incidirão apenas na diferença entre energia consumida e gerada [28] [53] [54]. Os resultados para essa alternativa estão mostrados a seguir.

5.5.1. Impacto da AR3 em novos investimentos pelos prosumidores

5.5.1.1. LCOE

Os resultados encontrados para o LCOE na AR3 estão apresentados na Figura 37. Conforme pode ser visto, o investimento em sistemas FV se mostrou viável para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras do país. A distribuidora Cooperalliança obteve a menor diferença percentual entre a tarifa e o LCOE, equivalente a 18,7% e um LCOE de 0,53 R\$/kWh. Por outro lado, a maior diferença equivalente a 34,1% ocorreu na Sulgipe, com um LCOE de 0,52 R\$/kWh.

Figura 37: Resultado do LCOE para AR3



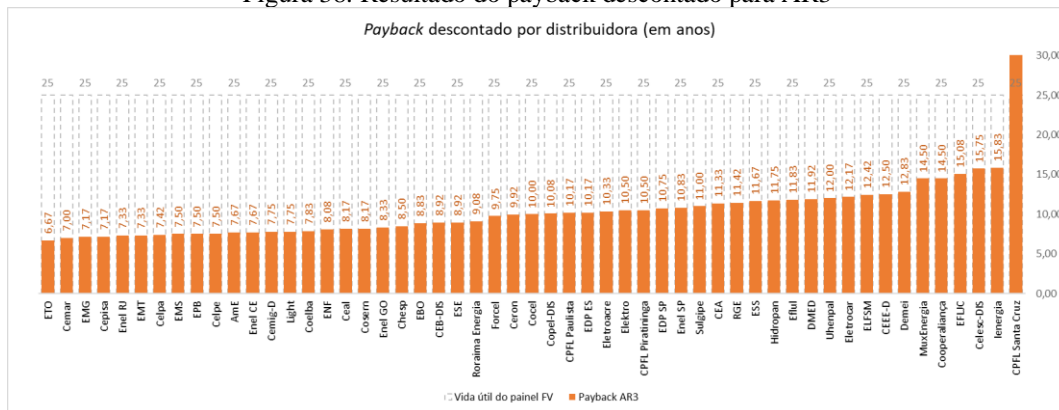
Fonte: Próprio autor

5.5.1.2. Payback descontado

Os resultados encontrados na AR3 para o *payback* descontado estão apresentados na Figura 38. Através deste gráfico pode-se notar que a distribuidora

IEENERGIA obteve o maior valor *payback*, equivalente a 15 anos e 10 meses, mais uma vez a CPFL Santa Cruz obteve valores fora da média e foram desconsiderados. Por outro lado, o melhor valor encontrado foi na ETO, equivalente a 6 anos e 8 meses.

Figura 38: Resultado do *payback* descontado para AR3

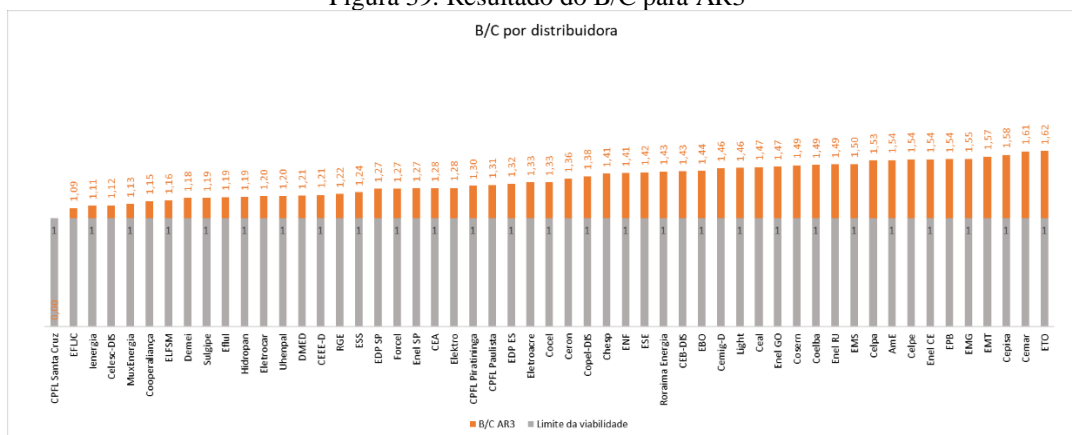


Fonte: Próprio autor

5.5.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados na AR3 para o B/C são apresentados na Figura 39. Similar aos casos anteriores, a distribuidora CPFL Santa Cruz não teve o parâmetro calculado devido a inviabilidade do *payback*. Com isso, desconsiderando a distribuidora que não teve o valor calculado, a ETO obteve o maior B/C equivalente a 1,62. Por outro lado, a EFLJC obteve o menor B/C, equivalente a 1,09.

Figura 39: Resultado do B/C para AR3



Fonte: Próprio autor

5.5.2.

Impacto da AR3 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.5.2.1.

Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, considerando a AR3, estão mostrados na Figura 40. Nota-se um crescimento anual do número de instalações, embora esse aumento seja inferior ao obtido com as alternativas regulatórias anteriores. Assim, na AR3 a evolução de mercado de GD chega no décimo ano com 1,25% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. De acordo com a Figura 26, o maior mercado ocorre na distribuidora CEMIG, que possui 14,3% de todo o mercado da GD. Por outro lado, o menor mercado é da EFLJC, sem adotantes no primeiro ano e 15 no décimo.

A partir do número de adotantes da GD foi possível calcular a receita total das distribuidoras no país, dado que é exibido na Figura 41. Nota-se já no primeiro ano, uma redução de 81,2% de receita dos consumidores residenciais adotantes de GD.

Figura 40: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR3

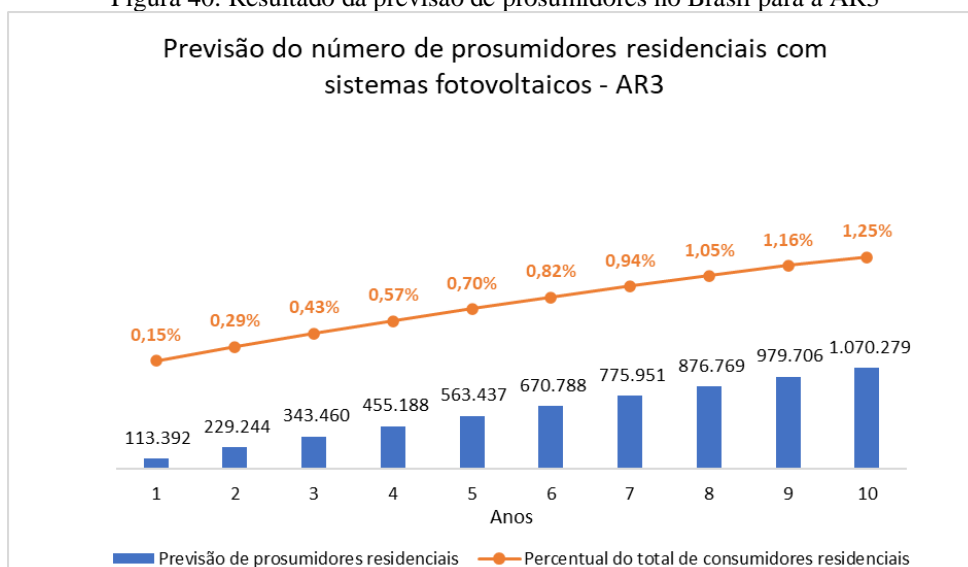
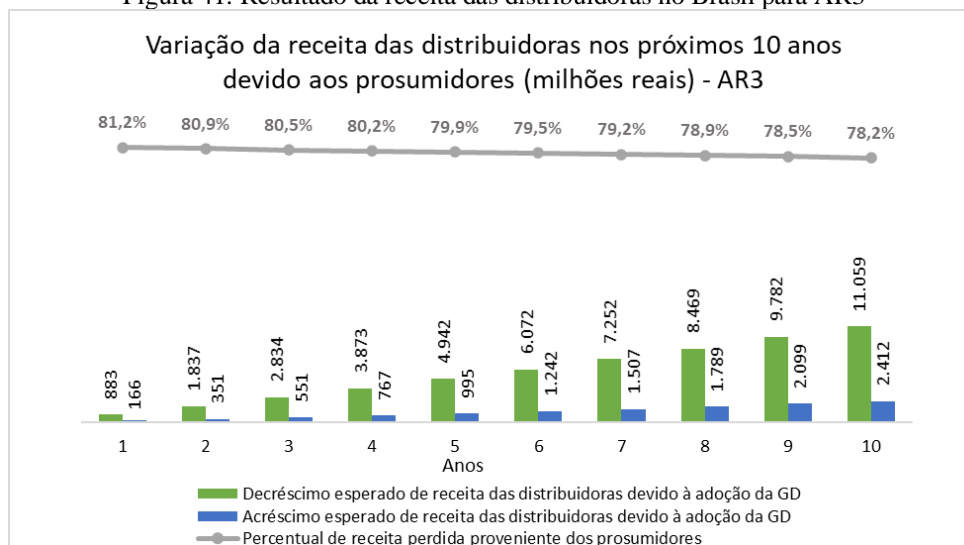


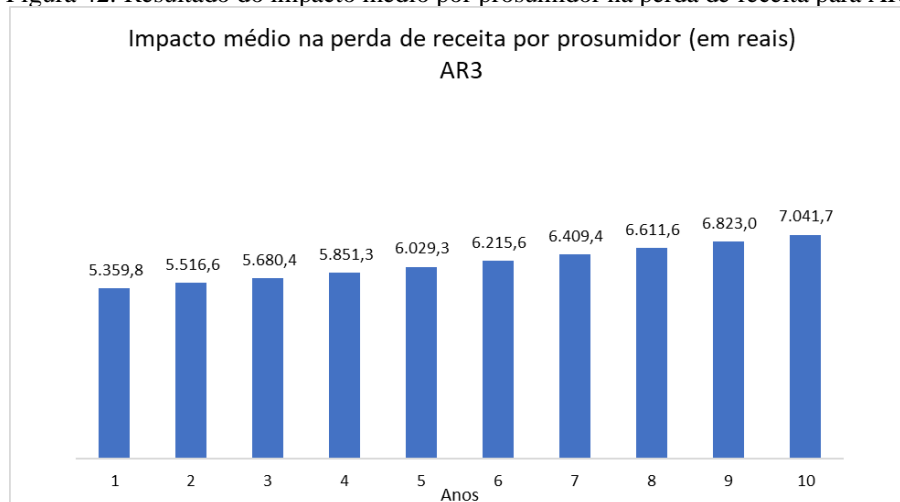
Figura 41: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR3



A distribuidora CEMIG foi a que apresentou maior perda de mercado equivalente a 92,3 milhões de reais no primeiro ano até 1 bilhão de real no décimo ano. Por outro lado, a distribuidora EFLJC apresentou a menor perda de receita equivalentes a 57 mil reais no décimo ano, o primeiro, devido a não ter adotantes, não possui prejuízo.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora. O resultado está apresentado na Figura 42. Destaca-se que o maior valor encontrado por prosumidor foi, novamente, da distribuidora AmE, equivalente a 8.763 reais no primeiro ano e 11.480 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na EFLJC com valores de 2.946 reais no primeiro ano e 3.904 reais no décimo.

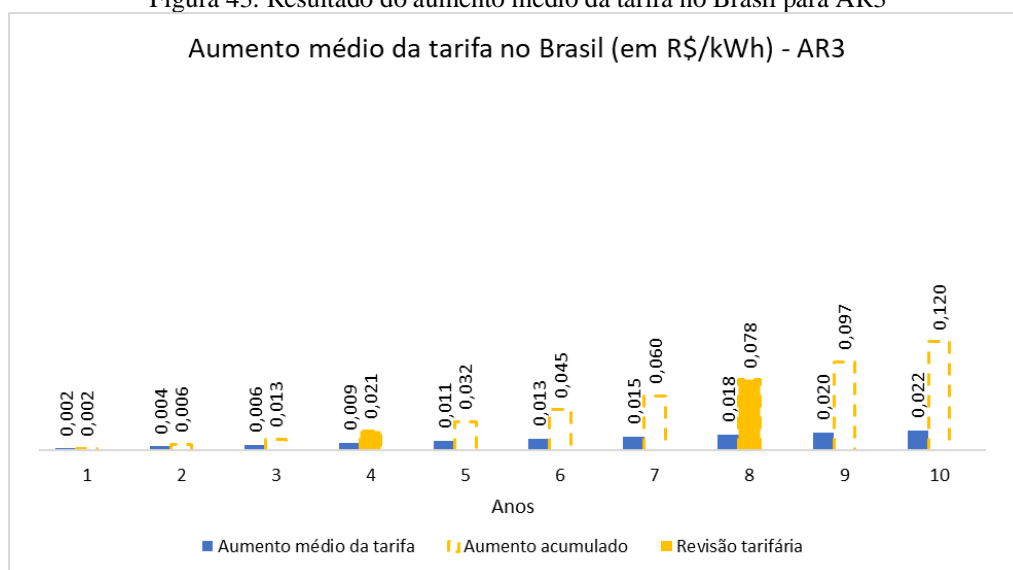
Figura 42: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR3



5.5.2.2. Impacto na tarifa de energia

A partir da redução da receita da distribuidora devido a adoção de GD, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 43. O maior reajuste em ambas as revisões tarifárias ocorre na distribuidora Celpa, com valores equivalentes a 0,08 R\$/kWh e 0,21 R\$/kWh. Em contrapartida, a Ienergia possui reajustes equivalentes a 0,001 R\$/kWh e 0,004 R\$/kWh, valores pequenos e quase desprezíveis.

Figura 43: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR3



Fonte: Próprio autor

5.6. Alternativa Regulatória 4 (AR4)

Para a AR4, o percentual de 51,7%, correspondente a parcela TUSD, incidirá sobre toda a energia consumida, as demais parcelas incidirão apenas na diferença entre energia consumida e gerada [28] [53] [54]. Os resultados para essa alternativa estão mostrados a seguir.

5.6.1.

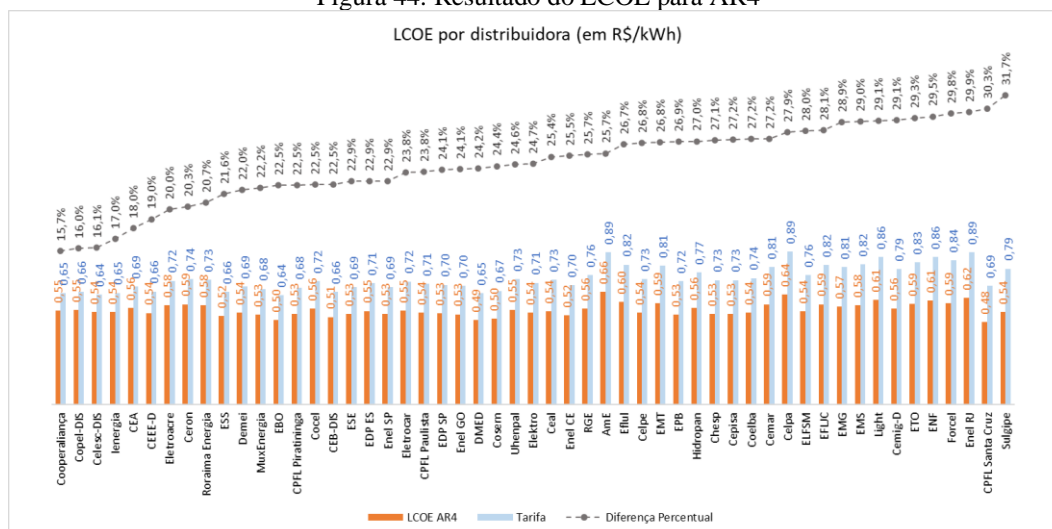
Impacto da AR4 em novos investimentos pelos prosumidores

5.6.1.1.

LCOE

Os resultados encontrados para o LCOE na AR4 estão apresentados na Figura 44. Conforme pode ser visto, o investimento em sistemas FV se mostrou viável para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras do país. A distribuidora Cooperalliança obteve a menor diferença percentual entre a tarifa e o LCOE, equivalente a 15,7% e um LCOE de 0,55 R\$/kWh. Por outro lado, a maior diferença equivalente a 31,7% ocorreu na Sulgipe, com um LCOE de 0,54 R\$/kWh.

Figura 44: Resultado do LCOE para AR4



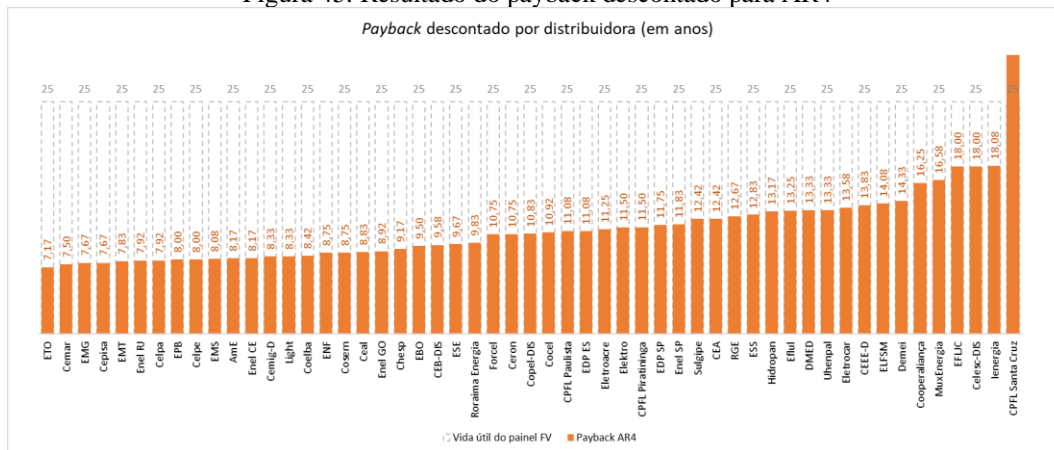
Fonte: Próprio autor

5.6.1.2.

Payback descontado

Os resultados encontrados na AR4 para o *payback* descontado estão apresentados na Figura 45. Através deste gráfico pode-se notar que a distribuidora IENERGIA possui o maior valor de *payback*, equivalente a 18 anos e 1 mês, desconsiderando o valor encontrada para a CPFL Santa Cruz que possui valores fora da média. Por outro lado, o melhor valor encontrado foi na ETO, equivalente a 7 anos e 2 meses. Nota-se um aumento do tempo de retorno, estando cada vez mais próximo ao tempo de vida útil do painel, tornando o investimento pior para o consumidor.

Figura 45: Resultado do payback descontado para AR4

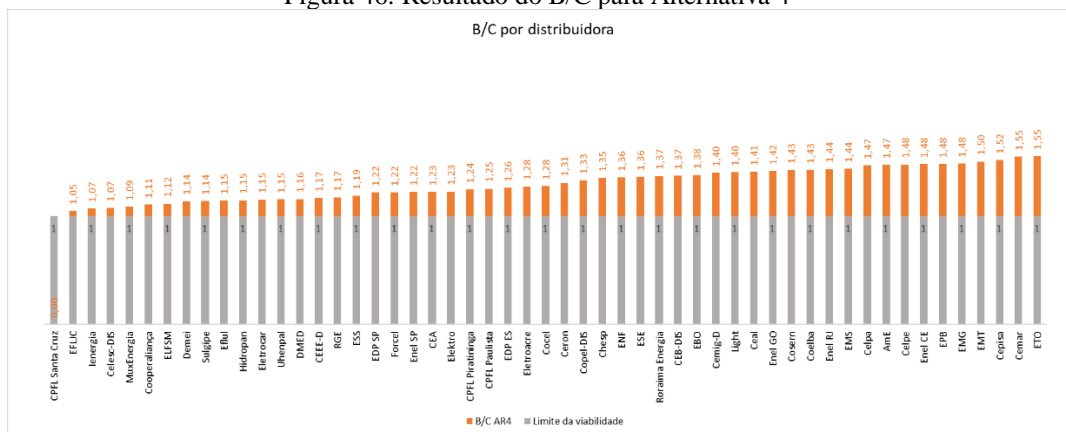


Fonte: Próprio autor

5.6.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados na AR4 para o B/C são apresentados na Figura 46. Similar aos casos anteriores, a distribuidora CPFL Santa Cruz não teve o parâmetro calculado devido a inviabilidade do *payback*. Com isso, desconsiderando a distribuidora que não teve o valor calculado, a ETO obteve o maior B/C equivalente a 1,55. Por outro lado, a EFLJC obteve o menor B/C, equivalente a 1,05, vale observar que este resultado está bem próximo a tornar o investimento indiferente, que ocorre quando o B/C é igual a 1.

Figura 46: Resultado do B/C para Alternativa 4



Fonte: Próprio autor

5.6.2.

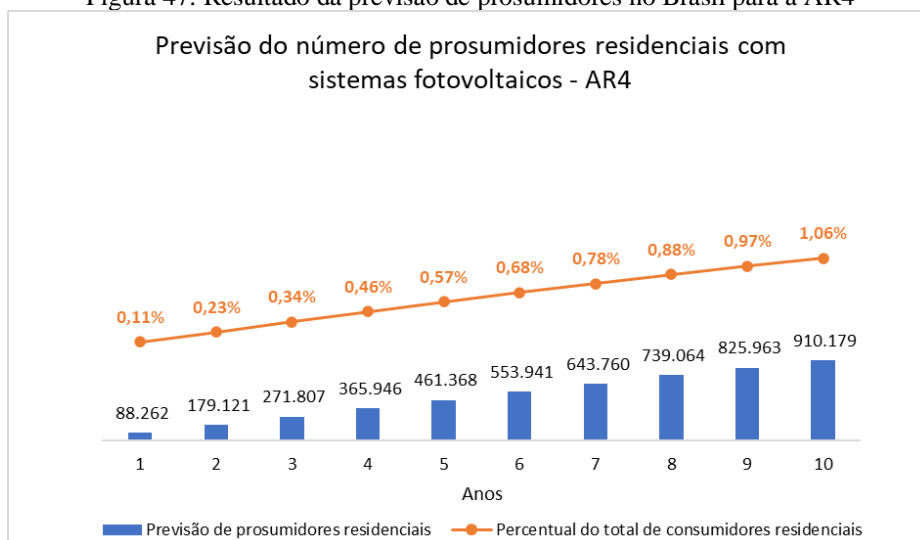
Impacto da AR4 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.6.2.1.

Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, considerando a AR4, são exibidos na Figura 47. Nota-se um crescimento anual do número de instalações, embora esse aumento seja inferior ao obtido nas alternativas anteriores. Assim, na AR4 a evolução de mercado de GD chega no décimo ano com 1,06% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. De acordo com a Figura 47, o maior mercado ocorre na distribuidora CEMIG, que possui 14,6% de todo o mercado da GD. Por outro lado, o menor mercado é da EFLJC, sem adotantes no primeiro ano e dez no décimo.

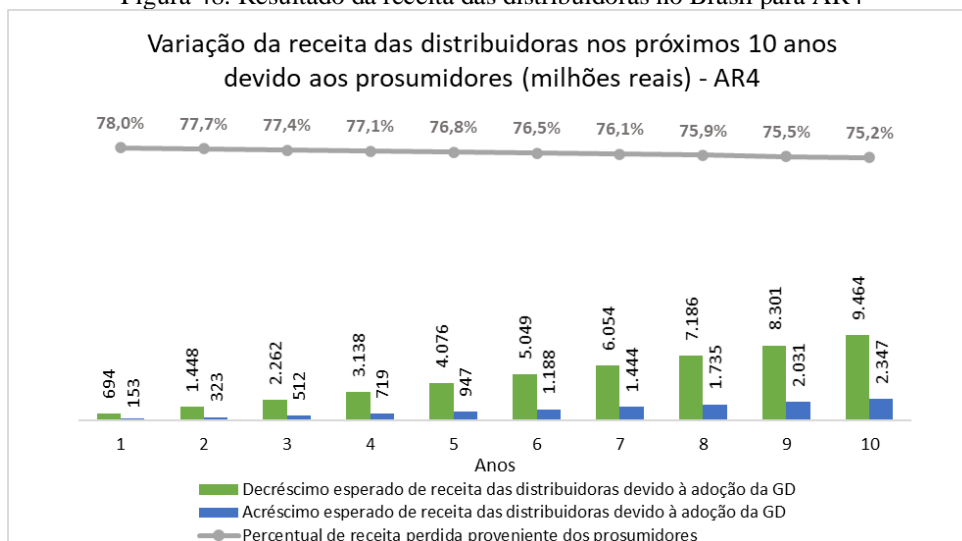
Figura 47: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR4



Fonte: Próprio autor

A partir do número de adotantes da GD foi possível calcular a receita total das distribuidoras no país, dado que é exibido na Figura 48 abaixo. Nota-se já no primeiro ano, uma redução de 78% de receita dos consumidores residenciais adotantes de GD.

Figura 48: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR4

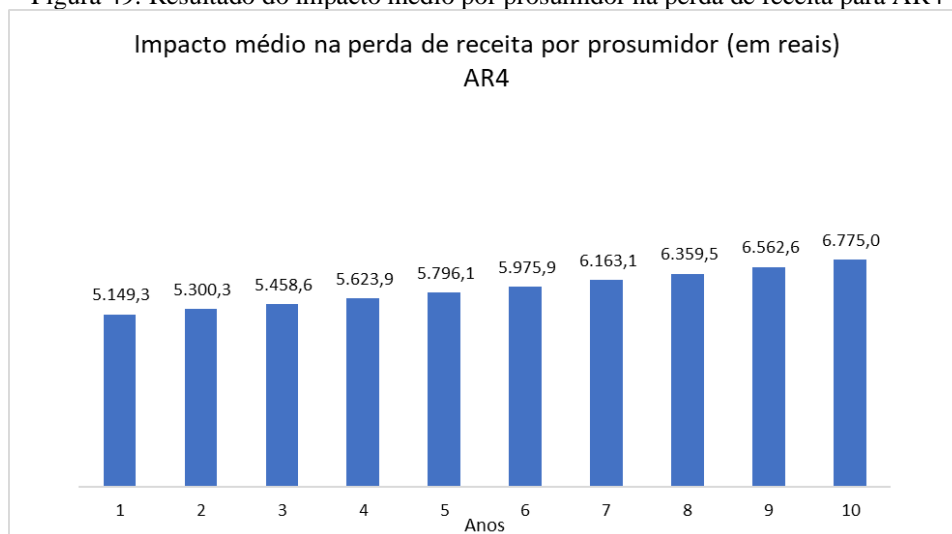


Fonte: Próprio autor

A distribuidora CEMIG foi a que apresentou maior perda de mercado equivalente a 70,2 milhões de reais no primeiro ano até 859 milhões de reais no décimo ano. A distribuidora EFLJC obteve a menor perda de receita equivalentes a 36 mil reais no décimo ano, o primeiro, devido a não ter adotantes, não possui perda.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora. O resultado está apresentado na Figura 49. Destaca-se que o maior valor encontrado por prosumidor foi, novamente, da distribuidora AmE, equivalente a 8.419 reais no primeiro ano e 11.041 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na EFLJC com valor de 3.764 reais no décimo ano, o primeiro ano como não houve perda de receita não há impacto por prosumidor.

Figura 49: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR4

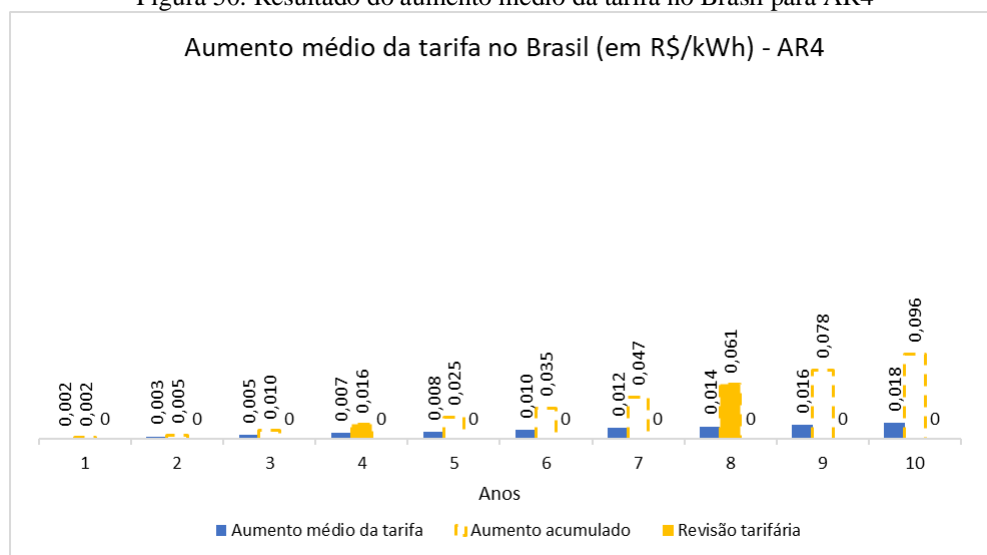


Fonte: Próprio autor

5.6.2.2. Impacto na tarifa de energia

A partir da redução da receita da distribuidora devido a adoção de GD, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 50. O maior reajuste na primeira revisão tarifária ocorre na distribuidora ETO com valor equivalente a 0,07 R\$/kWh, já na segunda revisão tarifária ocorre na Celpa com reajuste igual a 0,17 R\$/kWh. Em contrapartida, a Ienergia não obteve reajustes na primeira revisão tarifária e 0,002 R\$/kWh na segunda.

Figura 50: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para AR4



Fonte: Próprio autor

5.7. Alternativa Regulatória 5 (AR5)

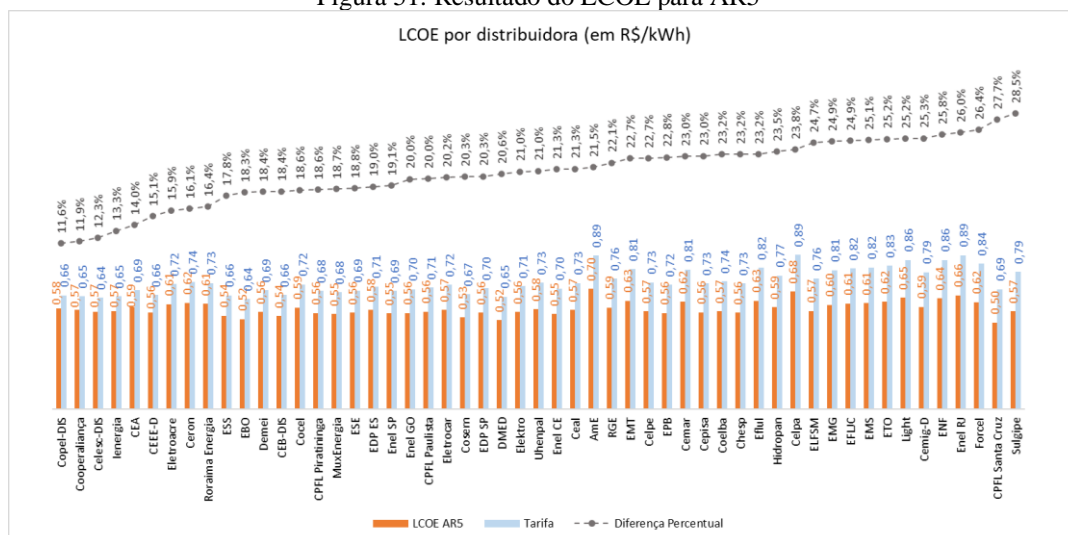
Por fim, a AR5 corresponde ao maior percentual incidindo sobre a energia consumida pelo prosumidor da rede de distribuição, equivalente a 61,7%, excluindo apenas a parcela TE - Energia, que incidirá apenas na diferença entre energia consumida e gerada [28] [53] [54]. Os resultados para essa alternativa estão mostrados a seguir.

5.7.1. Impacto da AR5 em novos investimentos pelos prosumidores

5.7.1.1. LCOE

Os resultados encontrados para o LCOE na AR5 estão apresentados na Figura 51. Conforme pode ser visto, o investimento em sistemas FV se mostrou viável para os prosumidores localizados em todas as distribuidoras do país. A distribuidora Copel obteve a menor diferença percentual entre a tarifa e o LCOE, equivalente a 11,6% e um LCOE de 0,58 R\$/kWh. Por outro lado, a maior diferença equivalente a 28,5% ocorreu na Sulgipe, com um LCOE de 0,57 R\$/kWh.

Figura 51: Resultado do LCOE para AR5

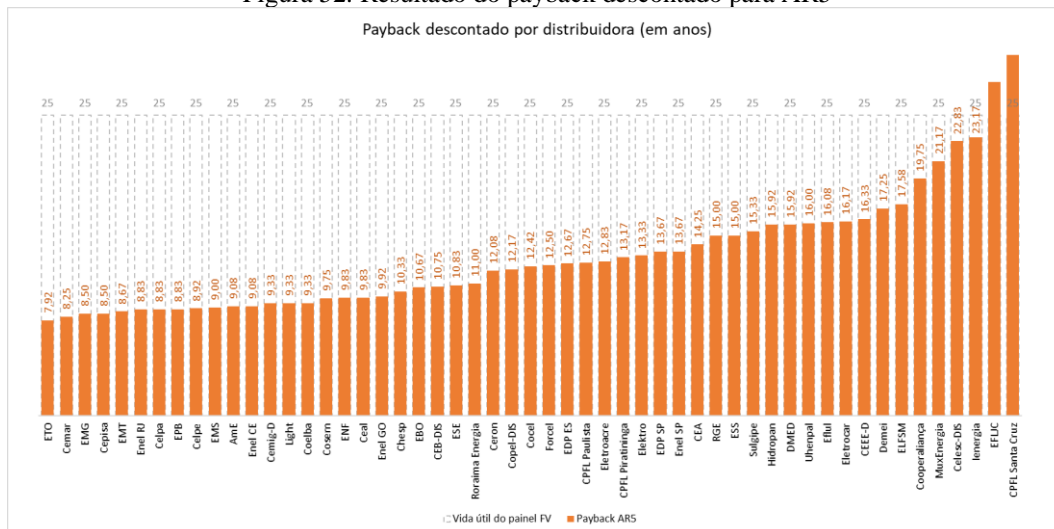


Fonte: Próprio autor

5.7.1.2. Payback descontado

Os resultados encontrados na AR5 para o *payback* descontado estão apresentados na Figura 52. Através deste gráfico pode-se notar que ocorreu inviabilidade na distribuidora EFLJC, em seguida tem-se a IENERGIA com maior valor, equivalente a 23 anos e 2 meses, nota-se que, apesar de não ser inviável o tempo de retorno é tão elevado que não compensa o investimento. Por outro lado, o melhor valor encontrado foi na ETO, equivalente a 7 anos e 11 meses. Mais uma vez a distribuidora CPFL Santa Cruz foi desconsiderada da análise devido ao valor elevado e fora da média.

Figura 52: Resultado do payback descontado para AR5



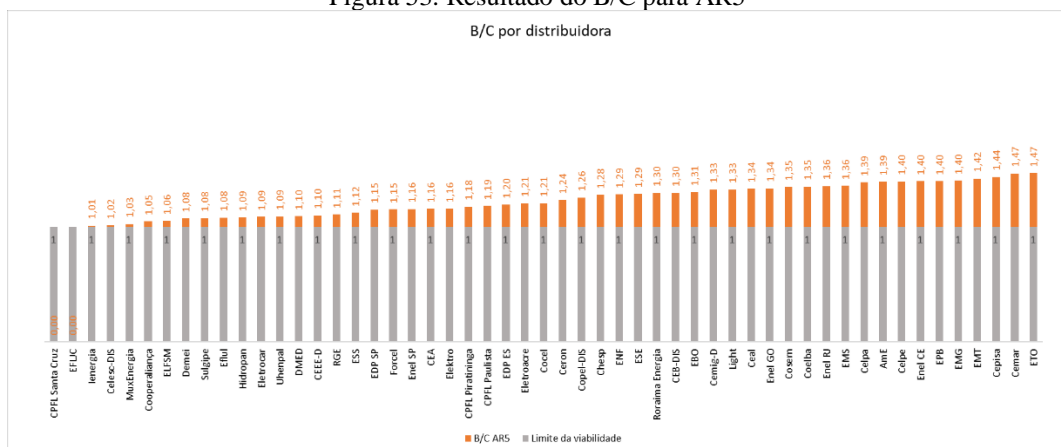
Fonte: Próprio autor

5.7.1.3. Benefício custo (B/C)

Os resultados encontrados na AR5 para o B/C são apresentados na Figura 53. Similar aos casos anteriores, a distribuidora CPFL Santa Cruz não teve o parâmetro calculado devido a inviabilidade do *payback*, o mesmo ocorreu com a distribuidora EFLJC. Com isso, desconsiderando as distribuidoras que não tiveram o valor calculado, a ETO obteve o maior B/C equivalente a 1,47. Por outro lado, a Inergia obteve o menor B/C, equivalente a 1,01.

Vale destacar que as distribuidoras Inergia, Celesc e MuxEnergia obtiveram valores de B/C muito pequenos, próximos a indiferença no investimento que ocorrem quando B/C igual a 1.

Figura 53: Resultado do B/C para AR5



Fonte: Próprio autor

5.7.2.

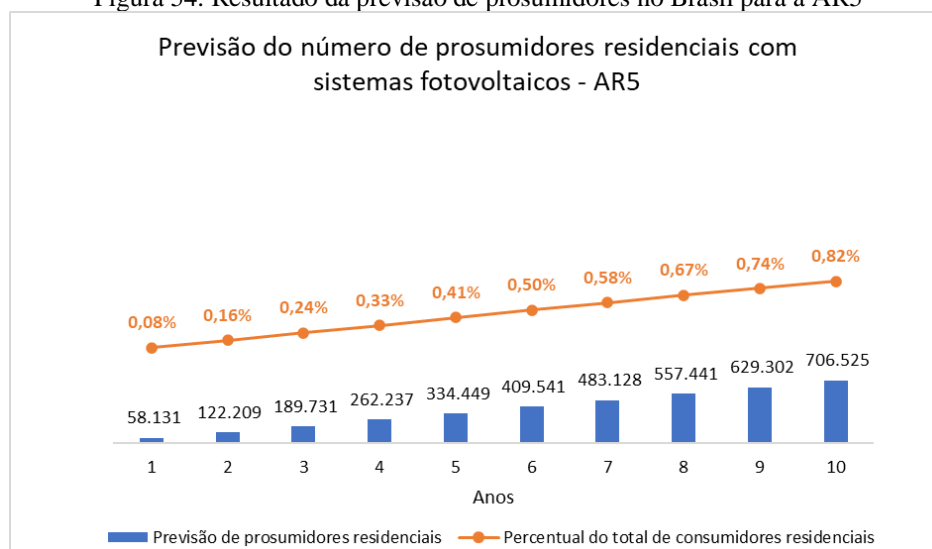
Impacto da AR5 em novos investimentos em GD para a distribuidora

5.7.2.1.

Evolução do mercado aderente a GD e perda de receita da distribuidora

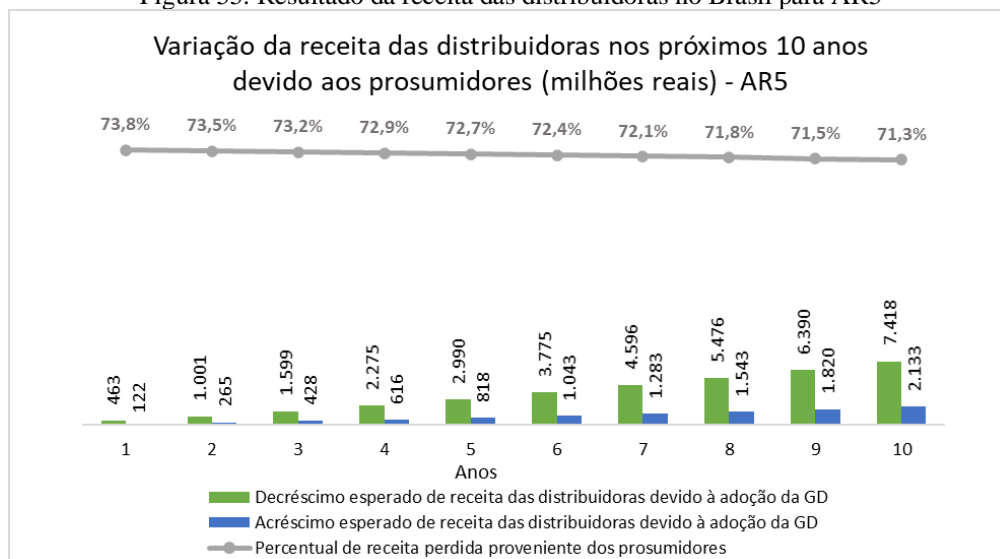
Os resultados para a evolução do número de prosumidores para os próximos dez anos no Brasil, considerando a AR5, são exibidos na Figura 54. Nota-se um crescimento anual do número de instalações, embora esse aumento seja inferior ao obtido nas alternativas anteriores. Assim, na AR5 a evolução de mercado de GD chega no décimo ano com 0,82% de prosumidores em relação ao total de consumidores residenciais. De acordo com a Figura 57, o maior mercado ocorre na distribuidora CEMIG, que possui 14,9% de todo o mercado da GD. Por outro lado, o menor mercado ocorreu na distribuidora EFLJC, sem adotantes até o quarto ano e 4 no décimo.

Figura 54: Resultado da previsão de prosumidores no Brasil para a AR5



A partir do número de adotantes da GD foi possível calcular a receita total das distribuidoras no país, dado que é exibido na Figura 55. Nota-se já no primeiro ano, uma redução de 73% de receita dos consumidores residenciais adotantes de GD.

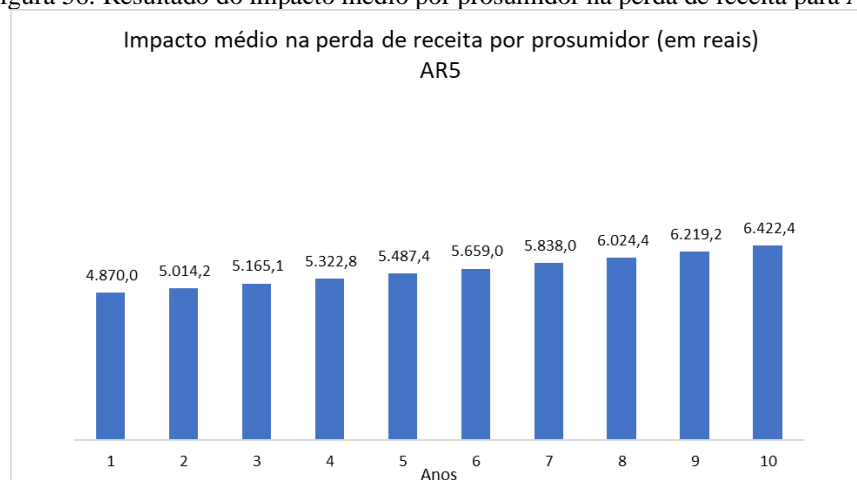
Figura 55: Resultado da receita das distribuidoras no Brasil para AR5



A distribuidora CEMIG foi a que apresentou maior perda de mercado equivalente a 44,5 milhões de reais no primeiro ano até 644 milhões de reais no décimo ano. A distribuidora EFLJC obteve a menor perda de receita equivalentes a 15 mil reais no décimo ano, os primeiros quatro anos, devido a não ter adotantes, não possui perda.

Por fim, a perda de receita total foi dividida pelo número de prosumidores de forma a encontrar o impacto que cada um causa para a distribuidora. O resultado está apresentado na Figura 56. Destaca-se que o maior valor encontrado por prosumidor foi, novamente, da distribuidora AmE, equivalente a 7.963 reais no primeiro ano e 10.450 reais no décimo. Por outro lado, o menor valor ocorre na Sulgipe com valores de 2.687 reais no primeiro e 3.561 reais no décimo ano.

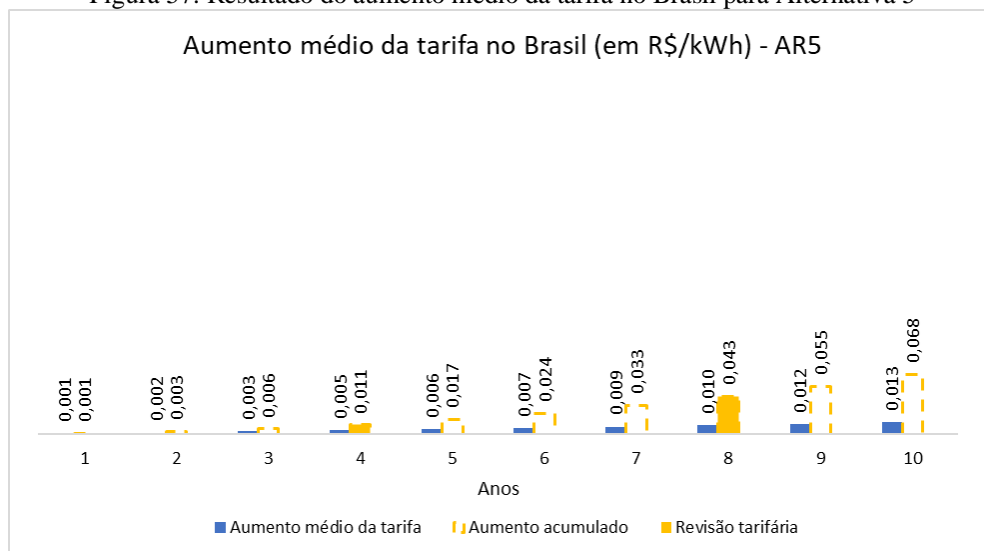
Figura 56: Resultado do impacto médio por prosumidor na perda de receita para AR5



5.7.2.2. Impacto na tarifa de energia

A partir da redução da receita da distribuidora devido a adoção de GD, é possível calcular o impacto na tarifa volumétrica para os consumidores residenciais de cada distribuidora. O resultado médio para todo o Brasil ao longo do período de dez anos está apresentado na Figura 57. O maior reajuste na primeira revisão tarifária ocorre na distribuidora ETO com valor equivalente a 0,04 R\$/kWh, já na segunda revisão tarifária ocorre na Celpa com reajuste igual a 0,12 R\$/kWh. Em contrapartida, a EFLJC não obteve reajustes na primeira revisão tarifária e 0,001 R\$/kWh na segunda.

Figura 57: Resultado do aumento médio da tarifa no Brasil para Alternativa 5



Fonte: Próprio autor

5.8. Comparação dos resultados

Com objetivo de selecionar a melhor opção para ambos os lados, distribuidora e investidores, será realizado uma comparação dos resultados apresentados anteriormente, mostrando lado a lado o valor de cada uma das alternativas regulatórias de forma a facilitar a visualização de cada uma delas comparada a metodologia vigente (AR0).

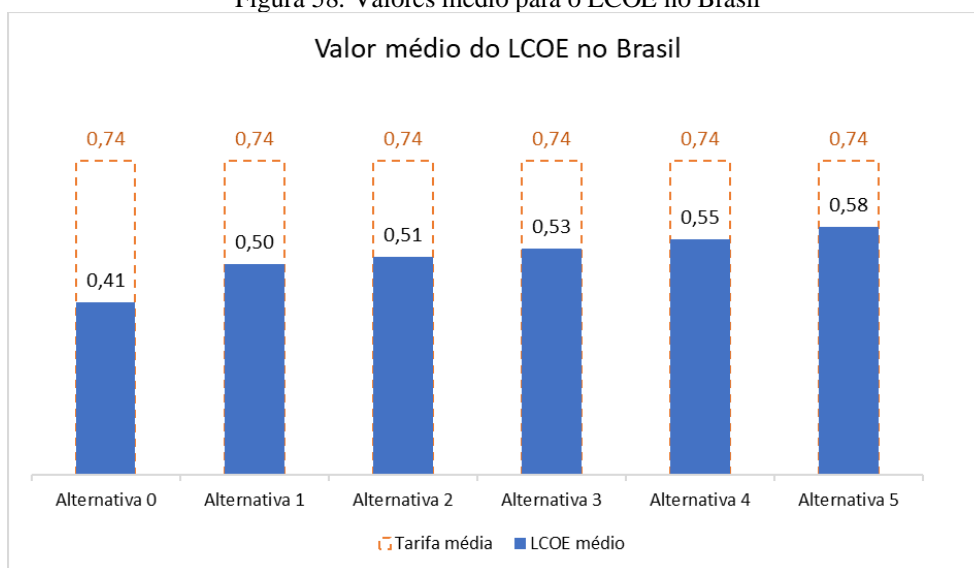
Vale salientar que a distribuidora CPFL Santa Cruz teve seus resultados desconsiderados na análise devido aos valores muito divergentes da média das outras distribuidoras. Possivelmente o ocorrido se deve ao fato da potência instalada

na GD desta distribuidora ser muito baixa, insuficiente para cobrir todos os gastos do investidor com a GD.

Primeiramente, os resultados do LCOE médio para o Brasil por metodologia estão apresentados na Figura 58. Para as análises realizadas foi considerado a média de todas as tarifas de energia para todas as alternativas regulatórias, dessa forma, nota-se uma redução da diferença entre o resultado do LCOE e a tarifa de energia conforme aumenta-se o percentual pago a distribuidora, reduzindo, com isso, a atratividade do investimento. Esse comportamento é causado pelo aumento dos custos do prosumidor sem nenhuma alteração da energia produzida pela GD e, conforme visto na equação (2), o resultado do LCOE é dado pela divisão dos custos pela energia produzida na GD, durante toda a vida útil do sistema.

Vale destacar que a distribuidora AmE, do estado do Amazonas, foi a que obteve, para as cinco alternativas regulatórias e o modelo vigente, o maior resultado de LCOE. Apesar disso, a mesma não apareceu entre as distribuidoras com maior e menor risco de inviabilidade, devido ao alto valor da tarifa de energia.

Figura 58: Valores médio para o LCOE no Brasil

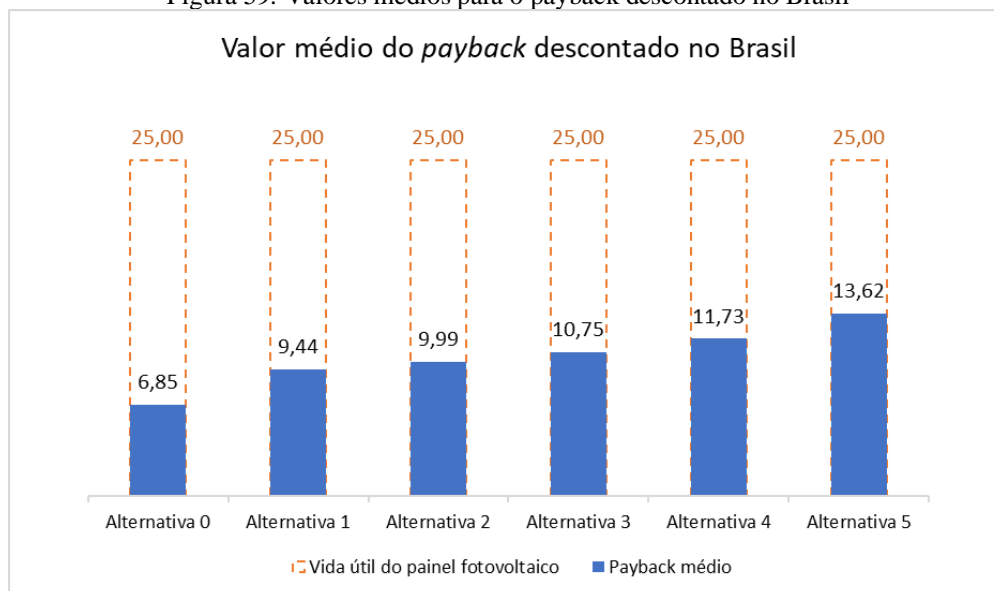


Fonte: Próprio autor

Os resultados médios da análise do *payback* descontado estão apresentados na Figura 59. De forma similar ao ocorrido no LCOE, o tempo de retorno do investimento cresce conforme aumenta o percentual da tarifa de energia pago a distribuidora, havendo menos atratividade ao investimento. Esse comportamento ocorre pelo fato de haver uma redução do retorno financeiro devido a parcela da tarifa de energia paga a distribuidora por toda energia consumida.

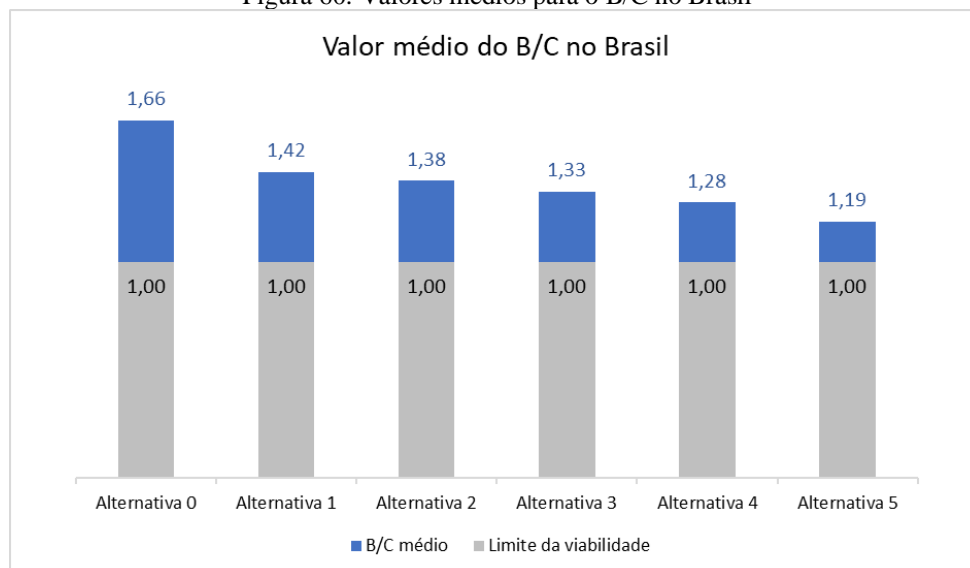
Por último, os resultados médios da análise do B/C estão apresentados na Figura 60. Semelhante aos outros dois fatores, o aumento dos custos em cada uma das alternativas regulatórias devido ao percentual da tarifa pago a distribuidora pela energia consumida acarretou uma redução do fator B/C, ou seja, uma piora do resultado pelo ponto de vista do consumidor.

Figura 59: Valores médios para o payback descontado no Brasil



Fonte: Próprio autor

Figura 60: Valores médios para o B/C no Brasil



Fonte: Próprio autor

Dessa forma, como já apresentado para cada uma das metodologias, a adoção de qualquer uma das alternativas regulatórias propostas na revisão da REN nº 482 acarretará em uma redução da atratividade do investimento para o consumidor,

sendo mais acentuada com o aumento da parcela paga a distribuidora. Logo, de forma a quantificar o impacto, foi realizada uma comparação das variações percentuais de cada alternativa regulatória com à AR0, vigente atualmente, mostradas na Tabela 7.

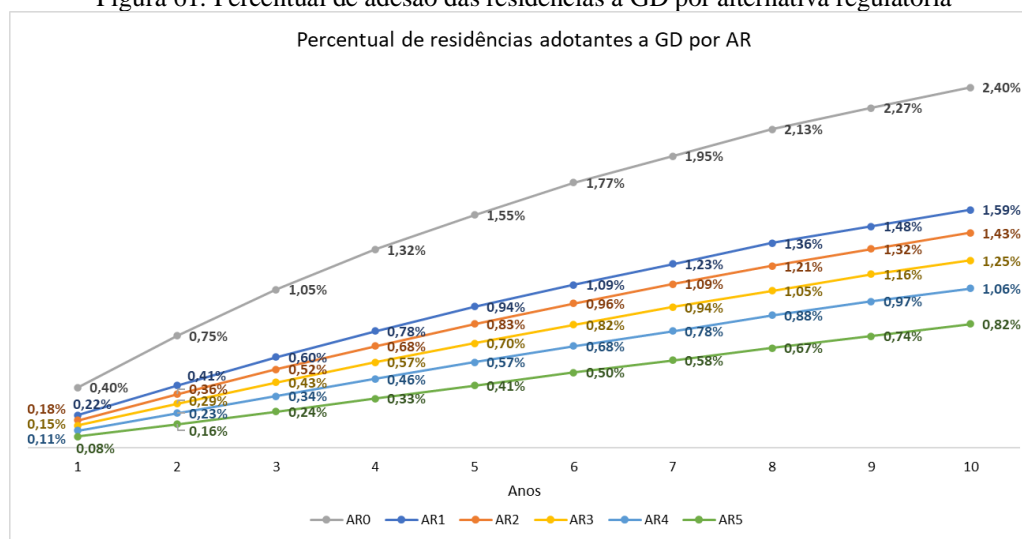
Tabela 7: Variações percentuais das alternativas regulatórias comparado ao modelo atual dos parâmetros analisados para o prosumidor

	AR1	AR2	AR3	AR4	AR5
LCOE	21,93%	26,2%	31,14%	36,43%	43,43%
<i>Payback</i> descontado	37,97%	45,93%	57,03%	71,31%	99,01%
B/C	-14,31%	-16,85%	-19,81%	-22,96%	-28,26%

Fonte: Próprio autor

Pelo lado da distribuidora, os percentuais de adesão das residências à GD no Brasil, para todo o horizonte de estudo, estão apresentados na Figura 61.

Figura 61: Percentual de adesão das residências à GD por alternativa regulatória

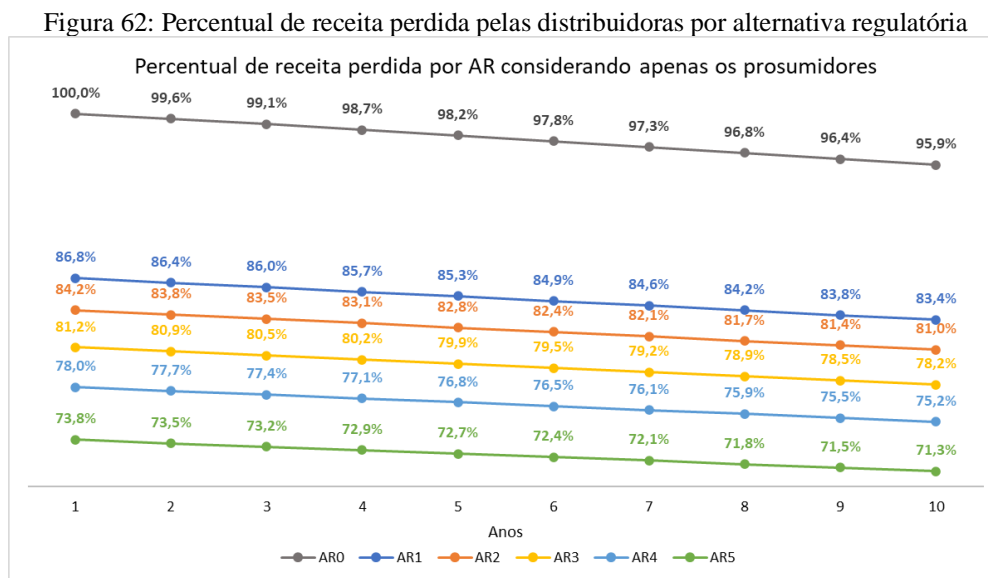


Fonte: Próprio autor

Nota-se que, com as mudanças das alternativas regulatórias, tem-se uma redução do número de prosumidores. Isso ocorre principalmente devido ao aumento dos custos para o investidor, uma vez que parte da tarifa deverá ser paga por toda a energia consumida, consequentemente tem-se aumento do *payback*, que é o fator de decisão na metodologia considerada para previsão do mercado. Apesar da redução do mercado entre as alternativas regulatórias, nota-se, ainda assim, um

crescimento ao longo dos anos. Entretanto o crescimento se torna mais discreto conforme aumenta os custos para os prosumidores.

De forma similar ao crescimento de mercado, o percentual com as receitas perdidas de todas as distribuidoras do país ao longo do horizonte de estudo, para as seis alternativas regulatórias, está apresentado na Figura 62.



Fonte: Próprio autor

Nota-se uma redução da perda de receita de acordo com a metodologia, uma vez que a energia consumida pelo prosumidor é taxada por percentuais da tarifa. Vale destacar que, para a metodologia vigente, no primeiro ano há uma perda de 100%, já que toda a energia consumida é compensada pela geração.

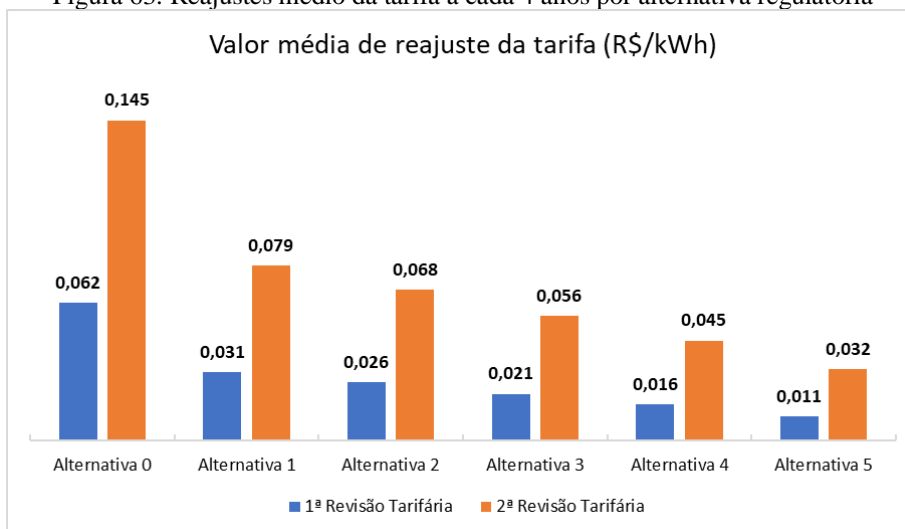
Além disso é importante salientar que, com o decorrer dos anos, a distribuidora tende a ter menos prejuízo, uma vez que os prosumidores passam a consumir mais energia da distribuidora devido à queda de produção do painel. Dessa forma, a queda na perda de receita é equivalente a todas as metodologias, uma vez que se considera a mesma queda de produção.

Vale realçar que a distribuidora CEMIG ocupou o primeiro lugar de distribuidora com maior adesão a GD durante todo o horizonte de estudo, chegando a ter 15% de todo o mercado do Brasil. Em contrapartida também obteve a maior receita perdida chegando a 2,3 bilhões de reais em um único ano.

Por fim, os valores médios de aumento da tarifa nas revisões tarifárias, para todas as alternativas regulatórias, estão apresentados na Figura 63. Nota-se uma

redução do reajuste, em ambas as revisões tarifárias, com as diferentes alternativas, isso ocorre devido à redução da perda de receita da distribuidora. Além disso, é possível perceber um aumento da primeira para a segunda revisão causada pelo crescimento do número de adotante da GD, com consequente aumento da perda de receita.

Figura 63: Reajustes médio da tarifa a cada 4 anos por alternativa regulatória



Fonte: Próprio autor

Com isso, como já apresentado para cada uma das metodologias, a adoção de qualquer uma das alternativas regulatórias propostas na revisão da REN nº 482 acarretará uma melhora para a distribuidora devido ao aumento de receita comparado à metodologia vigente. Vale salientar que o aumento da receita se destaca ainda mais devido à redução do número de consumidores adotantes à GD. Logo, de forma a quantificar o impacto, foi realizada uma comparação das variações percentuais de cada alternativa regulatória comparando à AR0, vigente atualmente, mostradas na Tabela 8.

Tabela 8: Variações percentuais das alternativas regulatórias comparado ao modelo atual dos parâmetros analisados para a distribuidora

	AR1	AR2	AR3	AR4	AR5
Nº de GD no 10º ano	-34,03%	-40,41%	-48,07%	-55,84%	-65,72%
Perda de receita	-13,2%	-15,8%	-18,8%	-22,0%	-26,2%
Impacto na tarifa	-47,8%	-55,4%	-63,6%	-71,4%	-80,25%

Fonte: Próprio autor

Portanto, analisando separadamente a visão do investidor, tem-se a AR0 como a melhor opção, uma vez que os incentivos ao investimento são maiores e o tempo de retorno é o menor, o B/C é mais elevado e tem-se um resultado de LCOE mais distante da tarifa. Consequentemente, tem-se o maior mercado dentre todas as previsões. Por outro lado, explorando o ponto de vista da distribuidora, a AR5 é a melhor opção, uma vez que a quantia recebida dos prosumidores é maior, reduzindo a quantidade de receita perdida e aumentando a capacidade de investimentos e melhorias na rede elétrica sem acarretar em prejuízo. Além disso, o impacto na tarifa dos demais consumidores é menor e, dessa maneira, reduz a chance de entrar no chamado “espiral da morte”.

Entretanto, de forma a encontrar a melhor alternativa para os dois lados, sem que tenha um aumento ou inviabilidade do investimento pelo consumidor, nem a distribuidora tenha grandes prejuízos, garantindo, ainda assim, um número de adotantes benéficos para o país, a Alternativa 2 é uma boa opção. Com essa escolha, tem-se uma redução de 15% do prejuízo da distribuidora por prosumidor e permanecendo com bons incentivos para o investimento pelo consumidor, apesar do aumento dos critérios analisados. Além disso, vale destacar a redução de 55% no reajuste da tarifa, o que reduz a chance de a distribuidora entrar no “espiral da morte”.

6

Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo realizar uma análise técnico-econômica da inserção da Geração Distribuída fotovoltaica nas residências brasileiras, levando em consideração todas as alternativas de valoração da energia injetada na rede pelo prosumidor propostas na revisão da REN nº 482, ainda em fase de avaliação. Os estudos foram realizados tendo em conta o ponto de vista do investidor e da distribuidora.

Pelo ponto de vista do investidor foram analisados três diferentes critérios: LCOE, *payback* descontado e benefício-custo. Os resultados apresentados no Capítulo 5 mostraram um detrimento desses critérios conforme aumenta-se o valor pago pela energia consumida, o que reduz o interesse dos consumidores ao investimento em geração distribuída. Destaca-se, por oportuno, que apenas duas distribuidoras apresentaram total inviabilidade, do ponto de vista do consumidor, quando a valoração da energia injetada na rede é feita considerando a TUSD e os encargos na tarifa de energia. Porém, de maneira geral, os resultados ficaram menos atrativos. Consequentemente, com a piora dos critérios avaliados pelo consumidor, nota-se uma redução do número de adotantes, chegando no décimo ano a apenas 0,82% das residências aderindo à GD caso essa alternativa regulatória citada seja adotada.

A redução da adoção à GD fotovoltaica devido ao detrimento da atratividade ao investimento poderá impactar diretamente no compromisso do Brasil com a redução de emissão do CO₂, principalmente diante da crise hídrica atual, considerada a pior seca dos reservatórios dos últimos 91 anos [63]. Com isso, pode-se considerar a GD como uma das principais fontes para substituição das térmicas frente as crises hídricas que poderão ocorrer.

Entretanto deve também ser considerada a quantidade de receita perdida pelas distribuidoras referente aos consumidores que aderem a GD, que chega a 100% no primeiro ano mantendo a metodologia de valoração atual. Essa receita perdida afeta

diretamente a qualidade do serviço prestado pela empresa, uma vez que pode inviabilizar os investimentos necessários para o ideal fornecimento de energia. Além disso, vale destacar que essa receita perdida será repassada, através da tarifa, para os demais consumidores, podendo chegar à um aumento de até 0,49 R\$/kWh. Esse aumento da receita, de forma geral, melhora as condições para o consumidor adotar a GD, o que aumenta o mercado e pode acarretar o chamado “espiral da morte” para a distribuidora, esse efeito também poderá resultar em transferência de renda de pessoas com menor poder aquisitivo (sem condições de investir no sistema fotovoltaico) para pessoas com maior poder aquisitivo (adotantes de GD).

Em vista dos argumentos apresentados, ficou evidente que o método de valoração utilizado atualmente não é o ideal tendo em vista todo o impacto para a distribuidora. De forma análoga, a alternativa regulatória que prevê a incidência da TUSD e dos encargos na tarifa de energia, embora seja mais benéfico para a distribuidora, prejudica em demasiado o investimento e atrasa o crescimento do mercado de GD no Brasil.

Com isso, recomenda-se a adesão de uma proposta intermediária. Em complemento, pode ser observado como adequado um tempo de retorno equivalente a 10 anos, sem acarretar grandes impactos no crescimento do mercado de GD e ao investimento. Então, pode-se descartar as AR3 e AR4 que possuem um *payback* descontado médio equivalente a 10,75 e 11,73 anos, respectivamente. Dessa forma, a AR2 é uma boa opção, uma vez que reduz a perda de receita da distribuidora sem prejudicar de maneira considerável o consumidor e o crescimento do mercado da GD. Por fim, aconselha-se que o órgão regulador, a ANEEL, ofereça um arcabouço regulatório para a geração distribuída que vise uma remuneração apropriada para as distribuidoras ao passo que garante a viabilidade econômica do investimento, e consequentemente, o crescimento do mercado brasileiro de GD.

O trabalho apresenta ainda espaço para aperfeiçoamentos e maior precisão dos dados que poderão ser realizados através de estudos futuros:

- Avaliar o impacto para o número de adesão da GD e para a perda de receita da distribuidora levando em consideração a mescla das alternativas regulatórias propostas na revisão da norma;

- Avaliar o impacto para o investidor e para a distribuidora levando em consideração a obrigatoriedade da adesão da tarifa branca (valores diferentes da tarifa de energia em função da hora) para os consumidores que aderirem a GD;
- Adicionar os consumidores dos setores comercial e industrial na análise de impacto para a distribuidora.

7 Bibliografia

- [1] REN21, “Why is renewable energy important?,” [Online]. Available: <https://www.ren21.net/why-is-renewable-energy-important/#key-benefits>. [Acesso em 09 06 2021].
- [2] EPE, *BEN - Relatório Síntese*, 2021.
- [3] EPE, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*, 2020.
- [4] R. R. G. Almeida, N. S. D. Brito, M. V. B. Medeiros, M. C. S. Simões e S. A. d. Oliveira, *Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica*, COBENGE, 2016.
- [5] A. F. Marchioro, R. D. Dahmer e R. C. Souza, *Metodologia para análise da viabilidade técnica – econômica para geração de energia fotovoltaica*, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
- [6] J. T. Pinto, K. J. Amaral e P. R. Janissek, “Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing,” *Elsevier*, pp. 73-84, 2016.
- [7] P. V. Gomes, N. K. Neto, L. Carvalho, J. Sumaili, J. T. Saraiva, B. H. Dias, V. Miranda e S. M. Souza, “Technical-economic analysis for the integration of PV systems in Brazil considering policy and regulatory issues,” *ELSEVIER*, pp. 199-206, 2018.
- [8] G. Konzen, *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass*, São Paulo: USP, 2014.
- [9] EPE, *Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*, 2014.

- [10] EPE, *Nota Técnica EPE 028/2018 - Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia - Versão PDE 2027*, 2018.
- [11] L. F. C. Simone, *Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos na receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores*, São Paulo, 2019.
- [12] J. V. B. de Andrade, *Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: explorando a “Espiral da Morte” das Distribuidoras*, Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2020.
- [13] H. de Faria Jr., F. B. Trigos e J. A. Cavalcanti, “Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: challenges and prospects,” *Elsevier*, 2016.
- [14] C. Lacchini e J. C. V. dos Santos, “Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison,” *ELSEVIER*, pp. 183-189, 2013.
- [15] ANEEL, *Resolução Normativa nº 414*, 2010.
- [16] ANEEL, “Entendendo a Tarifa,” 05 07 2017. [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26. [Acesso em 30 11 2020].
- [17] ANEEL, *PRORET - Submódulo 7.1*, 2021.
- [18] ANEEL, “Geração Distribuída,” [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. [Acesso em 07 12 2020].
- [19] S. Bajay, G. M. Jannuzzi, R. B. Heideier, I. R. Vilela, J. A. Paccola e R. Gomes, *Geração distribuída e eficiência energética*, 1ª edição Campinas: international energy initiative Brasil, 2018.

- [20] J. L. F. Landeira, *Análise técnico-econômica sobre a viabilidade de implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no Brasil*, Rio de Janeiro : COPPE - UFRJ, 2013.
- [21] Presidência da República, *Lei nº 10.438*, 2002.
- [22] Presidência da república, *Decreto nº 5.163*, 2004.
- [23] M. G. Carneiro e B. D. Cequeira, “Participação da Geração Eólica em Leilões de Energia e sua Contribuição em Tempos de Crise Energética,” *Revista brasileira de energias renováveis*, vol. 5, pp. 51-64, 2016.
- [24] ANEEL, *Resolução Normativa nº 247*, 2006.
- [25] Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, *Convênio ICMS 16*, 2015.
- [26] ANEEL, *Resolução Normativa Nº 482*, 2015.
- [27] ANEEL, *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012*, 2018.
- [28] ANEEL, *AIR nº 0004/2018 - Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa nº 482/2012*, Brasília, 2018.
- [29] P. Ribeiro, F. Ferreira e F. Medeiros, “Geração Distribuída e impacto na qualidade de energia,” *Cigré*, 2005.
- [30] S. Grenard, J. Deuse, M. H. J. Bollen, M. Häger e F. Sollerkvist, “Effective impact of DER on distribution system protection,” *19th International Conference on Electricity Distribution*, 2007.
- [31] M. Castaneda, M. Jimenez, S. Zapata, C. J. Frando e I. Dyner, “Myths and facts of the utility death spiral,” *Energy Policy*, vol. 110, p. 105.116, 2017.
- [32] GESEL, ANEEL, Energisa, *Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes*, Publit soluções editoriais, 2018.

- [33] M. M. Sapatel, *Impactos econômicos e sociais da micro e minigeração distribuída de energia elétrica*, São Paulo: Fundação Getúlio Vargas, 2020.
- [34] K. Branker, M. Pathak e J. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 4470-4482, 2011.
- [35] G. A. Dávi, E. Caamaño+Martín, R. Rüther e J. Solano, “Energy performance evaluation of a net plus-energy residential building with grid-connected photovoltaic system in Brazil,” *Energy and Buildings*, 2016.
- [36] MIT, *The future of Solar Energy*, 2015.
- [37] R. F. de Camargo, “Entenda sobre a Taxa Mínima de Atratividade: o que é, quando usar e por que pensar em TMA na hora de investir,” Treasy, 55 02 2017. [Online]. Available: <https://www.treasy.com.br/blog/taxa-minima-de-atratividade-tma/>. [Acesso em 21 04 2021].
- [38] B. Wottrich, *Modelo para a análise econômica e financeira em projetos de geração distribuída de energia com fontes alternativas*, Universidade Federal de Santa Maria, 2010.
- [39] EPL, *Manual de custo-benefício para projetos de infraestrutura de transporte*, 2019.
- [40] ANEEL, *Nota técnica nº 0056/2017 - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*, 2017.
- [41] ANEEL, “Relatório Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Empresa, Classe de Consumo e Nível de Tensão,” 01 2020. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. [Acesso em 05 04 2021].
- [42] EPE, *Anuário estatístico de energia elétrica 2020 - Ano base 2019*, 2020.

- [43] IBGE, “Domicílios brasileiros,” 2019. [Online]. Available: <https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html>. [Acesso em 28 12 2020].
- [44] IBGE, *Sinopse do censo demográfico 2010*, 2011.
- [45] B. M. R. de Freitas e L. Hollanda, *Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor*, FGV Energia, 2015.
- [46] “Taxas de juros básicas - Histórico,” Banco Central do Brasil, [Online]. Available: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. [Acesso em 04 01 2021].
- [47] ANEEL, “Ranking das Tarifas,” [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas> . [Acesso em 23 11 2020].
- [48] Enel Distribuição Rio, “Impostos e outros encargos: PIS, PASEP e COFINS,” [Online]. Available: <https://www.eneldistribuicaoosp.com.br/para-sua-casa/impostos-e-outros-encargos#:~:text=PIS%2FPASEP%20e%20COFINS,-Tratam%2Dse%20de&text=Por%20determina%C3%A7%C3%A3o%20da%20Ag%C3%Aancia%20Nacional,dos%20reajustes%20peri%C3%B3dicos%20das%20tarifas..> [Acesso em 24 11 2020].
- [49] DBM, “ICMS 2019: Tabela Atualizada com as alíquotas dos estados,” [Online]. Available: <https://dbmsistemas.com/icms-2019-tabela-atualizada-com-as-aliquotas-dos-estados/>. [Acesso em 24 11 2020].
- [50] DBM, “Confira a Tabela do ICMS Interestadual atualizada para 2020 e com alíquotas,” [Online]. Available: <https://dbmsistemas.com/confira-a-tabela-do-icms-interestadual-atualizada-e-com-aliquotas/>. [Acesso em 24 11 2020].
- [51] Jornal Contábil, “Tabela ICMS 2017 atualizada com alíquotas dos estados,” 26 04 2017. [Online]. Available:

<https://www.jornalcontabil.com.br/tabela-icms-2017-atualizada-com-aliquotas-dos-estados/>. [Acesso em 24 11 2020].

- [52] Jornal Contábil, “Tabela ICMS Interestadual atualizada e com alíquotas,” 02 09 2018. [Online]. Available: <https://www.jornalcontabil.com.br/tabela-icms-interestadual-atualizada-e-com-aliquotas-consulte/>. [Acesso em 24 11 2020].
- [53] ANEEL, “Tarifa residencial - Evolução TUSD/TE,” [Online]. Available: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>. [Acesso em 30 11 2020].
- [54] B. Rubim, “Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da REN 482,” Ecori Energia Solar, 20 12 2018. [Online]. Available: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-revisao-da-ren-482->. [Acesso em 03 02 2021].
- [55] M. P. Almeida e R. Zilles, “Cálculo de parâmetros de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede,” *Revista Brasileira de Energia Solar*, vol. III, pp. 70-77, 2012.
- [56] INPE, *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, São José dos Campos, 2017.
- [57] D. Martinelli e J. Oliveira, “12 dúvidas sobre energia solar fotovoltaica,” *Revista Casa e Jardim*, 31 07 2017. [Online]. Available: <https://revistacasaedjardim.globo.com/Casa-e-Jardim/Dicas/Sustentabilidade/noticia/2017/07/12-duvidas-sobre-energia-solar-fotovoltaica.html>. [Acesso em 10 03 2021].
- [58] R. F. Miranda, A. Szklo e R. Schaeffer, “Technical-economic potencial of PV systems on Brazilian rooftops,” *Elsevier - Renewable Energy*, vol. 75, pp. 694-713, 2015.
- [59] S. G. Dantas e F. M. Pompermayer, *Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico*, Rio de Janeiro: ipea, 2018.

- [60] Greener, *Estudo estratégico - Geração distribuída*, 2020.
- [61] G. F. Nemet, “Beyond the learnig curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics,” *Energy Policy*, pp. 3218-3232, 2006.
- [62] IBGE, “Inflação - IPCA (IBGE),” Debit, [Online]. Available: <https://www.debit.com.br/tabelas/tabela-completa.php>. [Acesso em 17 02 2021].
- [63] M. Ventura, “Contra crise hídrica, governo permite acionar usinas térmicas sem contrato,” *O Globo*, 07 06 2021. [Online]. Available: <https://oglobo.globo.com/economia/contra-crise-hidrica-governo-permite-acionar-usinas-termicas-sem-contrato-25050479>. [Acesso em 07 06 2021].
- [64] ANEEL, “Contratos de distribuição,” [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao>. [Acesso em 23 11 2020].
- [65] ANEEL, “Entendendo a tarifa,” 05 07 2017. [Online]. Available: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false. [Acesso em 30 11 2020].
- [66] EPE, *Atlas da Eficiência Energética - Brasil 2020*, 2020.

A.

Apêndice A: Distribuidoras de energia no Brasil

Para o desenvolvimento do foi trabalhado apenas com as distribuidoras que possuem contrato de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia, totalizando 53 empresas, conforme descritos na Tabela 9. As distribuidoras que possuem contrato de permissão federal não foram consideradas no estudo [15] [64].

Tabela 9: Distribuidoras do Brasil por estado

Distribuidora	Nome novo	UF
AmE	Amazonas Energia S.A.	AM
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP
Ceal	Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	AL
CEB-DIS	CEB Distribuição S.A.	DF
CEEE-D	Cia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS
Celesc-DIS	CELESC Distribuição S.A.	SC
Celpa	Centrais Elétricas do Pará S/A	PA
Celpe	Cia Energética de Pernanbuco	PE
Cemar	Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	MA
Cemig-D	CEMIG Distribuição S.A.	MG
Cepisa	Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	PI
Ceron	Energisa Rondonia - Distribuidora de Energia S.A.	RO
Chesp	Central Hisdroelétrica São Patrício	GO
Cocel	Cia Campolarguense de Energia	PR
Coelba	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA
Cooperaliança	Cooperativa Aliança	SC
Copel-DIS	COPEL Distribuição S.A.	PR
Cosern	Cia Energética do Rio Grande do Norte	RN
CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP
CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Forla e Luz	SP
CPFL Santa Cruz	Companhia Jaguari de Energia - CPFL Santa Cruz	SP
Demei	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS
DMED	DME Distribuição S.A.	MG
EBO	Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S.A.	PB
EDP ES	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.	ES
EDP SP	EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.	SP
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	SC

Distribuidora	Nome novo	UF
Eflul	Empresa Força e Luz Urussanga	SC
Elektro	Elektro Redes S.A.	SP
Eletroacre	Energisa Acre - Distribuidora de energia S.A.	AC
Eletrocar	Centrais Elétricas de Carazinho	RS
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A	ES
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.	MG
EMS	Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.	MS
EMT	Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	MT
Enel CE	Enel Distribuição Ceará	CE
Enel GO	Enel Distribuição Goiás	GO
Enel RJ	Enel Distribuição Rio	RJ
Enel SP	Enel Distribuição São Paulo	SP
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.	RJ
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A.	PB
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.	SE
ESS	Energisa Sul Sudeste	SP
ETO	Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A.	TO
Forcel	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR
Hidropan	Hidropan Distribuição de Energia S.A.	RS
Ienergia	Distribuidora Catarinense de Energia Elétrica Ltda.	SC
Light	Light Serviços de Eletricidade	RJ
MuxEnergia	Mux Energia	RS
RGE	RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	RS
Roraima Energia	Roraima Energia S.A.	RR
Sulgipe	Cia Sul Sergipana de Eletricidade	SE
Uhenpal	Nova Palma Energia Ltda.	RS

Fonte: Próprio autor com base em [64]

B.

Apêndice B: Resultados por distribuidora

- **Resultados por distribuidora para o mercado de GD considerando todas as alternativas regulatórias**

Tabela 10: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR0

	AR0									
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	6.080	11.449	15.822	20.319	23.917	27.300	29.581	32.748	34.795	38.028
CEA	512	996	1.472	1.954	2.378	2.806	3.144	3.598	3.953	4.179
Ceal	3.462	6.519	9.313	11.961	14.078	16.070	18.003	19.276	21.176	22.385
CEB-DIS	3.806	7.167	10.239	13.150	15.478	17.667	20.463	21.911	24.070	25.444
CEEE-D	3.109	6.259	9.246	12.277	14.940	17.631	20.421	23.374	25.677	28.063
Cellesc-DIS	2.983	6.208	9.803	13.458	16.932	20.660	23.929	27.389	31.107	33.998
Celpa	17.704	33.340	46.072	59.169	69.645	79.496	86.138	95.359	101.320	107.105
Celpe	13.791	25.972	37.107	46.092	54.253	61.927	67.101	74.284	78.928	86.263
Cemar	10.805	19.680	28.118	34.927	41.111	46.926	50.847	56.290	59.808	63.223
Cemig-D	43.631	79.471	113.543	141.038	166.008	189.490	212.282	235.006	249.697	263.954
Cepisa	4.992	9.400	13.430	16.683	19.636	21.679	24.286	26.886	28.567	30.198
Ceron	2.209	4.302	6.354	8.160	9.605	11.335	12.699	14.058	15.443	16.879
Chesp	151	285	408	506	616	703	788	844	927	980
Cocel	170	321	474	608	740	845	947	1.048	1.151	1.258
Coelba	20.779	39.131	55.908	69.446	81.741	93.304	104.526	115.716	122.949	129.969
Cooperaliança	51	106	161	214	269	329	381	436	478	541
Copel-DIS	13.487	26.260	37.518	48.183	58.636	69.199	77.522	85.821	94.277	103.038
Cosern	4.499	8.472	12.104	15.035	18.297	20.885	22.630	25.053	27.521	29.093
CPFL Paulista	13.133	25.569	36.532	48.506	57.094	67.379	75.483	83.564	91.797	100.328
CPFL Piratininga	4.835	9.414	13.450	17.273	21.020	24.807	27.791	30.766	33.797	36.938
CPFL Santa Cruz	56	148	277	449	625	842	1.078	1.364	1.601	1.871
Demei	64	129	190	253	307	375	420	481	528	577
DMED	167	325	480	638	776	916	1.061	1.174	1.290	1.410
EBO	575	1.083	1.547	1.987	2.338	2.760	3.091	3.422	3.636	3.974
EDP ES	4.422	8.609	12.300	15.797	19.224	22.687	25.415	28.136	30.908	33.780
EDP SP	5.009	9.753	14.406	18.502	22.515	26.571	29.767	32.954	36.201	39.565
EFLJC	6	12	18	24	31	36	42	48	53	58
Eflul	17	33	48	63	77	91	102	113	124	135
Elektro	7.429	14.465	20.666	27.440	32.298	38.116	42.701	47.272	51.930	56.755
Eletroacre	834	1.570	2.320	2.979	3.625	4.278	4.793	5.306	5.829	6.370
Eletrocar	83	161	238	316	385	454	526	582	639	699
ELFSM	230	447	661	878	1.068	1.260	1.412	1.616	1.775	1.940
EMG	2.628	4.948	6.838	8.494	9.997	11.412	12.784	13.689	15.037	15.896
EMS	5.388	10.147	14.022	18.008	21.197	23.402	26.216	29.023	30.837	32.598
EMT	7.603	14.317	20.455	25.409	29.907	34.138	36.990	40.950	43.510	47.553
Enel CE	13.362	25.162	34.771	44.655	52.562	59.997	65.009	71.969	76.467	83.573

AR0										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Enel GO	12.579	23.689	33.846	42.042	51.162	58.399	65.424	70.053	76.955	81.349
Enel RJ	15.162	28.552	39.456	50.672	59.643	65.848	73.768	81.664	86.769	91.724
Enel SP	18.763	36.533	53.964	69.304	84.339	99.532	111.504	123.440	135.602	148.204
ENF	522	984	1.359	1.746	2.055	2.346	2.628	2.814	3.091	3.267
EPB	5.221	9.831	14.046	17.448	20.537	23.442	26.261	28.120	30.890	32.654
ESE	2.021	3.934	5.621	7.219	8.497	9.699	10.866	12.029	13.214	13.969
ESS	1.682	3.275	4.838	6.423	7.817	9.225	10.685	11.829	12.994	14.201
ETO	4.611	8.684	12.000	14.906	17.545	20.027	21.700	24.023	25.525	26.982
Forcel	29	57	81	104	122	144	162	179	190	208
Hidropan	49	95	140	180	219	258	299	331	364	398
Ienergia	37	77	118	162	204	248	288	329	374	423
Light	21.493	39.149	55.933	69.478	81.779	93.346	104.574	115.769	123.006	130.029
MuxEnergia	17	33	51	68	85	101	117	134	147	166
RGE	7.790	15.167	22.404	28.772	35.014	41.321	46.292	51.247	56.296	61.528
Roraima Energia	666	1.296	1.851	2.378	2.799	3.303	3.700	4.096	4.500	4.756
Sulgipe	320	603	891	1.145	1.393	1.590	1.781	1.972	2.166	2.368
Uhenpal	37	75	111	142	173	204	236	262	288	314

Tabela 11: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR1

AR1										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	3.567	6.717	9.922	12.742	15.506	17.700	19.829	22.695	24.114	26.355
CEA	208	433	684	939	1.181	1.441	1.725	1.975	2.243	2.451
Ceal	1.964	3.824	5.464	7.255	8.828	10.077	11.672	12.921	14.195	15.514
CEB-DIS	1.954	3.933	5.810	7.714	9.388	11.079	12.411	14.206	15.605	17.056
CEEE-D	1.106	2.381	3.759	5.335	6.940	8.468	10.141	12.001	13.630	14.896
Celesc-DIS	736	1.749	2.953	4.480	6.025	7.858	9.729	11.903	13.519	15.794
Celpa	10.738	20.222	28.892	37.104	45.154	51.541	59.697	66.088	70.219	76.744
Celpe	8.091	15.753	22.506	28.904	35.175	41.511	46.504	51.482	56.554	59.784
Cemar	6.553	12.760	18.230	23.412	27.557	31.455	36.433	39.011	42.855	45.301
Cemig-D	24.757	46.622	68.867	88.443	107.630	122.855	137.632	157.530	167.377	182.931
Cepisa	3.130	5.895	8.422	10.816	13.163	15.024	16.832	18.633	20.469	21.638
Ceron	1.061	2.136	3.262	4.332	5.450	6.432	7.450	8.527	9.684	10.584
Chesp	80	157	231	297	374	427	494	547	601	657
Cocel	77	159	235	323	393	479	555	636	698	763
Coelba	12.190	22.956	33.910	43.549	52.997	60.493	70.066	77.567	85.209	90.074
Cooperaliança	15	33	55	81	109	138	165	202	230	260
Copel-DIS	6.478	13.040	19.915	26.443	33.271	40.595	47.020	52.053	59.120	64.614
Cosern	2.469	4.970	7.101	9.428	11.474	13.097	15.170	16.793	18.448	20.162
CPFL Paulista	5.901	12.281	18.756	24.904	31.334	36.978	42.830	49.022	55.678	60.852
CPFL Piratininga	2.101	4.230	6.679	8.868	11.158	13.614	15.769	18.049	19.827	22.404
CPFL Santa Cruz	0	0	0	0	0	1	8	23	47	79
Demei	21	47	75	106	138	169	202	239	271	306
DMED	61	128	202	277	360	440	527	603	685	774
EBO	305	594	878	1.165	1.418	1.674	1.939	2.146	2.358	2.577
EDP ES	1.987	4.135	6.108	8.385	10.550	12.451	14.421	16.506	18.132	20.489
EDP SP	2.106	4.382	6.693	9.188	11.560	14.105	16.337	18.698	21.237	23.211
EFLJC	1	3	6	8	11	13	16	19	23	26
Eflul	6	13	20	27	35	44	50	58	66	74

AR1										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Elektro	3.229	6.499	9.926	13.626	17.145	20.233	24.229	26.823	30.464	33.295
Eletroacre	375	754	1.152	1.581	1.990	2.348	2.719	3.113	3.535	3.864
Eletrocar	29	63	97	137	179	218	261	299	339	384
ELFSM	76	165	260	357	464	566	678	776	882	996
EMG	1.594	3.001	4.433	5.507	6.701	7.649	8.569	9.487	10.421	11.390
EMS	3.161	6.155	8.793	11.293	13.743	15.687	17.573	19.455	21.371	23.357
EMT	4.611	8.978	12.827	16.474	19.390	22.883	25.636	28.380	31.176	32.956
Enel CE	7.838	14.761	21.805	28.003	34.078	38.898	43.577	49.877	52.995	57.920
Enel GO	6.904	13.442	19.856	25.500	31.032	36.622	42.417	46.958	51.584	56.378
Enel RJ	8.895	17.318	24.742	31.776	38.669	44.139	49.448	54.741	60.135	63.568
Enel SP	7.887	16.415	25.070	34.415	43.301	52.834	61.195	70.042	79.551	86.943
ENF	287	558	797	1.024	1.246	1.471	1.648	1.824	2.004	2.190
EPB	3.166	5.963	8.808	11.312	13.315	15.714	17.604	19.488	21.408	22.630
ESE	1.073	2.089	3.190	4.096	5.154	6.082	6.814	7.799	8.567	9.364
ESS	640	1.377	2.174	2.984	3.754	4.581	5.486	6.279	7.131	8.058
ETO	2.990	5.630	8.044	9.992	12.159	13.879	15.549	17.213	18.289	19.989
Forcel	13	27	40	53	67	79	92	102	115	126
Hidropan	18	37	59	81	102	124	149	170	193	211
Ienergia	9	21	37	54	72	94	117	143	168	190
Light	12.196	22.967	33.925	43.569	53.021	60.521	67.800	77.602	82.453	90.115
MuxEnergia	5	10	17	24	32	41	51	60	68	77
RGE	2.963	6.166	9.737	13.366	16.817	20.520	23.767	28.125	30.896	34.912
Roraima Energia	353	688	1.050	1.349	1.697	2.003	2.320	2.569	2.822	3.084
Sulgipe	118	245	375	514	647	790	915	1.047	1.189	1.299
Uhenpal	14	28	45	62	80	98	117	134	153	172

Tabela 12: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR2

AR2										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	3.121	6.078	8.683	11.152	14.031	16.015	18.550	20.536	22.559	23.847
CEA	159	343	541	768	1.000	1.220	1.461	1.672	1.899	2.145
Ceal	1.663	3.237	4.782	6.349	7.726	9.118	10.561	11.692	12.844	14.037
CEB-DIS	1.654	3.329	4.918	6.530	8.216	9.696	11.230	12.433	14.120	15.433
CEEE-D	820	1.823	2.977	4.225	5.496	6.933	8.303	9.825	11.537	13.037
Celesc-DIS	477	1.173	2.116	3.210	4.615	6.019	7.452	9.117	11.068	12.931
Celipa	9.398	17.698	26.142	33.573	40.857	46.636	54.016	59.799	65.690	69.441
Celpe	7.081	13.786	20.365	26.153	31.827	36.329	42.078	46.583	51.173	55.928
Cemar	5.930	11.167	16.495	21.184	24.935	29.427	32.966	36.495	40.091	42.380
Cemig-D	20.956	40.802	60.271	77.403	94.195	111.164	124.534	137.866	151.449	165.523
Cepisa	2.739	5.159	7.621	9.787	11.910	13.595	15.230	16.860	18.521	20.242
Ceron	869	1.808	2.762	3.667	4.613	5.629	6.520	7.462	8.476	9.263
Chesp	68	133	202	260	327	386	432	495	544	594
Cocel	63	130	199	273	344	406	486	556	611	691
Coelba	10.319	20.091	29.677	38.113	46.381	54.736	63.398	70.185	77.100	84.265
Cooperaliança	10	24	41	60	84	109	135	160	188	220
Copel-DIS	5.304	11.038	16.858	23.143	29.118	34.363	41.150	47.100	51.740	58.465
Cosern	2.161	4.207	6.215	8.252	10.042	11.851	13.726	15.195	16.693	18.244
CPFL Paulista	4.831	10.055	15.356	21.081	26.524	31.302	37.484	42.903	47.130	53.256
CPFL Piratininga	1.664	3.463	5.468	7.507	9.445	11.524	13.348	15.278	17.352	19.607

AR2										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
CPFL Santa Cruz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Demei	16	35	57	81	109	138	165	196	230	259
DMED	45	98	160	219	295	360	431	510	580	655
EBO	258	520	768	1.020	1.241	1.465	1.697	1.942	2.133	2.331
EDP ES	1.627	3.385	5.170	7.098	8.930	10.539	12.621	14.445	15.869	17.931
EDP SP	1.667	3.588	5.479	7.522	9.785	11.939	13.829	15.828	17.977	20.313
EFLJC	1	2	4	6	8	10	13	15	18	20
Eflul	5	10	15	22	28	35	41	49	56	63
Elektro	2.557	5.321	8.127	11.156	14.513	17.127	20.510	23.475	26.662	29.139
Eletroacre	297	617	975	1.295	1.684	2.055	2.380	2.724	3.094	3.381
Eletrocar	22	47	77	109	142	179	214	245	287	325
ELFSM	55	118	193	273	368	448	537	635	722	816
EMG	1.395	2.716	3.880	4.983	6.064	6.921	8.017	8.875	9.430	10.306
EMS	2.766	5.386	7.696	9.883	12.027	14.194	15.901	17.603	19.338	21.135
EMT	4.036	7.857	11.226	14.906	17.545	20.706	23.196	25.679	28.209	30.831
Enel CE	6.860	13.357	19.083	24.507	30.835	35.197	40.767	45.131	49.577	52.408
Enel GO	5.844	11.764	17.377	23.073	28.079	33.137	37.122	42.489	46.675	51.013
Enel RJ	7.784	15.156	21.654	28.752	33.842	39.939	44.742	49.532	54.412	59.469
Enel SP	6.246	13.440	20.525	28.177	36.654	44.723	51.800	61.299	69.621	76.090
ENF	243	472	698	896	1.091	1.287	1.491	1.651	1.813	1.982
EPB	2.771	5.396	7.709	9.900	12.048	14.218	15.928	17.633	19.371	21.171
ESE	908	1.828	2.700	3.585	4.511	5.323	6.165	6.825	7.752	8.473
ESS	490	1.090	1.721	2.363	3.074	3.878	4.644	5.315	6.036	6.821
ETO	2.616	5.094	7.278	9.041	11.002	12.559	14.069	15.575	17.110	18.087
Forcel	11	22	33	45	55	67	78	89	98	110
Hidropan	13	29	45	64	83	102	122	144	163	179
Ienergia	6	15	25	39	55	72	93	113	133	155
Light	10.323	20.100	29.690	38.130	46.402	54.761	61.348	67.915	74.607	81.540
MuxEnergia	3	7	12	18	25	31	39	48	56	63
RGE	2.269	4.883	7.710	10.585	13.769	16.800	20.118	23.027	26.153	29.552
Roraima Energia	289	602	889	1.181	1.486	1.753	2.031	2.324	2.553	2.790
Sulgipe	90	188	297	407	530	646	749	886	973	1.100
Uhenpal	10	22	36	49	64	80	96	114	129	146

Tabela 13: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR3

AR3										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	2.556	5.145	7.599	9.760	11.877	14.016	16.234	17.972	19.743	21.578
CEA	118	254	415	589	766	966	1.157	1.369	1.554	1.756
Ceal	1.361	2.740	4.048	5.374	6.540	7.718	8.940	10.232	11.240	12.285
CEB-DIS	1.310	2.726	4.163	5.527	6.955	8.207	9.506	10.881	11.953	13.506
CEEE-D	549	1.264	2.133	3.130	4.210	5.310	6.575	7.780	9.136	10.324
Celesc-DIS	262	688	1.283	2.081	3.093	4.171	5.339	6.754	8.200	9.579
Celipa	7.694	14.981	22.129	29.382	35.757	40.815	47.274	52.334	57.490	62.833
Celpe	5.994	11.670	17.238	22.889	27.854	32.872	36.826	40.768	44.785	48.947
Cemar	5.019	9.773	13.963	18.540	21.822	25.753	28.851	31.939	35.086	38.347
Cemig-D	17.157	34.538	51.018	65.520	79.735	94.098	108.989	120.656	137.037	144.861
Cepisa	2.319	4.515	6.451	8.565	10.423	11.898	13.780	15.256	16.759	18.316
Ceron	665	1.385	2.187	3.002	3.777	4.609	5.519	6.317	7.174	7.841

AR3										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Chesp	54	109	166	220	277	327	378	419	476	520
Cocel	48	100	158	216	272	332	398	455	517	585
Coelba	8.448	17.006	25.121	33.355	40.592	47.904	55.485	61.424	67.476	73.746
Cooperaliança	6	15	28	42	58	78	100	123	144	168
Copel-DIS	4.062	8.741	13.350	18.326	23.840	29.088	33.691	39.869	45.282	49.490
Cosern	1.769	3.561	5.260	6.985	8.500	10.031	11.619	13.299	14.609	15.966
CPFL Paulista	3.579	7.449	11.762	16.146	21.004	25.628	30.689	35.126	39.895	45.080
CPFL Piratininga	1.233	2.653	4.188	5.750	7.479	9.126	10.928	12.932	14.688	16.053
CPFL Santa Cruz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demei	10	24	40	58	78	102	127	150	176	205
DMED	30	68	115	163	219	276	330	391	459	519
EBO	205	412	629	835	1.051	1.282	1.485	1.644	1.867	2.040
EDP ES	1.205	2.593	3.960	5.621	7.072	8.629	10.333	11.827	13.433	15.178
EDP SP	1.195	2.658	4.197	5.761	7.495	9.455	11.322	12.959	14.718	16.631
EFLJC	0	1	2	3	5	7	8	10	13	15
Eflul	3	7	11	16	21	26	32	37	44	50
Elektro	1.832	3.942	6.224	8.835	11.116	14.022	16.792	19.219	21.829	24.666
Eletroacre	227	473	747	1.060	1.334	1.682	1.949	2.306	2.619	2.862
Eletrocar	14	33	55	78	105	132	164	194	228	257
ELFSM	33	76	129	189	263	332	411	487	572	646
EMG	1.181	2.299	3.396	4.361	5.307	6.263	7.016	7.767	8.532	9.325
EMS	2.265	4.410	6.514	8.649	10.526	12.422	13.916	15.406	17.497	18.496
EMT	3.416	6.651	9.825	12.618	15.355	18.121	20.989	23.236	25.525	27.897
Enel CE	5.617	11.306	16.701	21.448	26.101	30.803	35.678	39.497	43.389	47.421
Enel GO	4.785	9.631	14.709	19.531	23.768	28.050	32.488	37.185	40.849	44.645
Enel RJ	6.589	12.829	18.951	24.338	29.618	34.953	39.157	43.349	49.234	52.045
Enel SP	4.475	9.956	15.721	22.313	29.026	35.416	42.410	50.187	57.001	64.409
ENF	192	387	571	759	955	1.127	1.262	1.445	1.587	1.734
EPB	2.269	4.567	6.747	8.664	10.544	12.443	13.940	15.955	17.527	18.528
ESE	719	1.447	2.211	2.935	3.693	4.506	5.219	5.973	6.562	7.172
ESS	340	781	1.275	1.810	2.354	2.970	3.677	4.209	4.942	5.585
ETO	2.290	4.312	6.370	8.181	9.629	11.363	12.730	14.093	15.482	16.365
Forcel	8	17	25	35	45	53	64	73	83	90
Hidropan	9	20	32	46	62	78	93	110	129	146
Ienergia	3	8	15	25	37	50	64	81	99	115
Light	8.452	17.014	25.132	32.277	40.610	47.926	53.690	61.452	67.507	73.780
MuxEnergia	2	4	8	12	17	22	28	35	41	48
RGE	1.521	3.384	5.525	7.841	10.546	13.304	15.931	18.853	21.412	24.195
Roraima Energia	237	477	728	999	1.216	1.484	1.719	1.967	2.234	2.442
Sulgipe	59	130	213	292	393	479	573	679	771	871
Uhenpal	7	15	25	36	49	61	74	87	102	116

Tabela 14: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR4

AR4										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	2.092	4.074	6.222	8.261	10.053	11.865	13.742	15.729	17.279	18.884
CEA	77	176	297	422	567	740	886	1.084	1.231	1.438
Ceal	1.043	2.170	3.314	4.400	5.536	6.534	7.567	8.661	9.515	10.752
CEB-DIS	1.003	2.088	3.189	4.377	5.507	6.720	8.047	9.210	10.118	11.433

AR4										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
CEEE-D	322	792	1.383	2.098	2.917	3.805	4.711	5.764	6.768	7.907
Celesc-DIS	106	320	659	1.142	1.815	2.530	3.462	4.379	5.496	6.639
Celipa	6.299	12.265	18.118	24.056	30.267	35.720	40.016	45.801	50.314	54.990
Celpe	4.907	9.555	14.114	18.740	23.578	27.826	31.172	35.679	39.194	42.837
Cemar	4.110	8.273	11.819	15.694	19.098	22.539	25.250	27.953	31.747	33.560
Cemig-D	13.587	27.350	40.401	53.643	67.494	79.652	92.257	105.595	115.999	126.779
Cepisa	1.899	3.697	5.460	7.250	8.823	10.413	11.665	13.351	14.667	16.030
Ceron	477	1.026	1.675	2.299	2.991	3.650	4.370	5.172	5.874	6.637
Chesp	41	83	127	174	219	267	310	355	390	440
Cocel	33	72	117	160	216	263	315	373	424	479
Coelba	6.690	13.467	20.567	27.309	33.234	40.550	45.427	51.994	59.053	64.541
Cooperaliança	3	8	16	25	38	53	67	85	103	125
Copel-DIS	3.009	6.476	10.225	14.512	18.878	23.034	27.584	32.642	37.073	41.892
Cosern	1.401	2.820	4.307	5.719	7.195	8.491	9.835	11.257	12.366	13.973
CPFL Paulista	2.480	5.337	8.713	12.367	16.087	19.629	24.303	27.816	32.663	35.698
CPFL Piratininga	826	1.838	3.001	4.259	5.729	6.990	8.654	10.241	11.631	13.143
CPFL Santa Cruz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demei	5	13	24	38	53	71	88	107	130	152
DMED	17	41	72	109	152	198	245	290	340	397
EBO	157	326	498	684	860	1.050	1.216	1.391	1.580	1.727
EDP ES	835	1.797	2.934	4.164	5.417	6.833	8.183	9.683	10.998	12.427
EDP SP	801	1.782	2.909	4.268	5.552	7.004	8.672	10.262	11.655	13.170
EFLJC	0	0	1	2	3	4	5	6	8	10
Eflul	2	4	7	10	14	18	23	28	33	37
Elektro	1.228	2.732	4.460	6.330	8.514	10.740	12.861	15.220	17.286	19.533
Eletroacre	157	339	553	785	1.021	1.289	1.543	1.826	2.074	2.343
Eletrocar	8	20	34	52	73	95	117	144	169	190
ELFSM	17	43	76	119	165	223	276	337	396	463
EMG	967	1.882	2.780	3.691	4.492	5.301	6.140	6.798	7.467	8.161
EMS	1.794	3.611	5.333	7.082	8.910	10.515	11.780	13.483	14.811	16.188
EMT	2.797	5.446	8.317	10.681	12.998	15.339	17.767	20.335	22.339	24.415
Enel CE	4.598	8.953	13.674	18.156	22.094	26.074	30.201	34.567	37.973	41.501
Enel GO	3.789	7.627	11.648	15.466	19.460	23.743	27.501	31.477	34.578	37.791
Enel RJ	5.218	10.504	15.516	19.926	25.071	29.587	34.269	37.938	41.676	45.549
Enel SP	3.000	6.674	10.895	15.988	21.503	27.126	32.483	38.440	45.138	51.005
ENF	147	306	452	621	756	922	1.068	1.223	1.343	1.468
EPB	1.858	3.739	5.524	7.334	8.925	10.533	12.200	13.506	14.837	16.215
ESE	533	1.109	1.750	2.403	3.024	3.689	4.273	4.891	5.555	6.071
ESS	213	490	855	1.254	1.687	2.200	2.724	3.224	3.785	4.277
ETO	1.875	3.650	5.392	6.925	8.427	9.619	11.141	12.334	13.549	14.808
Forcel	5	11	18	26	33	41	49	58	65	74
Hidropan	5	12	20	31	41	54	67	82	96	108
Ienergia	1	4	8	14	21	30	42	53	66	80
Light	6.693	13.473	19.902	26.426	33.249	39.238	45.448	52.018	57.143	62.454
MuxEnergia	1	2	4	7	10	14	18	23	29	33
RGE	923	2.194	3.703	5.434	7.309	9.533	11.802	13.966	16.400	18.532
Roraima Energia	175	365	577	791	996	1.215	1.455	1.665	1.891	2.067
Sulgipe	33	76	133	196	263	332	411	486	571	667
Uhenpal	4	9	16	24	33	43	53	65	76	89

Tabela 15: Resultados por distribuidora para o mercado aderente à GD considerando AR5

	AR5									
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	1.450	2.919	4.609	6.120	7.700	9.395	10.882	12.456	13.683	14.954
CEA	37	90	163	247	344	464	574	703	853	997
Ceal	699	1.455	2.297	3.153	3.967	4.840	5.796	6.634	7.535	8.235
CEB-DIS	629	1.354	2.210	3.034	3.946	4.978	5.961	6.823	7.749	8.757
CEEE-D	119	333	642	1.042	1.549	2.159	2.764	3.496	4.244	5.127
Cellesc-DIS	15	69	186	380	668	1.063	1.555	2.103	2.822	3.524
Celpa	4.366	9.086	13.422	18.425	23.183	27.359	31.688	36.270	39.843	45.022
Celpe	3.401	7.078	10.456	14.353	18.059	21.312	24.685	28.254	32.090	35.072
Cemar	3.044	6.129	9.053	12.020	15.124	17.848	20.673	22.886	25.993	28.408
Cemig-D	9.107	18.955	28.948	39.740	50.001	61.008	70.663	80.878	88.847	100.395
Cepisa	1.360	2.738	4.182	5.553	6.987	8.246	9.550	10.573	12.008	13.124
Ceron	280	622	1.050	1.491	2.005	2.529	3.132	3.706	4.351	4.917
Chesp	26	56	88	121	157	192	230	263	298	337
Cocel	18	42	71	104	140	176	218	258	303	343
Coelba	4.636	9.650	14.737	20.231	25.455	30.040	35.973	41.174	45.231	51.109
Cooperaliança	1	3	6	10	17	25	35	47	59	71
Copel-DIS	1.765	3.928	6.629	9.728	12.655	16.505	19.765	23.389	27.465	31.034
Cosern	939	1.954	2.985	4.098	5.330	6.504	7.533	8.622	9.793	11.065
CPFL Paulista	1.273	3.028	5.112	7.501	10.088	13.158	16.290	19.278	22.637	25.579
CPFL Piratininga	424	1.009	1.703	2.584	3.475	4.532	5.611	6.865	8.061	9.109
CPFL Santa Cruz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demei	2	5	10	17	26	36	48	63	76	92
DMED	6	17	32	54	78	108	139	176	213	249
EBO	98	211	345	474	616	752	901	1.066	1.210	1.368
EDP ES	443	1.020	1.779	2.611	3.512	4.430	5.485	6.491	7.622	8.904
EDP SP	372	915	1.596	2.422	3.368	4.392	5.438	6.653	7.813	9.127
EFLJC	0	0	0	0	1	1	2	2	3	4
Eflul	1	2	3	5	7	10	13	16	20	23
Elektro	590	1.450	2.448	3.714	5.164	6.735	8.339	9.868	11.980	13.537
Eletroacre	84	199	336	492	685	864	1.069	1.265	1.486	1.736
Eletrocar	3	8	15	25	37	50	67	84	102	119
ELFSM	4	13	28	48	74	103	142	179	225	271
EMG	693	1.394	2.060	2.735	3.441	4.198	4.703	5.383	6.114	6.682
EMS	1.243	2.587	3.951	5.246	6.601	8.054	9.328	10.677	11.729	12.819
EMT	2.004	4.034	6.161	8.181	10.293	12.147	14.069	16.103	17.690	19.989
Enel CE	3.187	6.633	10.130	13.450	16.923	20.648	23.916	27.373	30.070	33.978
Enel GO	2.540	5.286	8.346	11.458	14.416	17.590	21.064	24.109	27.382	29.927
Enel RJ	3.616	7.280	11.117	15.262	18.573	22.662	26.248	30.043	33.003	37.292
Enel SP	1.441	3.427	6.182	9.379	13.042	17.010	21.060	25.767	30.257	35.348
ENF	95	199	314	431	560	661	791	906	1.029	1.124
EPB	1.331	2.679	4.092	5.433	6.836	8.341	9.661	10.695	12.147	13.276
ESE	334	743	1.173	1.665	2.166	2.643	3.165	3.746	4.254	4.807
ESS	90	235	424	666	957	1.291	1.652	2.022	2.454	2.867
ETO	1.389	2.796	4.130	5.484	6.673	7.875	9.122	10.098	11.093	12.124
Forcel	3	6	10	15	20	26	32	37	44	51
Hidropan	2	5	9	14	21	29	38	46	56	68
Ienergia	0	1	2	4	8	12	18	25	33	42
Light	4.487	9.338	14.260	19.577	24.631	30.054	34.810	39.842	45.251	49.456
MuxEnergia	0	0	1	2	4	6	8	11	15	18

AR5										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
RGE	363	954	1.779	2.790	4.011	5.409	6.924	8.471	10.284	12.015
Roraima Energia	110	245	386	548	714	871	1.043	1.234	1.401	1.583
Sulgipe	10	28	54	88	126	176	226	276	335	391
Uhenpal	1	4	7	12	17	23	31	38	46	56

- **Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando todas as alternativas regulatórias**

Tabela 16: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR0

AR0 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	65,6	127,1	180,8	239,1	289,7	340,6	380,0	433,7	474,8	535,8
CEA	3,6	7,2	11,0	15,0	18,8	22,9	26,4	31,2	35,3	38,5
Ceal	26,9	52,1	76,6	101,3	122,8	144,3	166,6	183,8	208,3	226,9
CEB-DIS	29,1	56,4	82,9	109,6	132,8	156,2	186,6	205,7	233,2	254,1
CEEE-D	17,0	35,2	53,6	73,3	91,8	111,7	133,4	157,5	178,5	201,3
Celesc-DIS	14,4	30,9	50,2	71,0	92,0	115,8	138,3	163,3	191,4	215,8
Celpe	164,4	318,5	452,8	598,8	725,6	853,1	951,7	1.086,4	1.189,4	1.296,1
Celpe	114,9	222,6	327,3	418,4	507,0	596,1	665,0	759,2	831,1	937,8
Cemar	114,6	214,7	315,7	403,6	489,1	575,1	641,6	732,4	801,8	873,8
Cemig-D	289,1	541,6	796,4	1.018,2	1.233,9	1.450,8	1.674,9	1.911,8	2.092,9	2.280,6
Cepisa	44,5	86,1	126,7	161,9	196,2	223,0	257,4	293,8	321,7	350,6
Ceron	18,2	36,5	55,4	73,3	88,8	108,0	124,7	142,3	161,3	182,0
Chesp	0,9	1,8	2,7	3,4	4,3	5,0	5,8	6,4	7,2	7,9
Cocel	1,1	2,2	3,3	4,4	5,5	6,4	7,4	8,5	9,6	10,8
Coelba	152,1	294,7	433,4	554,0	671,4	789,4	911,3	1.040,2	1.138,7	1.240,9
Cooperaliança	0,3	0,6	0,9	1,3	1,6	2,1	2,5	2,9	3,3	3,9
Copel-DIS	144,3	289,2	425,2	562,2	704,8	857,2	989,5	1.129,3	1.279,6	1.443,4
Cosern	35,2	68,3	100,4	128,3	160,9	189,1	211,0	240,8	272,9	297,4
CPFL Paulista	74,8	149,9	220,4	301,4	365,2	444,2	512,7	585,2	663,1	748,0
CPFL Piratininga	28,0	56,1	82,5	109,1	136,7	166,3	191,9	219,1	248,2	280,0
CPFL Santa Cruz	0,1	0,3	0,6	1,0	1,4	1,9	2,5	3,3	4,0	4,8
Demei	0,3	0,6	0,9	1,3	1,6	2,0	2,3	2,8	3,1	3,5
DMED	0,7	1,4	2,1	2,9	3,7	4,4	5,3	6,1	6,9	7,7
EBO	4,4	8,4	12,4	16,4	19,9	24,2	27,9	31,9	34,9	39,4
EDP ES	27,2	54,4	80,0	105,8	132,6	161,2	186,1	212,4	240,7	271,5
EDP SP	25,9	51,9	78,9	104,3	130,8	159,1	183,6	209,5	237,4	267,8
EFLJC	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Eflul	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8
Elektro	38,6	77,4	113,8	155,6	188,6	229,4	264,8	302,2	342,5	386,3
Eletroacre	6,3	12,2	18,6	24,6	30,8	37,5	43,3	49,4	56,0	63,2
Eletrocar	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,5	2,9	3,3	3,8	4,3
ELFSM	0,9	1,8	2,7	3,7	4,6	5,6	6,5	7,6	8,6	9,7

AR0 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
EMG	21,2	41,1	58,5	74,8	90,6	106,6	123,0	135,7	153,8	167,6
EMS	39,9	77,2	109,8	145,2	176,0	200,0	230,9	263,6	288,5	314,4
EMT	74,3	144,0	211,8	270,8	328,1	385,8	430,4	491,3	537,9	606,9
Enel CE	116,5	225,8	321,1	424,6	514,5	604,9	674,8	770,3	843,3	951,5
Enel GO	101,9	197,4	290,2	371,0	465,1	546,8	631,3	696,2	789,0	859,7
Enel RJ	115,4	223,7	318,0	420,5	509,6	579,0	668,5	763,1	835,5	910,4
Enel SP	101,4	203,2	309,0	408,5	512,1	622,8	718,9	820,5	929,7	1.048,7
ENF	3,4	6,6	9,3	12,4	15,0	17,6	20,3	22,4	25,4	27,7
EPB	42,6	82,5	121,3	155,0	187,9	220,9	255,0	281,2	318,7	347,3
ESE	15,4	30,9	45,4	60,0	72,7	85,5	98,7	112,6	127,6	139,1
ESS	8,6	17,2	26,2	35,8	44,9	54,6	65,2	74,4	84,3	95,1
ETO	43,5	84,3	119,9	153,3	185,7	218,4	243,6	278,1	304,5	331,8
Forcel	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,1	1,2	1,3
Hidropan	0,2	0,4	0,6	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3
Ienergia	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,3	1,6	1,9	2,2	2,6
Light	156,4	293,1	431,0	551,0	667,8	785,2	906,5	1.034,7	1.132,7	1.234,3
MuxEnergia	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
RGE	36,7	73,6	111,9	147,9	185,5	225,6	260,4	297,1	336,7	379,8
Roraima Energia	6,4	12,8	18,8	24,8	30,1	36,6	42,2	48,2	54,6	59,5
Sulgipe	1,2	2,3	3,4	4,5	5,7	6,7	7,7	8,8	10,0	11,3
Uhenpal	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9

Tabela 17: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR1

AR1 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	33,4	64,7	98,4	130,1	163,1	191,7	221,3	261,5	286,2	322,9
CEA	1,3	2,7	4,4	6,3	8,1	10,2	12,6	14,9	17,4	19,7
Ceal	13,2	26,5	39,0	53,3	66,9	78,6	93,9	107,1	121,4	136,9
CEB-DIS	13,0	26,9	40,8	55,8	70,0	85,1	98,2	116,0	131,5	148,3
CEEE-D	5,3	11,6	18,9	27,7	37,1	46,7	57,6	70,4	82,5	93,0
Celesc-DIS	3,1	7,6	13,1	20,5	28,5	38,3	49,0	61,9	72,5	87,5
Celipa	86,5	167,6	246,4	325,8	408,5	480,2	573,6	654,7	716,6	808,4
Celpe	58,5	117,1	172,2	227,7	285,5	347,3	400,8	457,4	518,3	564,8
Cemar	60,3	120,8	177,6	234,9	284,6	334,6	399,7	440,8	499,5	544,3
Cemig-D	142,3	275,7	419,3	554,4	694,9	816,9	943,0	1.113,9	1.219,3	1.375,5
Cepisa	24,2	46,9	68,9	91,1	114,2	134,3	155,0	176,9	200,5	218,4
Ceron	7,6	15,7	24,7	33,8	43,8	53,3	63,6	75,1	88,1	99,3
Chesp	0,4	0,9	1,3	1,7	2,2	2,6	3,1	3,6	4,1	4,6
Cocel	0,4	0,9	1,4	2,0	2,5	3,2	3,8	4,5	5,1	5,7
Coelba	77,4	150,0	228,1	301,6	378,1	444,5	530,9	605,9	686,5	748,0
Cooperaliança	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,2	1,4	1,6
Copel-DIS	60,1	124,6	195,9	267,9	347,4	437,1	521,9	595,5	698,3	787,5

AR1 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Cosern	16,8	34,8	51,1	69,9	87,6	103,0	123,0	140,4	159,0	179,4
CPFL Paulista	29,2	62,5	98,2	134,3	174,1	211,8	252,9	298,6	350,2	394,9
CPFL Piratininga	10,6	21,9	35,6	48,6	63,1	79,3	94,7	111,8	126,7	147,9
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
Demei	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
DMED	0,2	0,5	0,8	1,1	1,5	1,9	2,3	2,7	3,2	3,7
EBO	2,0	4,0	6,1	8,4	10,5	12,7	15,2	17,4	19,7	22,2
EDP ES	10,6	22,7	34,5	48,8	63,2	76,9	91,8	108,4	122,8	143,4
EDP SP	9,4	20,2	31,8	45,0	58,3	73,4	87,6	103,5	121,3	136,8
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Eflul	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
Elektro	14,6	30,2	47,5	67,1	87,0	105,8	130,7	149,2	174,9	197,2
Eletroacre	2,5	5,1	8,0	11,3	14,7	17,9	21,4	25,2	29,6	33,3
Eletrocar	0,1	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0
ELFSM	0,3	0,6	0,9	1,3	1,7	2,2	2,7	3,2	3,7	4,4
EMG	11,2	21,6	32,9	42,1	52,8	62,0	71,6	81,7	92,6	104,5
EMS	20,3	40,7	59,8	79,0	99,1	116,5	134,5	153,5	173,9	196,2
EMT	39,1	78,4	115,2	152,4	184,7	224,6	259,3	295,9	335,3	365,4
Enel CE	59,3	114,9	174,8	231,1	289,7	340,5	393,1	464,3	508,3	573,4
Enel GO	48,5	97,2	147,8	195,4	244,9	297,9	355,8	406,0	460,0	518,9
Enel RJ	58,8	117,7	173,1	228,9	286,9	337,3	389,3	444,3	503,5	548,6
Enel SP	37,0	79,2	124,6	176,2	228,4	287,4	343,2	405,2	475,1	535,7
ENF	1,6	3,2	4,8	6,3	7,9	9,6	11,1	12,6	14,3	16,2
EPB	22,4	43,4	66,0	87,3	105,7	128,6	148,5	169,4	192,0	209,2
ESE	7,1	14,2	22,3	29,5	38,3	46,6	53,8	63,5	72,0	81,2
ESS	2,8	6,3	10,2	14,5	18,7	23,6	29,1	34,4	40,3	47,0
ETO	24,5	47,4	69,7	89,1	111,8	131,4	151,7	173,1	189,5	213,8
Forcel	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5	0,6	0,7
Hidropan	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0
Ienergia	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,0
Light	77,0	149,2	226,9	300,0	376,1	442,1	510,4	602,9	659,9	744,4
MuxEnergia	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
RGE	12,1	26,0	42,2	59,7	77,4	97,4	116,3	142,1	160,9	187,8
Roraima Energia	2,9	5,9	9,2	12,2	15,8	19,3	23,0	26,3	29,7	33,6
Sulgipe	0,4	0,8	1,3	1,8	2,3	2,9	3,5	4,1	4,8	5,4
Uhenpal	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9

Tabela 18: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR2

AR2 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	28,4	56,8	83,5	110,5	143,3	168,4	201,2	229,6	260,1	283,4
CEA	0,9	2,1	3,4	5,0	6,7	8,4	10,4	12,2	14,3	16,7
Ceal	10,9	21,8	33,1	45,3	56,8	69,1	82,5	94,1	106,6	120,3
CEB-DIS	10,6	22,1	33,5	45,9	59,5	72,3	86,4	98,5	115,6	130,3
CEEE-D	3,8	8,6	14,5	21,3	28,5	37,1	45,8	56,0	67,9	79,2
Celesc-DIS	1,9	4,9	9,1	14,3	21,2	28,5	36,4	46,0	57,7	69,7
Celipa	73,4	142,3	216,4	286,1	358,7	421,6	503,7	574,8	651,3	709,6
Celpe	49,6	99,5	151,3	200,0	250,7	294,7	352,0	401,7	455,2	513,5
Cemar	52,9	102,6	156,0	206,2	249,9	304,0	350,9	400,5	453,8	494,4
Cemig-D	116,9	234,1	356,0	470,8	590,1	717,7	828,5	945,5	1.071,3	1.208,5
Cepisa	20,5	39,8	60,5	80,0	100,3	117,9	136,1	155,3	176,0	198,6
Ceron	6,0	12,9	20,3	27,7	36,0	45,3	54,0	63,8	74,8	84,4
Chesp	0,4	0,7	1,1	1,5	1,9	2,3	2,7	3,2	3,6	4,0
Cocel	0,3	0,7	1,2	1,7	2,1	2,6	3,2	3,8	4,3	5,0
Coelba	63,6	127,4	193,7	256,1	321,1	390,5	466,4	532,3	603,1	680,2
Cooperaliança	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3
Copel-DIS	47,8	102,4	160,9	227,6	295,1	358,8	443,4	523,5	593,1	692,3
Cosern	14,2	28,5	43,4	59,3	74,4	90,5	108,1	123,3	139,7	157,6
CPFL Paulista	23,2	49,6	78,0	110,4	143,1	174,0	215,0	253,8	287,5	335,6
CPFL Piratininga	8,1	17,4	28,3	40,0	51,8	65,2	77,8	91,9	107,7	125,7
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	0,9	1,2	1,3
DMED	0,2	0,4	0,6	0,8	1,2	1,5	1,8	2,2	2,6	3,0
EBO	1,6	3,4	5,2	7,1	8,9	10,8	12,9	15,3	17,3	19,5
EDP ES	8,4	18,0	28,3	40,1	51,9	63,1	78,0	92,1	104,4	121,8
EDP SP	7,3	16,1	25,3	35,7	47,9	60,3	72,0	85,0	99,7	116,3
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Eflul	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Elektro	11,2	24,0	37,7	53,3	71,5	86,9	107,4	126,8	148,7	167,7
Eletroacre	1,9	4,1	6,6	9,0	12,1	15,2	18,2	21,4	25,1	28,3
Eletrocar	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,7
ELFSM	0,2	0,4	0,7	1,0	1,3	1,7	2,1	2,5	3,0	3,5
EMG	9,5	19,0	27,9	37,0	46,3	54,5	65,1	74,2	81,3	91,7
EMS	17,2	34,5	50,8	67,1	84,1	102,3	118,1	134,8	152,7	172,3
EMT	33,2	66,6	97,9	133,8	162,2	197,3	227,7	259,9	294,5	332,2
Enel CE	50,4	100,9	148,4	196,2	254,4	299,1	357,2	407,7	461,9	503,3
Enel GO	39,8	82,5	125,5	171,6	215,1	261,6	301,9	356,6	404,1	455,7
Enel RJ	49,9	100,0	147,0	201,0	243,6	296,2	342,0	390,3	442,2	498,9
Enel SP	28,4	62,9	99,0	140,0	187,7	236,1	281,9	344,5	403,8	455,3
ENF	1,3	2,7	4,0	5,3	6,7	8,1	9,7	11,1	12,6	14,2
EPB	19,0	38,1	56,0	74,1	92,9	113,0	130,4	148,8	168,6	190,2
ESE	5,8	12,1	18,3	25,1	32,5	39,6	47,3	53,9	63,2	71,3

AR2 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESS	2,1	4,8	7,9	11,1	14,9	19,4	23,9	28,3	33,1	38,7
ETO	20,8	41,6	61,2	78,3	98,1	115,4	133,2	152,0	172,2	187,7
Forcel	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6
Hidropan	0,0	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9
Ienergia	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8
Light	63,3	126,7	192,7	254,8	319,4	388,4	448,4	511,7	579,8	654,0
MuxEnergia	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3
RGE	9,0	20,0	32,4	45,9	61,5	77,4	95,6	112,9	132,3	154,4
Roraima Energia	2,3	5,0	7,6	10,4	13,5	16,4	19,5	23,1	26,1	29,5
Sulgipe	0,3	0,6	1,0	1,4	1,8	2,3	2,7	3,4	3,8	4,4
Uhenpal	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7

Tabela 19: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR3

AR3 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	22,4	46,4	70,5	93,3	116,9	142,2	169,9	193,8	219,6	247,7
CEA	0,7	1,5	2,5	3,7	4,9	6,4	7,9	9,7	11,3	13,2
Ceal	8,6	17,8	27,0	37,0	46,4	56,4	67,3	79,5	90,1	101,6
CEB-DIS	8,1	17,4	27,4	37,5	48,6	59,1	70,5	83,3	94,3	110,1
CEEE-D	2,4	5,8	10,0	15,2	21,1	27,4	35,0	42,8	51,9	60,5
Celesc-DIS	1,0	2,8	5,3	8,9	13,7	19,1	25,2	32,9	41,3	49,8
Celpa	58,0	116,2	176,7	241,6	302,9	356,0	425,3	485,3	549,9	620,3
Celpe	40,5	81,2	123,5	168,9	211,7	257,4	297,2	339,1	384,3	433,4
Cemar	43,2	86,6	127,3	174,1	211,0	256,6	296,2	338,1	383,1	432,2
Cemig-D	92,3	191,2	290,7	384,4	481,8	586,0	699,9	798,7	936,8	1.020,5
Cepisa	16,8	33,6	49,4	67,6	84,7	99,5	118,9	135,7	153,8	173,4
Ceron	4,5	9,5	15,5	21,9	28,4	35,8	44,2	52,2	61,1	68,9
Chesp	0,3	0,6	0,9	1,2	1,6	1,9	2,3	2,6	3,0	3,4
Cocel	0,3	0,5	0,9	1,3	1,6	2,1	2,5	3,0	3,5	4,1
Coelba	50,2	104,0	158,2	216,3	271,1	329,7	393,8	449,4	509,2	574,3
Cooperaliança	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0
Copel-DIS	35,3	78,2	122,9	173,9	233,2	293,3	350,2	427,9	501,6	565,5
Cosern	11,2	23,3	35,4	48,5	60,7	73,9	88,2	104,2	118,0	133,1
CPFL Paulista	16,6	35,5	57,7	81,5	109,3	137,5	169,9	200,6	235,2	274,5
CPFL Piratininga	5,8	12,8	20,9	29,5	39,6	49,8	61,5	75,2	88,1	99,3
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0
DMED	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,3	1,6	2,0	2,3
EBO	1,3	2,6	4,1	5,6	7,3	9,1	10,9	12,5	14,6	16,5
EDP ES	6,0	13,3	20,9	30,6	39,7	49,9	61,7	72,8	85,3	99,6
EDP SP	5,0	11,5	18,7	26,4	35,4	46,1	56,9	67,2	78,8	92,0
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

AR3 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Eflul	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Elektro	7,7	17,1	27,9	40,7	52,8	68,7	84,9	100,2	117,5	137,1
Eletroacre	1,4	3,0	4,9	7,1	9,2	12,0	14,3	17,5	20,5	23,2
Eletrocar	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,1	1,3
ELFSM	0,1	0,2	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	1,9	2,3	2,7
EMG	7,7	15,5	23,6	31,2	39,1	47,6	54,9	62,7	71,0	80,1
EMS	13,6	27,3	41,4	56,7	71,1	86,4	99,7	113,8	133,5	145,4
EMT	27,1	54,3	82,6	109,3	136,9	166,6	198,9	227,0	257,2	290,1
Enel CE	39,8	82,4	125,3	165,7	207,7	252,6	301,7	344,2	390,0	439,9
Enel GO	31,5	65,2	102,5	140,1	175,6	213,6	255,1	301,3	341,3	385,0
Enel RJ	40,7	81,6	124,1	164,1	205,7	250,1	288,7	329,5	386,5	421,1
Enel SP	19,6	45,0	73,1	107,0	143,4	180,4	222,9	272,3	319,1	372,4
ENF	1,0	2,1	3,2	4,4	5,7	6,9	7,9	9,4	10,6	12,0
EPB	15,0	31,1	47,3	62,6	78,4	95,4	110,1	130,0	147,3	160,5
ESE	4,4	9,2	14,5	19,8	25,7	32,3	38,6	45,6	51,6	58,2
ESS	1,4	3,3	5,6	8,2	11,0	14,3	18,3	21,6	26,2	30,6
ETO	17,5	34,0	51,7	68,3	82,8	100,7	116,3	132,7	150,4	163,9
Forcel	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Hidropan	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Ienergia	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Light	49,9	103,5	157,3	208,0	269,7	328,1	378,6	447,2	506,7	571,5
MuxEnergia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
RGE	5,8	13,3	22,4	32,8	45,5	59,2	73,1	89,3	104,7	122,1
Roraima Energia	1,8	3,8	6,0	8,5	10,6	13,4	16,0	18,8	22,1	24,9
Sulgipe	0,2	0,4	0,7	0,9	1,3	1,6	2,0	2,5	2,9	3,4
Uhenpal	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6

Tabela 20: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR4

AR4 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	17,6	35,3	55,5	75,9	95,1	115,7	138,2	163,2	184,9	208,5
CEA	0,4	1,0	1,7	2,5	3,5	4,7	5,8	7,4	8,6	10,4
Ceal	6,3	13,5	21,3	29,1	37,7	45,9	54,8	64,7	73,3	85,6
CEB-DIS	6,0	12,8	20,2	28,5	37,0	46,5	57,4	67,8	76,8	89,7
CEEE-D	1,4	3,5	6,3	9,8	14,0	18,9	24,1	30,5	37,0	44,6
Celesc-DIS	0,4	1,2	2,6	4,7	7,7	11,1	15,7	20,5	26,7	33,3
Celpe	45,6	91,4	139,0	190,1	246,4	299,7	345,9	408,5	462,9	522,0
Celpe	31,9	63,9	97,1	132,8	172,2	209,5	241,8	285,5	323,5	364,8
Cemar	34,0	70,4	103,5	141,6	177,5	215,9	249,2	284,4	333,5	363,4
Cemig-D	70,2	145,5	221,2	302,5	392,2	476,9	569,6	672,6	762,0	859,4
Cepisa	13,2	26,4	40,2	54,9	68,9	83,8	96,7	114,2	129,4	145,9
Ceron	3,1	6,8	11,4	16,1	21,6	27,2	33,6	41,1	48,1	56,2

AR4 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Chesp	0,2	0,4	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,8
Cocel	0,2	0,4	0,6	0,9	1,2	1,6	1,9	2,4	2,8	3,2
Coelba	38,2	79,1	124,4	170,2	213,3	268,4	309,7	365,8	428,9	483,7
Cooperaliança	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,6	0,7
Copel-DIS	25,1	55,6	90,5	132,3	177,5	223,2	275,7	336,9	394,8	460,8
Cosern	8,6	17,7	27,9	38,1	49,4	60,1	71,8	84,8	96,0	112,1
CPFL Paulista	11,0	24,4	41,0	60,0	80,5	101,2	129,4	152,8	185,3	208,9
CPFL Piratininga	3,7	8,5	14,4	21,0	29,2	36,7	46,9	57,2	67,1	78,3
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
DMED	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,7
EBO	0,9	2,0	3,1	4,4	5,7	7,2	8,6	10,1	11,9	13,4
EDP ES	4,0	8,9	14,9	21,8	29,2	38,0	47,0	57,4	67,2	78,5
EDP SP	3,2	7,4	12,4	18,8	25,2	32,8	41,9	51,2	60,0	70,1
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eflul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Elektro	5,0	11,4	19,2	28,1	38,9	50,6	62,5	76,4	89,5	104,5
Eletoacre	0,9	2,1	3,5	5,1	6,8	8,8	10,9	13,3	15,6	18,3
Eletrocar	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	0,9
ELFSM	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8
EMG	6,1	12,2	18,6	25,4	31,8	38,7	46,2	52,7	59,8	67,4
EMS	10,4	21,4	32,6	44,6	57,8	70,3	81,1	95,8	108,6	122,5
EMT	21,3	42,7	67,2	88,9	111,4	135,5	161,8	191,1	216,5	244,2
Enel CE	31,3	62,7	98,6	134,8	168,9	205,5	245,4	289,8	328,3	370,3
Enel GO	23,9	49,6	78,0	106,6	138,2	173,9	207,7	245,2	277,8	313,3
Enel RJ	31,0	64,2	97,6	129,1	167,4	203,5	243,1	277,4	314,3	354,5
Enel SP	12,6	29,0	48,7	73,7	102,2	132,9	164,2	200,5	243,2	283,8
ENF	0,7	1,6	2,4	3,4	4,3	5,4	6,5	7,6	8,7	9,8
EPB	11,8	24,5	37,2	50,9	63,8	77,6	92,7	105,7	119,8	135,1
ESE	3,2	6,8	11,0	15,6	20,2	25,4	30,4	35,9	42,1	47,4
ESS	0,8	2,0	3,6	5,5	7,6	10,2	13,0	15,9	19,3	22,5
ETO	13,8	27,6	42,0	55,6	69,7	81,9	97,8	111,7	126,5	142,7
Forcel	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
Hidropan	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5
Ienergia	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
Light	38,0	78,7	119,7	163,7	212,2	258,1	308,3	364,0	412,4	465,1
MuxEnergia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
RGE	3,4	8,3	14,4	21,9	30,3	40,8	52,1	63,6	77,2	90,0
Roraima Energia	1,3	2,8	4,6	6,5	8,4	10,5	13,0	15,3	18,0	20,3
Sulgipe	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7	2,1	2,5
Uhenpal	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4

Tabela 21: Resultados por distribuidora para a perda de receita considerando AR5

AR5 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	11,5	23,9	38,9	53,2	69,0	86,8	103,6	122,3	138,6	156,3
CEA	0,2	0,5	0,9	1,4	2,0	2,8	3,6	4,5	5,7	6,9
Ceal	4,0	8,6	14,0	19,7	25,6	32,2	39,8	46,9	55,0	62,1
CEB-DIS	3,5	7,9	13,2	18,7	25,1	32,6	40,3	47,6	55,7	65,1
CEEE-D	0,5	1,4	2,8	4,6	7,1	10,2	13,4	17,5	22,0	27,5
Celesc-DIS	0,1	0,3	0,7	1,5	2,7	4,4	6,7	9,4	13,0	16,8
Celipa	29,9	64,1	97,4	137,8	178,6	217,2	259,4	306,3	347,0	405,1
Celpe	20,9	44,8	68,1	96,3	124,8	151,8	181,3	214,1	251,0	283,0
Cemar	23,8	49,3	75,0	102,6	133,0	161,8	193,2	220,5	258,6	291,6
Cemig-D	44,5	95,4	149,9	212,1	274,9	345,9	413,0	487,6	552,4	644,8
Cepisa	8,9	18,5	29,1	39,8	51,6	62,8	75,0	85,5	100,3	113,1
Ceron	1,7	3,9	6,8	9,9	13,7	17,9	22,8	27,9	33,8	39,4
Chesp	0,1	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,5	1,7	2,0
Cocel	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	1,9	2,2
Coelba	25,0	53,6	84,3	119,3	154,6	188,0	232,4	274,4	310,8	362,8
Cooperaliança	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4
Copel-DIS	13,9	31,9	55,5	84,0	112,6	151,5	187,1	228,5	277,2	323,4
Cosern	5,4	11,6	18,3	25,8	34,7	43,6	52,1	61,5	72,1	84,1
CPFL Paulista	5,4	13,1	22,8	34,5	47,8	64,3	82,2	100,3	121,7	142,0
CPFL Piratininga	1,8	4,4	7,7	12,1	16,7	22,5	28,8	36,4	44,1	51,4
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4
DMED	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8	1,0
EBO	0,5	1,2	2,0	2,9	3,9	4,9	6,0	7,4	8,6	10,1
EDP ES	2,0	4,8	8,6	12,9	17,9	23,3	29,8	36,4	44,2	53,3
EDP SP	1,4	3,6	6,5	10,1	14,5	19,5	24,9	31,5	38,2	46,1
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eflul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Elektro	2,3	5,7	10,0	15,6	22,3	30,1	38,4	46,9	58,9	68,7
Eletroacre	0,5	1,1	2,0	3,0	4,3	5,6	7,2	8,8	10,6	12,8
Eletrocar	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,5
ELFSM	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,8	1,0
EMG	4,1	8,6	13,0	17,8	23,1	29,0	33,5	39,5	46,4	52,3
EMS	6,8	14,5	22,9	31,3	40,5	51,0	60,9	71,9	81,4	91,8
EMT	14,5	30,0	47,1	64,4	83,5	101,5	121,3	143,2	162,2	189,4
Enel CE	20,5	43,9	69,1	94,5	122,5	154,1	184,0	217,2	246,1	287,3
Enel GO	15,2	32,5	52,9	74,7	96,9	121,9	150,6	177,8	208,5	235,0
Enel RJ	20,3	42,1	66,2	93,6	117,3	147,6	176,2	208,1	235,7	275,2
Enel SP	5,7	14,1	26,2	40,9	58,7	78,9	100,9	127,4	154,5	186,5
ENF	0,5	1,0	1,6	2,3	3,0	3,7	4,5	5,4	6,3	7,1
EPB	8,0	16,6	26,1	35,7	46,2	58,2	69,5	79,3	92,9	104,8
ESE	1,9	4,3	7,0	10,2	13,7	17,3	21,3	26,0	30,5	35,6

AR5 - Valores em milhões de reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESS	0,3	0,9	1,7	2,7	4,1	5,7	7,5	9,5	11,9	14,3
ETO	9,7	20,0	30,5	41,7	52,2	63,5	75,8	86,5	98,0	110,6
Forcel	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Hidropan	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
Ienergia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
Light	24,1	51,6	81,1	114,8	148,8	187,2	223,5	263,9	309,4	348,9
MuxEnergia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
RGE	1,3	3,4	6,6	10,6	15,8	21,9	29,0	36,6	45,9	55,4
Roraima Energia	0,8	1,8	2,9	4,2	5,7	7,1	8,8	10,8	12,6	14,7
Sulgipe	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,9	1,2	1,4
Uhenpal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3

- **Resultados por distribuidora para o impacto na perda de receita por prosumidor considerando todas as alternativas regulatórias**

Tabela 22: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando ARO

ARO - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	10.793,9	11.104,9	11.425,7	11.764,9	12.112,5	12.476,0	12.844,6	13.244,6	13.646,9	14.088,9
CEA	7.035,9	7.239,7	7.452,7	7.676,1	7.906,2	8.147,9	8.394,7	8.662,7	8.934,5	9.208,0
Coel	7.769,6	7.993,5	8.226,8	8.470,5	8.720,4	8.981,9	9.255,8	9.532,6	9.834,8	10.137,8
CEB-DIS	7.647,0	7.867,3	8.097,0	8.336,8	8.582,8	8.840,2	9.118,0	9.390,1	9.687,0	9.985,0
CEEE-D	5.470,0	5.629,2	5.794,6	5.968,1	6.146,9	6.334,8	6.532,2	6.740,0	6.950,9	7.172,8
Telesc-DIS	4.831,7	4.972,9	5.121,5	5.276,1	5.436,2	5.605,0	5.778,3	5.960,9	6.153,4	6.348,6
Delpa	9.284,7	9.552,3	9.828,2	10.120,0	10.419,0	10.731,7	11.048,7	11.392,8	11.738,9	12.101,3
Delpe	8.329,8	8.569,9	8.820,0	9.077,3	9.345,8	9.626,4	9.910,9	10.219,8	10.530,3	10.871,4
Demar	10.605,4	10.909,4	11.228,3	11.556,0	11.898,0	12.255,4	12.617,7	13.011,0	13.406,3	13.820,3
Cemig-D	6.625,3	6.815,3	7.014,5	7.219,2	7.432,9	7.656,2	7.890,0	8.135,1	8.381,8	8.640,3
Cepisa	8.906,1	9.162,8	9.430,2	9.705,3	9.992,4	10.284,4	10.599,3	10.929,3	11.261,2	11.608,8
Ceron	8.237,4	8.476,0	8.725,4	8.983,1	9.247,8	9.531,9	9.821,5	10.125,4	10.444,7	10.780,2
Chesp	6.155,0	6.332,3	6.517,2	6.707,3	6.909,8	7.116,8	7.333,6	7.552,9	7.792,2	8.032,2
Cocel	6.579,2	6.768,8	6.968,4	7.174,3	7.390,1	7.610,9	7.842,4	8.085,3	8.340,4	8.608,5
Coelba	7.320,6	7.531,6	7.751,4	7.977,5	8.213,5	8.460,2	8.718,5	8.989,3	9.261,9	9.547,5
Cooperaliança	5.442,2	5.601,3	5.767,2	5.939,4	6.120,4	6.310,9	6.506,4	6.712,3	6.921,8	7.151,0
Copel-DIS	10.702,2	11.012,1	11.333,1	11.668,5	12.019,7	12.388,2	12.764,1	13.158,7	13.573,2	14.008,9
Cosern	7.831,5	8.057,2	8.292,4	8.534,2	8.792,0	9.055,3	9.322,6	9.612,6	9.917,0	10.222,3
CPFL Paulista	5.696,1	5.861,0	6.031,8	6.213,0	6.395,9	6.592,1	6.792,3	7.002,4	7.223,1	7.455,1
CPFL Piratininga	5.790,9	5.958,6	6.132,3	6.313,8	6.503,8	6.703,2	6.906,6	7.120,1	7.344,4	7.580,2
CPFL Santa Cruz	1.949,4	2.008,0	2.069,7	2.134,5	2.200,8	2.271,3	2.344,5	2.422,1	2.500,2	2.582,9
Demei	4.664,2	4.800,0	4.941,0	5.088,9	5.241,5	5.405,3	5.568,7	5.745,9	5.925,9	6.115,1
DMED	4.190,3	4.311,6	4.438,5	4.571,5	4.708,6	4.852,5	5.003,8	5.157,8	5.319,8	5.490,0

AR0 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
EBO	7.576,9	7.795,2	8.022,8	8.260,4	8.504,2	8.765,7	9.032,3	9.312,0	9.593,9	9.903,3
EDP ES	6.140,4	6.318,2	6.502,3	6.694,8	6.896,3	7.107,7	7.323,4	7.549,8	7.787,6	8.037,6
EDP SP	5.170,7	5.320,4	5.477,0	5.638,8	5.808,3	5.986,2	6.167,7	6.358,3	6.558,5	6.769,0
EFLJC	3.628,9	3.735,0	3.844,6	3.959,6	4.080,5	4.204,8	4.335,5	4.473,1	4.613,0	4.760,1
Eflul	4.627,1	4.761,7	4.900,3	5.047,4	5.198,8	5.357,8	5.520,2	5.690,7	5.869,8	6.058,1
Elektro	5.200,4	5.351,0	5.507,0	5.672,4	5.839,3	6.018,5	6.201,3	6.393,1	6.594,6	6.806,4
Eletroacre	7.575,1	7.793,3	8.023,1	8.260,2	8.508,6	8.769,3	9.035,3	9.314,5	9.607,9	9.916,3
Eletrocar	4.662,4	4.797,4	4.938,6	5.086,6	5.239,1	5.399,2	5.567,6	5.739,0	5.919,1	6.108,6
ELFSM	3.829,4	3.940,3	4.056,3	4.177,8	4.303,1	4.434,6	4.569,0	4.714,8	4.862,7	5.018,3
EMG	8.081,5	8.314,4	8.554,5	8.804,6	9.065,3	9.337,8	9.623,1	9.911,2	10.225,8	10.541,0
EMS	7.398,9	7.612,1	7.832,0	8.064,5	8.302,8	8.545,3	8.806,7	9.080,8	9.356,5	9.645,3
EMT	9.779,2	10.061,0	10.354,7	10.656,7	10.971,9	11.301,5	11.635,5	11.998,0	12.362,6	12.763,1
Enel CE	8.722,8	8.974,2	9.233,4	9.507,5	9.788,4	10.082,2	10.380,0	10.703,3	11.028,4	11.385,6
Enel GO	8.098,3	8.331,7	8.574,9	8.825,0	9.091,5	9.363,8	9.649,1	9.937,6	10.252,5	10.568,2
Enel RJ	7.613,9	7.833,3	8.059,6	8.298,9	8.544,1	8.793,6	9.062,7	9.344,8	9.628,5	9.925,6
Enel SP	5.405,1	5.561,7	5.725,4	5.894,5	6.071,7	6.257,6	6.447,4	6.646,6	6.855,9	7.075,9
ENF	6.495,8	6.683,0	6.876,0	7.080,2	7.289,4	7.508,1	7.737,2	7.968,7	8.221,4	8.474,7
EPB	8.153,4	8.388,3	8.633,2	8.885,0	9.147,8	9.422,5	9.710,2	10.000,8	10.318,1	10.636,1
ESE	7.621,5	7.842,3	8.070,8	8.309,7	8.554,8	8.811,3	9.079,9	9.361,6	9.657,4	9.954,3
ESS	5.111,9	5.259,9	5.414,7	5.576,9	5.744,2	5.919,7	6.104,3	6.292,2	6.489,8	6.697,5
ETO	9.437,0	9.709,0	9.989,4	10.281,4	10.585,9	10.904,1	11.226,5	11.576,5	11.928,4	12.296,8
Forcel	4.818,9	4.958,5	5.103,0	5.254,0	5.409,0	5.575,3	5.744,8	5.922,7	6.102,0	6.298,7
Hidropan	4.337,6	4.463,2	4.594,6	4.730,3	4.872,4	5.021,7	5.178,4	5.338,0	5.505,7	5.682,0
energia	4.676,2	4.812,9	4.955,4	5.105,3	5.260,5	5.423,9	5.591,7	5.768,6	5.954,8	6.151,2
light	7.278,7	7.487,4	7.706,3	7.931,2	8.165,9	8.411,3	8.668,1	8.937,4	9.208,5	9.492,4
MuxEnergia	4.051,4	4.169,3	4.292,9	4.421,2	4.556,0	4.694,7	4.840,6	4.994,2	5.150,3	5.321,2
RGE	4.715,2	4.851,8	4.994,6	5.142,1	5.296,6	5.458,8	5.624,4	5.798,2	5.980,8	6.172,7
Roraima Energia	9.569,2	9.846,3	10.133,2	10.433,2	10.740,9	11.071,2	11.407,7	11.760,9	12.131,9	12.504,5
Sulgipe	3.641,9	3.746,8	3.857,3	3.971,3	4.090,7	4.213,0	4.341,1	4.475,6	4.616,8	4.765,2
Uhenpal	4.606,7	4.740,7	4.880,0	5.024,1	5.175,0	5.333,4	5.499,9	5.669,3	5.847,4	6.034,7

Tabela 23: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR1

AR1 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	9.364,5	9.634,4	9.918,4	10.211,6	10.518,7	10.833,0	11.162,5	11.520,2	11.868,3	12.250,1
CEA	6.104,2	6.282,7	6.470,4	6.665,7	6.868,0	7.081,1	7.305,8	7.536,0	7.778,6	8.025,0
Ceal	6.740,7	6.935,9	7.138,1	7.352,5	7.573,2	7.799,3	8.043,4	8.291,7	8.552,5	8.826,8
CEB-DIS	6.634,4	6.827,4	7.028,0	7.238,5	7.455,4	7.683,2	7.916,0	8.168,6	8.424,8	8.694,3
CEEE-D	4.745,7	4.885,0	5.030,7	5.184,4	5.343,9	5.508,9	5.683,0	5.866,7	6.054,6	6.245,7
Cellesc-DIS	4.191,9	4.316,5	4.446,7	4.584,7	4.726,6	4.876,9	5.032,5	5.197,1	5.361,6	5.541,2
Celpe	8.055,2	8.287,3	8.529,2	8.781,9	9.046,4	9.316,9	9.609,0	9.905,9	10.205,4	10.534,0
Celpe	7.226,8	7.436,1	7.652,8	7.879,3	8.116,5	8.365,3	8.619,1	8.885,6	9.165,5	9.446,8
Cemar	9.201,0	9.467,5	9.743,4	10.031,8	10.327,7	10.637,3	10.971,5	11.298,8	11.656,1	12.014,6
Cemig-D	5.748,0	5.913,6	6.088,0	6.267,9	6.456,4	6.649,3	6.851,6	7.071,2	7.284,8	7.519,1
Cepisa	7.726,8	7.949,4	8.181,5	8.423,8	8.677,5	8.937,0	9.209,0	9.494,4	9.794,0	10.095,0
Ceron	7.146,6	7.354,6	7.572,7	7.798,9	8.036,7	8.281,4	8.538,8	8.809,8	9.095,1	9.384,2
Chesp	5.339,9	5.494,6	5.656,3	5.823,4	6.001,8	6.180,6	6.373,8	6.570,3	6.776,9	6.994,0
Cocel	5.708,0	5.874,9	6.047,3	6.230,7	6.416,9	6.617,0	6.822,3	7.038,5	7.258,3	7.489,6
Coelba	6.351,2	6.534,3	6.726,9	6.925,7	7.134,0	7.347,2	7.577,4	7.811,4	8.057,2	8.304,4
Cooperaliança	4.721,6	4.860,8	5.008,0	5.161,8	5.322,2	5.488,7	5.660,9	5.847,5	6.033,4	6.229,8
Copel-DIS	9.285,0	9.555,2	9.838,6	10.132,5	10.441,4	10.766,5	11.100,1	11.440,6	11.811,8	12.187,7
Cosern	6.794,5	6.992,2	7.195,7	7.411,6	7.634,0	7.861,9	8.107,9	8.358,1	8.621,0	8.897,4
CPFL Paulista	4.941,8	5.086,3	5.236,9	5.393,2	5.557,6	5.726,7	5.904,7	6.092,0	6.289,3	6.489,2
CPFL Piratininga	5.024,1	5.170,3	5.325,0	5.483,7	5.650,7	5.826,4	6.006,9	6.196,9	6.390,3	6.601,9
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.999,8	2.068,3	2.137,6	2.209,6	2.284,7
Demei	4.046,6	4.165,9	4.290,0	4.420,9	4.556,9	4.697,6	4.846,0	5.002,7	5.162,8	5.331,8
DMED	3.635,4	3.741,7	3.853,4	3.969,7	4.092,3	4.218,9	4.352,5	4.489,4	4.633,8	4.786,0
EBO	6.573,6	6.763,9	6.963,0	7.171,6	7.386,7	7.612,5	7.849,8	8.091,5	8.345,5	8.612,6
EDP ES	5.327,3	5.483,0	5.643,9	5.815,0	5.992,0	6.174,2	6.366,0	6.567,9	6.773,1	6.997,7
EDP SP	4.486,0	4.617,1	4.753,9	4.897,7	5.046,5	5.203,3	5.364,3	5.533,9	5.712,7	5.893,9
EFLJC	3.148,4	3.241,6	3.339,6	3.440,9	3.548,1	3.659,3	3.776,8	3.897,8	4.025,7	4.156,4
Eflul	4.014,4	4.131,7	4.255,2	4.383,6	4.516,6	4.659,8	4.803,5	4.954,9	5.114,6	5.282,9
Elektro	4.511,8	4.643,1	4.780,8	4.925,5	5.075,3	5.229,6	5.396,2	5.561,5	5.741,6	5.924,2
Eletoacre	6.572,0	6.763,2	6.963,8	7.174,7	7.392,8	7.617,5	7.854,0	8.103,0	8.365,2	8.631,0
Eletoacar	4.045,0	4.163,8	4.286,9	4.418,1	4.554,3	4.695,0	4.843,5	4.995,8	5.156,4	5.325,7
ELFSM	3.322,3	3.419,9	3.521,9	3.628,1	3.740,1	3.855,8	3.977,8	4.102,9	4.234,8	4.374,0
EMG	7.011,3	7.213,4	7.426,0	7.642,2	7.872,6	8.108,3	8.355,2	8.614,2	8.886,2	9.172,0
EMS	6.419,1	6.605,0	6.797,5	6.998,7	7.209,4	7.424,9	7.650,9	7.887,9	8.136,8	8.398,4
EMT	8.484,3	8.730,0	8.984,4	9.250,3	9.523,2	9.816,0	10.114,4	10.427,6	10.756,4	11.086,8
Enel CE	7.567,7	7.785,8	8.015,3	8.252,2	8.500,4	8.754,4	9.020,7	9.309,8	9.591,1	9.899,6
Enel GO	7.025,9	7.229,4	7.442,2	7.662,0	7.892,3	8.134,0	8.387,9	8.646,4	8.918,0	9.203,7
Enel RJ	6.605,7	6.797,0	6.995,1	7.202,1	7.418,9	7.640,7	7.873,2	8.117,2	8.373,3	8.630,6
Enel SP	4.689,4	4.826,5	4.969,4	5.119,8	5.275,4	5.439,2	5.607,6	5.784,9	5.971,7	6.161,2
ENF	5.635,6	5.798,8	5.967,8	6.144,5	6.329,4	6.523,4	6.721,4	6.929,2	7.147,5	7.376,9
EPB	7.073,7	7.277,6	7.492,1	7.713,5	7.940,9	8.184,9	8.433,6	8.694,6	8.968,8	9.244,2
ESE	6.612,3	6.803,8	7.005,9	7.212,4	7.433,1	7.659,8	7.891,6	8.143,2	8.398,4	8.666,9

AR1 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESS	4.434,9	4.565,2	4.701,3	4.843,1	4.990,1	5.144,9	5.308,1	5.475,3	5.651,6	5.837,4
ETO	8.187,4	8.423,3	8.669,2	8.922,0	9.191,4	9.466,8	9.755,2	10.057,8	10.362,6	10.697,2
Forcel	4.180,8	4.303,0	4.429,3	4.561,8	4.701,0	4.844,2	4.994,8	5.148,4	5.315,8	5.485,2
Hidropan	3.763,2	3.873,2	3.988,9	4.109,3	4.234,0	4.365,5	4.504,0	4.645,9	4.795,4	4.947,3
Ienergia	4.056,9	4.177,1	4.304,3	4.436,1	4.573,7	4.719,3	4.870,0	5.029,4	5.193,3	5.361,2
Light	6.314,9	6.496,9	6.688,4	6.886,1	7.093,2	7.305,1	7.527,3	7.768,6	8.003,3	8.260,7
MuxEnergia	3.514,9	3.618,5	3.728,1	3.841,3	3.961,0	4.085,1	4.216,3	4.351,5	4.490,0	4.636,3
RGE	4.090,8	4.210,4	4.336,2	4.467,1	4.602,7	4.745,5	4.892,3	5.051,5	5.208,6	5.380,4
Roraima Energia	8.302,0	8.542,4	8.796,2	9.055,5	9.332,5	9.617,2	9.916,6	10.221,6	10.542,3	10.879,5
Sulgipe	3.159,6	3.252,0	3.348,3	3.449,6	3.554,4	3.664,9	3.778,3	3.897,7	4.023,6	4.151,3
Uhenpal	3.996,6	4.113,5	4.236,4	4.364,2	4.499,0	4.638,2	4.785,0	4.935,5	5.094,3	5.261,6

Tabela 24: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR2

AR2 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	9.086,1	9.349,2	9.621,7	9.906,5	10.210,4	10.515,0	10.843,8	11.178,3	11.529,8	11.883,3
CEA	5.922,7	6.096,6	6.278,5	6.470,2	6.669,3	6.875,2	7.092,6	7.315,5	7.550,5	7.798,4
Ceal	6.540,3	6.729,7	6.927,8	7.135,3	7.349,3	7.573,9	7.810,0	8.050,5	8.303,2	8.569,0
CEB-DIS	6.437,1	6.624,4	6.819,0	7.023,2	7.237,6	7.458,2	7.690,2	7.926,6	8.184,4	8.445,2
CEEE-D	4.604,5	4.740,3	4.882,7	5.031,3	5.185,9	5.349,1	5.517,4	5.695,2	5.882,9	6.074,5
Celesc-DIS	4.067,2	4.188,6	4.316,7	4.449,8	4.591,0	4.735,7	4.886,1	5.045,3	5.213,6	5.386,4
Celpe	7.815,7	8.040,9	8.277,9	8.522,6	8.778,9	9.041,3	9.324,5	9.612,5	9.915,0	10.219,2
Celpe	7.011,9	7.214,9	7.427,3	7.646,7	7.876,5	8.111,8	8.365,9	8.624,2	8.895,6	9.181,0
Cemar	8.927,4	9.184,6	9.455,4	9.734,8	10.021,8	10.329,7	10.643,6	10.973,1	11.319,1	11.666,7
Cemig-D	5.577,1	5.738,6	5.907,5	6.081,9	6.264,8	6.456,6	6.652,4	6.858,0	7.074,0	7.301,0
Cepisa	7.497,0	7.713,0	7.940,4	8.175,1	8.421,0	8.672,6	8.936,4	9.213,2	9.503,9	9.809,4
Ceron	6.934,1	7.136,8	7.348,2	7.567,5	7.798,1	8.040,8	8.290,0	8.552,3	8.828,7	9.109,0
Chesp	5.181,1	5.331,2	5.489,6	5.651,4	5.824,3	6.001,9	6.183,5	6.380,7	6.580,7	6.791,1
Cocel	5.538,3	5.700,2	5.869,0	6.046,5	6.230,3	6.419,6	6.624,2	6.833,4	7.046,4	7.279,5
Coelba	6.162,4	6.340,8	6.527,5	6.720,2	6.922,3	7.134,2	7.356,9	7.583,6	7.821,9	8.072,4
Cooperaliança	4.581,2	4.716,8	4.860,5	5.009,3	5.167,0	5.330,9	5.500,8	5.676,2	5.861,7	6.057,6
Copel-DIS	9.008,9	9.272,2	9.546,8	9.835,7	10.134,6	10.442,6	10.775,3	11.115,7	11.462,1	11.841,2
Cosern	6.592,4	6.783,3	6.983,0	7.192,2	7.407,9	7.634,3	7.872,3	8.114,7	8.369,4	8.637,4
CPFL Paulista	4.794,8	4.935,0	5.081,2	5.234,9	5.394,0	5.557,9	5.735,0	5.916,1	6.100,5	6.302,3
CPFL Piratininga	4.874,7	5.017,2	5.167,1	5.323,0	5.484,6	5.654,8	5.829,7	6.013,9	6.208,1	6.412,7
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.234,7
Demei	3.926,3	4.042,0	4.163,4	4.290,2	4.424,0	4.562,8	4.706,2	4.857,6	5.017,4	5.180,7
DMED	3.527,3	3.630,8	3.740,1	3.852,6	3.973,3	4.095,7	4.225,0	4.361,4	4.500,9	4.648,2
EBO	6.378,1	6.563,7	6.756,6	6.958,9	7.167,4	7.386,4	7.616,7	7.858,9	8.104,8	8.363,6
EDP ES	5.168,8	5.319,9	5.477,5	5.643,2	5.814,7	5.991,4	6.182,3	6.377,6	6.576,4	6.793,9
EDP SP	4.352,6	4.480,4	4.612,9	4.752,3	4.899,2	5.050,9	5.206,8	5.371,2	5.544,4	5.727,0
EFLJC	3.054,8	3.145,6	3.241,2	3.341,5	3.444,8	3.554,2	3.669,9	3.786,6	3.910,1	4.040,6

AR2 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Eflul	3.895,0	4.009,4	4.129,0	4.255,1	4.386,0	4.521,4	4.664,3	4.815,1	4.969,3	5.132,0
Elektro	4.377,6	4.505,6	4.639,0	4.779,3	4.927,1	5.076,4	5.237,8	5.403,0	5.577,1	5.753,9
Eletroacre	6.376,5	6.562,9	6.759,0	6.960,3	7.175,9	7.398,3	7.626,9	7.867,9	8.121,7	8.379,3
Eletrocar	3.924,7	4.039,9	4.161,5	4.288,2	4.420,0	4.559,2	4.702,7	4.850,1	5.010,6	5.174,2
ELFSM	3.223,5	3.318,2	3.418,0	3.522,1	3.632,1	3.743,8	3.861,8	3.986,4	4.113,9	4.248,4
EMG	6.802,8	6.999,8	7.203,8	7.417,1	7.640,3	7.868,8	8.115,4	8.366,1	8.619,1	8.896,5
EMS	6.228,2	6.408,6	6.595,4	6.790,6	6.995,0	7.209,4	7.428,2	7.657,8	7.899,0	8.152,6
EMT	8.232,0	8.470,4	8.717,2	8.979,0	9.243,3	9.527,0	9.816,3	10.119,9	10.438,9	10.774,1
Enel CE	7.342,7	7.555,3	7.775,5	8.005,7	8.251,3	8.497,4	8.763,1	9.033,5	9.317,5	9.603,2
Enel GO	6.817,0	7.015,4	7.221,5	7.437,7	7.660,7	7.894,8	8.133,9	8.393,5	8.656,8	8.933,7
Enel RJ	6.409,2	6.594,9	6.787,1	6.990,9	7.196,7	7.417,5	7.642,8	7.879,2	8.127,5	8.388,5
Enel SP	4.549,9	4.683,5	4.822,0	4.967,8	5.121,3	5.279,9	5.442,9	5.619,8	5.800,4	5.983,9
ENF	5.468,0	5.626,4	5.792,0	5.963,1	6.142,3	6.330,4	6.528,0	6.729,2	6.940,6	7.162,9
EPB	6.863,4	7.062,1	7.267,9	7.483,1	7.708,3	7.944,6	8.185,7	8.438,7	8.704,6	8.984,0
ESE	6.415,7	6.602,4	6.796,4	6.999,9	7.213,6	7.433,4	7.664,6	7.900,2	8.157,2	8.417,2
ESS	4.303,1	4.430,0	4.561,9	4.699,4	4.844,3	4.997,2	5.154,8	5.316,6	5.487,2	5.667,2
ETO	7.943,9	8.174,0	8.412,2	8.657,4	8.918,7	9.185,8	9.465,6	9.759,1	10.067,4	10.376,8
Forcel	4.056,5	4.174,5	4.298,3	4.428,5	4.560,7	4.702,9	4.848,7	5.002,3	5.158,5	5.329,4
Hidropan	3.651,3	3.758,5	3.870,6	3.988,8	4.111,6	4.238,5	4.372,5	4.513,8	4.658,4	4.805,4
Ienergia	3.936,3	4.054,2	4.177,1	4.306,1	4.442,9	4.583,1	4.731,6	4.885,2	5.043,6	5.211,1
Light	6.127,1	6.304,5	6.490,1	6.681,8	6.882,6	7.093,4	7.308,5	7.534,4	7.771,6	8.021,1
MuxEnergia	3.410,4	3.511,3	3.618,3	3.729,1	3.846,4	3.966,3	4.093,1	4.227,2	4.365,1	4.506,3
RGE	3.969,2	4.085,7	4.207,6	4.334,5	4.468,2	4.606,5	4.752,3	4.901,7	5.059,3	5.225,5
Roraima Energia	8.055,1	8.290,6	8.533,9	8.789,2	9.057,4	9.333,3	9.623,6	9.929,0	10.239,4	10.566,0
Sulgipe	3.065,7	3.155,3	3.249,6	3.347,6	3.451,0	3.557,8	3.667,6	3.786,7	3.904,4	4.033,0
Uhenpal	3.877,8	3.991,7	4.111,7	4.235,5	4.366,0	4.503,7	4.645,7	4.795,5	4.948,9	5.110,7

Tabela 25: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR3

AR3 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	8.763,5	9.018,6	9.283,6	9.557,6	9.844,8	10.146,1	10.462,8	10.785,1	11.123,9	11.480,2
CEA	5.712,5	5.880,2	6.057,1	6.241,6	6.433,4	6.635,9	6.844,9	7.065,5	7.291,3	7.529,6
Ceal	6.308,1	6.491,7	6.682,5	6.882,5	7.088,8	7.305,4	7.533,1	7.772,7	8.015,9	8.271,9
CEB-DIS	6.208,6	6.390,1	6.579,3	6.775,7	6.982,2	7.194,7	7.418,3	7.653,7	7.892,9	8.154,7
CEEE-D	4.441,1	4.572,6	4.710,8	4.855,4	5.006,2	5.162,8	5.328,4	5.499,0	5.679,2	5.863,5
Celelesc-DIS	3.922,8	4.040,8	4.164,8	4.295,3	4.432,2	4.573,1	4.720,0	4.875,7	5.036,6	5.202,3
Celpe	7.538,3	7.756,6	7.984,8	8.224,1	8.470,7	8.723,4	8.996,2	9.273,8	9.565,4	9.872,1
Celpe	6.763,0	6.958,8	7.163,7	7.378,3	7.599,5	7.831,8	8.069,1	8.318,2	8.580,0	8.855,2
Cemar	8.610,5	8.859,9	9.118,1	9.391,9	9.668,3	9.965,0	10.267,7	10.585,3	10.918,9	11.269,5
Cemig-D	5.379,1	5.535,6	5.698,3	5.866,5	6.042,8	6.227,7	6.422,1	6.620,0	6.835,8	7.044,8
Cepisa	7.230,9	7.440,3	7.657,1	7.887,1	8.123,9	8.366,4	8.628,3	8.894,6	9.174,4	9.468,6
Ceron	6.688,0	6.883,5	7.089,1	7.303,1	7.524,8	7.758,3	8.004,5	8.256,6	8.522,5	8.792,4

AR3 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Chesp	4.997,2	5.142,6	5.295,2	5.453,4	5.619,6	5.790,7	5.970,7	6.154,2	6.354,3	6.556,8
Cocel	5.341,7	5.497,8	5.662,1	5.833,0	6.010,0	6.196,6	6.393,2	6.594,6	6.806,9	7.030,7
Coelba	5.943,6	6.116,6	6.296,3	6.484,8	6.679,2	6.883,3	7.097,8	7.316,3	7.546,0	7.787,5
Cooperaliança	4.418,6	4.550,9	4.689,8	4.834,4	4.985,7	5.146,0	5.312,4	5.484,7	5.662,3	5.850,3
Copel-DIS	8.689,1	8.944,2	9.208,7	9.487,1	9.780,3	10.083,1	10.394,4	10.732,3	11.077,2	11.427,6
Cosern	6.358,4	6.543,4	6.735,7	6.937,4	7.145,3	7.363,7	7.593,2	7.834,7	8.079,9	8.337,8
CPFL Paulista	4.624,6	4.759,8	4.902,0	5.050,0	5.205,9	5.367,0	5.536,9	5.711,1	5.894,7	6.088,4
CPFL Piratininga	4.701,6	4.839,7	4.984,0	5.134,4	5.292,8	5.456,5	5.629,2	5.811,4	5.997,6	6.187,0
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	3.786,9	3.899,5	4.017,1	4.140,4	4.268,9	4.404,9	4.545,6	4.690,8	4.844,3	5.006,4
DMED	3.402,1	3.502,4	3.608,4	3.718,0	3.833,9	3.954,0	4.078,2	4.209,3	4.347,8	4.489,2
EBO	6.151,7	6.330,7	6.518,5	6.713,2	6.917,9	7.133,3	7.354,3	7.579,9	7.825,8	8.074,8
EDP ES	4.985,4	5.131,8	5.283,5	5.445,3	5.610,2	5.784,2	5.967,5	6.155,4	6.353,5	6.562,3
EDP SP	4.198,1	4.321,9	4.450,6	4.584,7	4.726,2	4.875,3	5.029,1	5.186,9	5.353,4	5.528,9
EFLJC	0,0	3.034,9	3.128,0	3.226,1	3.327,6	3.433,7	3.544,2	3.658,8	3.780,1	3.904,9
Eflul	3.756,7	3.867,5	3.984,6	4.105,6	4.233,5	4.366,2	4.503,3	4.648,1	4.801,1	4.957,2
Elektro	4.222,2	4.346,2	4.475,8	4.612,5	4.752,1	4.902,3	5.057,1	5.215,9	5.383,4	5.560,1
Eletroacre	6.150,2	6.330,0	6.519,1	6.718,4	6.921,7	7.140,7	7.360,6	7.599,3	7.843,1	8.091,0
Eletrocar	3.785,4	3.897,5	4.015,3	4.137,1	4.266,0	4.399,7	4.540,9	4.686,4	4.840,2	4.997,3
ELFSM	3.109,1	3.201,2	3.297,9	3.399,2	3.506,3	3.615,6	3.731,3	3.850,6	3.976,7	4.105,6
EMG	6.561,4	6.751,4	6.950,1	7.155,3	7.370,4	7.596,1	7.826,5	8.068,4	8.322,5	8.589,5
EMS	6.007,1	6.181,1	6.363,0	6.553,7	6.750,2	6.956,5	7.167,3	7.388,6	7.630,0	7.863,5
EMT	7.939,8	8.169,7	8.410,1	8.658,5	8.918,8	9.191,9	9.478,9	9.771,0	10.077,9	10.400,7
Enel CE	7.082,0	7.288,1	7.502,3	7.723,7	7.955,8	8.199,3	8.455,2	8.715,7	8.989,5	9.277,4
Enel GO	6.575,0	6.766,4	6.967,1	7.175,2	7.389,9	7.615,6	7.852,8	8.102,4	8.355,9	8.622,6
Enel RJ	6.181,7	6.360,8	6.548,0	6.741,4	6.944,0	7.156,7	7.373,7	7.601,6	7.850,1	8.090,5
Enel SP	4.388,4	4.517,9	4.652,4	4.794,4	4.941,8	5.094,4	5.255,4	5.425,3	5.599,0	5.782,3
ENF	5.273,9	5.427,4	5.586,9	5.754,2	5.929,9	6.110,6	6.295,3	6.495,9	6.699,4	6.913,5
EPB	6.619,7	6.812,4	7.012,6	7.219,5	7.436,4	7.664,1	7.896,5	8.148,8	8.404,6	8.662,0
ESE	6.187,9	6.368,0	6.556,9	6.752,7	6.958,6	7.175,3	7.397,6	7.631,8	7.870,0	8.120,6
ESS	4.150,3	4.273,2	4.401,3	4.535,2	4.674,5	4.821,6	4.976,8	5.132,3	5.301,6	5.474,4
ETO	7.661,9	7.882,7	8.115,1	8.354,9	8.601,2	8.865,5	9.134,9	9.417,6	9.714,6	10.012,9
Forcel	3.912,5	4.027,4	4.146,4	4.271,8	4.403,8	4.537,2	4.681,4	4.829,1	4.984,7	5.142,6
Hidropan	3.521,7	3.626,0	3.734,7	3.848,3	3.968,3	4.092,8	4.221,3	4.357,1	4.500,5	4.646,9
Ienergia	3.796,6	3.911,1	4.030,9	4.157,2	4.289,6	4.426,0	4.568,1	4.718,8	4.874,5	5.034,9
Light	5.909,6	6.081,6	6.260,3	6.445,1	6.642,4	6.845,2	7.052,4	7.277,3	7.505,5	7.745,5
MuxEnergia	3.289,3	3.387,8	3.491,2	3.600,0	3.712,3	3.831,4	3.952,8	4.084,3	4.216,3	4.356,1
RGE	3.828,3	3.941,2	4.059,5	4.183,1	4.313,6	4.449,0	4.588,7	4.736,3	4.887,6	5.047,1
Roraima Energia	7.769,2	7.995,3	8.232,4	8.481,7	8.734,9	9.007,3	9.286,6	9.580,7	9.890,6	10.204,7
Sulgipe	2.956,9	3.044,0	3.135,5	3.229,7	3.330,8	3.433,5	3.541,8	3.656,1	3.773,1	3.896,6
Uhenpal	3.740,1	3.850,9	3.966,4	4.088,4	4.215,6	4.347,6	4.484,0	4.628,1	4.780,3	4.935,7

Tabela 26: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR4

AR4 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	8.419,3	8.663,1	8.920,5	9.187,2	9.462,3	9.751,2	10.055,1	10.374,7	10.699,3	11.040,8
CEA	5.488,1	5.650,6	5.821,3	5.998,0	6.184,8	6.382,2	6.582,0	6.798,5	7.014,5	7.250,1
Ceal	6.060,3	6.237,5	6.422,2	6.613,9	6.815,5	7.022,9	7.241,2	7.470,9	7.704,4	7.960,0
CEB-DIS	5.964,7	6.139,0	6.320,9	6.512,1	6.710,0	6.918,4	7.138,1	7.363,1	7.592,2	7.842,9
CEEE-D	4.266,6	4.394,0	4.527,3	4.667,3	4.813,6	4.966,0	5.124,0	5.291,3	5.463,4	5.645,4
Cellesc-DIS	3.768,7	3.883,5	4.004,1	4.130,6	4.263,8	4.399,7	4.544,4	4.692,1	4.849,0	5.011,1
Celpe	7.242,1	7.451,9	7.671,2	7.901,0	8.142,4	8.390,6	8.644,3	8.919,8	9.199,3	9.493,3
Celpe	6.497,3	6.685,5	6.882,2	7.088,5	7.305,0	7.527,6	7.755,3	8.002,4	8.253,2	8.517,0
Cemar	8.272,2	8.513,0	8.760,7	9.023,6	9.294,4	9.578,7	9.869,0	10.173,8	10.506,3	10.827,9
Cemig-D	5.167,8	5.318,2	5.474,5	5.638,4	5.810,5	5.987,6	6.173,8	6.369,8	6.568,9	6.778,5
Cepisa	6.946,8	7.148,0	7.358,4	7.578,9	7.806,1	8.044,7	8.288,4	8.553,0	8.821,3	9.103,5
Ceron	6.425,2	6.613,9	6.812,9	7.017,9	7.234,1	7.457,7	7.693,6	7.942,4	8.196,9	8.465,3
Chesp	4.800,9	4.940,6	5.087,2	5.241,2	5.400,6	5.568,4	5.740,7	5.922,3	6.107,0	6.309,1
Cocel	5.131,8	5.282,5	5.441,4	5.605,2	5.780,7	5.958,8	6.146,9	6.345,4	6.548,4	6.762,7
Coelba	5.710,1	5.876,3	6.050,6	6.231,3	6.417,9	6.618,3	6.818,2	7.035,1	7.263,5	7.494,7
Cooperaliança	4.245,0	4.373,0	4.507,9	4.648,7	4.796,6	4.951,3	5.109,7	5.277,8	5.451,7	5.635,7
Copel-DIS	8.347,8	8.592,9	8.849,2	9.119,5	9.400,1	9.690,3	9.996,6	10.319,8	10.650,3	10.998,9
Cosern	6.108,6	6.286,4	6.472,9	6.666,2	6.869,5	7.078,6	7.298,6	7.530,2	7.765,6	8.023,2
CPFL Paulista	4.443,0	4.573,4	4.711,0	4.854,5	5.003,7	5.158,1	5.324,9	5.491,7	5.673,2	5.851,8
CPFL Piratininga	4.516,9	4.650,1	4.789,8	4.935,6	5.089,6	5.246,2	5.415,4	5.589,4	5.767,7	5.955,9
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	3.638,1	3.746,7	3.861,2	3.981,6	4.105,9	4.237,7	4.371,9	4.514,1	4.664,5	4.819,0
DMED	3.268,4	3.365,6	3.467,9	3.575,2	3.687,3	3.804,1	3.925,2	4.050,2	4.182,5	4.322,2
EBO	5.910,0	6.082,8	6.262,9	6.452,4	6.648,5	6.855,1	7.067,2	7.290,6	7.526,1	7.764,9
EDP ES	4.789,5	4.930,2	5.078,5	5.233,2	5.394,0	5.563,8	5.739,0	5.923,9	6.113,3	6.313,1
EDP SP	4.033,2	4.152,1	4.276,8	4.408,5	4.543,6	4.686,3	4.837,1	4.992,2	5.151,3	5.319,2
EFLJC	0,0	0,0	3.008,1	3.103,6	3.202,1	3.305,7	3.414,0	3.524,8	3.642,5	3.764,1
Eflul	3.609,2	3.716,4	3.829,4	3.947,9	4.070,0	4.199,3	4.333,2	4.474,9	4.620,6	4.769,9
Elektro	4.056,3	4.176,0	4.301,4	4.432,3	4.570,6	4.714,0	4.862,1	5.018,5	5.178,7	5.347,8
Eletoacre	5.908,6	6.082,1	6.265,0	6.455,9	6.654,3	6.863,8	7.079,9	7.308,1	7.541,6	7.788,1
Eletrocar	3.636,7	3.745,2	3.858,9	3.978,2	4.102,9	4.232,8	4.367,5	4.510,1	4.656,8	4.807,1
ELFSM	2.987,0	3.076,4	3.169,7	3.268,6	3.370,8	3.479,0	3.589,3	3.706,0	3.826,3	3.953,5
EMG	6.303,6	6.486,2	6.677,1	6.877,1	7.083,3	7.299,8	7.527,4	7.759,2	8.002,8	8.258,9
EMS	5.771,2	5.939,1	6.113,6	6.296,7	6.488,9	6.686,6	6.888,8	7.108,3	7.331,0	7.565,3
EMT	7.627,9	7.848,8	8.081,9	8.320,1	8.569,9	8.832,1	9.107,6	9.397,5	9.691,7	10.001,2
Enel CE	6.803,8	7.000,9	7.208,9	7.424,4	7.646,7	7.880,2	8.125,7	8.384,1	8.646,4	8.922,4
Enel GO	6.316,7	6.500,6	6.693,4	6.893,3	7.103,5	7.324,7	7.551,6	7.790,7	8.033,8	8.289,6
Enel RJ	5.938,9	6.111,7	6.291,3	6.477,0	6.675,3	6.879,1	7.093,3	7.311,6	7.541,0	7.782,3
Enel SP	4.216,0	4.340,4	4.470,7	4.608,4	4.751,8	4.900,6	5.054,4	5.216,8	5.388,4	5.563,6
ENF	5.066,8	5.214,9	5.367,9	5.530,7	5.696,0	5.873,7	6.055,9	6.247,8	6.442,9	6.648,2
EPB	6.359,7	6.544,8	6.737,1	6.938,8	7.146,7	7.365,1	7.594,7	7.828,5	8.074,2	8.332,7
ESE	5.944,8	6.118,6	6.301,4	6.491,6	6.688,7	6.896,3	7.109,5	7.334,3	7.571,0	7.811,2

AR4 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESS	3.987,3	4.105,3	4.230,4	4.359,9	4.495,2	4.638,2	4.786,4	4.939,2	5.100,8	5.266,1
ETO	7.360,9	7.574,1	7.797,0	8.027,3	8.268,6	8.515,7	8.782,4	9.053,6	9.338,5	9.638,0
Forcel	3.758,8	3.869,6	3.984,9	4.106,5	4.232,8	4.363,5	4.501,4	4.646,8	4.795,6	4.952,6
Hidropan	3.383,3	3.483,9	3.589,8	3.700,9	3.815,3	3.936,5	4.062,1	4.194,9	4.331,5	4.471,5
Ienergia	3.647,4	3.758,8	3.875,4	3.997,8	4.125,2	4.259,0	4.398,7	4.541,6	4.693,3	4.850,1
Light	5.677,5	5.842,7	6.014,4	6.194,4	6.383,6	6.578,1	6.782,7	6.998,0	7.216,8	7.447,0
MuxEnergia	3.160,1	3.255,7	3.356,6	3.462,1	3.571,7	3.686,6	3.804,4	3.929,4	4.061,8	4.194,8
RGE	3.677,9	3.787,2	3.901,5	4.021,2	4.146,0	4.278,1	4.414,8	4.555,8	4.704,8	4.857,3
Roraima Energia	7.464,0	7.682,2	7.911,7	8.150,5	8.397,9	8.658,6	8.933,3	9.214,7	9.511,4	9.812,6
Sulgipe	2.840,7	2.924,8	3.013,9	3.106,2	3.202,5	3.302,6	3.408,5	3.517,6	3.632,8	3.754,6
Uhenpal	3.593,2	3.700,0	3.812,5	3.930,5	4.052,0	4.180,7	4.314,1	4.455,1	4.600,2	4.753,6

Tabela 27: Resultados por distribuidora para a perda de receita por prosumidor considerando AR5

AR5 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	7.962,7	8.194,4	8.439,6	8.691,2	8.955,8	9.234,4	9.520,4	9.821,6	10.128,0	10.450,5
CEA	5.190,4	5.345,3	5.508,8	5.678,7	5.856,4	6.044,8	6.236,5	6.439,5	6.654,2	6.874,6
Ceal	5.731,7	5.899,2	6.075,5	6.258,8	6.448,8	6.649,0	6.859,9	7.076,0	7.303,9	7.535,2
CEB-DIS	5.641,2	5.806,9	5.981,5	6.161,5	6.351,4	6.551,7	6.758,3	6.970,3	7.194,0	7.429,9
CEEE-D	4.035,2	4.157,4	4.285,4	4.419,2	4.559,7	4.706,8	4.857,3	5.017,1	5.182,3	5.357,3
Celelesc-DIS	3.564,4	3.676,1	3.792,8	3.914,1	4.040,7	4.173,1	4.310,5	4.452,5	4.603,6	4.757,6
Celpe	6.849,4	7.049,6	7.256,5	7.476,5	7.704,1	7.938,4	8.184,9	8.444,5	8.708,3	8.997,1
Celpe	6.145,0	6.324,6	6.510,2	6.707,6	6.911,8	7.122,0	7.343,1	7.576,0	7.821,2	8.069,8
Cemar	7.823,6	8.051,3	8.287,9	8.536,0	8.796,7	9.064,7	9.346,6	9.634,0	9.947,3	10.264,4
Cemig-D	4.887,5	5.030,4	5.179,4	5.336,1	5.498,3	5.669,1	5.844,5	6.029,3	6.217,3	6.423,1
Cepisa	6.570,1	6.761,3	6.961,8	7.169,8	7.388,4	7.613,3	7.850,0	8.091,2	8.354,3	8.620,5
Ceron	6.076,8	6.256,0	6.445,4	6.641,1	6.848,1	7.062,7	7.289,5	7.523,1	7.769,9	8.022,2
Chesp	4.540,6	4.673,9	4.813,3	4.958,5	5.111,5	5.269,6	5.436,4	5.607,4	5.787,7	5.977,8
Cocel	4.853,5	4.997,3	5.148,3	5.306,4	5.471,2	5.642,3	5.823,2	6.009,7	6.206,7	6.408,1
Coelba	5.400,5	5.558,4	5.723,0	5.896,1	6.075,3	6.259,9	6.459,4	6.663,4	6.871,1	7.098,4
Cooperaliança	4.014,8	4.138,4	4.267,6	4.403,6	4.545,7	4.693,3	4.845,8	5.008,0	5.173,3	5.344,8
Copel-DIS	7.895,1	8.127,9	8.373,9	8.631,2	8.895,3	9.179,8	9.467,3	9.771,3	10.092,3	10.420,3
Cosern	5.777,4	5.946,3	6.122,4	6.307,6	6.502,6	6.704,0	6.911,0	7.129,2	7.359,2	7.601,5
CPFL Paulista	4.202,0	4.326,9	4.457,5	4.594,3	4.736,9	4.887,8	5.043,9	5.205,0	5.375,3	5.549,5
CPFL Piratininga	4.272,0	4.399,0	4.531,7	4.672,3	4.816,9	4.970,0	5.128,7	5.296,4	5.469,0	5.645,7
CPFL Santa Cruz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Demei	3.440,8	3.545,3	3.655,6	3.770,2	3.890,8	4.015,4	4.145,7	4.283,9	4.423,9	4.572,3
DMED	3.091,2	3.184,7	3.282,1	3.385,8	3.492,0	3.604,9	3.720,4	3.842,9	3.969,5	4.100,0
EBO	5.589,5	5.753,7	5.926,7	6.105,1	6.293,2	6.487,7	6.692,9	6.909,4	7.130,7	7.364,2
EDP ES	4.529,8	4.663,9	4.805,9	4.953,1	5.106,8	5.266,4	5.435,2	5.609,1	5.792,9	5.987,0
EDP SP	3.814,4	3.928,3	4.047,5	4.172,7	4.303,5	4.439,7	4.581,0	4.730,5	4.884,4	5.047,1
EFLJC	0,0	0,0	0,0	0,0	3.040,2	3.139,5	3.242,4	3.350,9	3.462,8	3.579,7

AR5 - Valores em reais										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Eflul	3.413,4	3.516,7	3.625,0	3.739,2	3.856,4	3.980,9	4.110,7	4.242,7	4.386,0	4.529,8
Elektro	3.836,4	3.950,9	4.069,9	4.196,0	4.327,8	4.464,8	4.607,0	4.753,8	4.913,4	5.071,9
Eletroacre	5.588,2	5.754,3	5.927,9	6.109,8	6.302,3	6.498,7	6.706,7	6.921,0	7.147,6	7.387,0
Eletrocar	3.439,5	3.543,2	3.653,1	3.767,0	3.886,7	4.010,1	4.141,1	4.277,1	4.417,9	4.563,0
ELFSM	2.825,0	2.911,3	3.002,1	3.096,6	3.195,2	3.297,4	3.405,9	3.516,8	3.634,4	3.755,9
EMG	5.961,8	6.135,2	6.315,5	6.504,6	6.703,2	6.912,1	7.120,6	7.346,9	7.585,1	7.826,4
EMS	5.458,2	5.617,8	5.784,1	5.956,8	6.138,3	6.329,4	6.525,5	6.732,0	6.942,1	7.163,1
EMT	7.214,2	7.424,1	7.644,3	7.872,7	8.112,7	8.359,7	8.619,6	8.893,1	9.171,0	9.475,3
Enel CE	6.434,9	6.623,0	6.819,1	7.022,7	7.236,7	7.461,9	7.693,1	7.936,6	8.184,2	8.455,3
Enel GO	5.974,2	6.148,8	6.332,5	6.523,7	6.721,7	6.930,3	7.150,2	7.375,4	7.612,9	7.854,0
Enel RJ	5.616,8	5.780,3	5.951,7	6.131,9	6.315,0	6.511,9	6.713,8	6.926,5	7.142,8	7.379,4
Enel SP	3.987,4	4.106,0	4.231,7	4.362,3	4.498,9	4.641,2	4.788,9	4.945,2	5.106,0	5.276,1
ENF	4.792,0	4.932,1	5.079,4	5.232,7	5.394,3	5.557,7	5.734,2	5.915,0	6.105,6	6.299,0
EPB	6.014,8	6.189,8	6.373,4	6.563,8	6.763,9	6.974,5	7.190,6	7.411,2	7.651,7	7.895,2
ESE	5.622,5	5.788,3	5.960,7	6.142,5	6.331,5	6.526,9	6.733,2	6.950,8	7.173,4	7.408,2
ESS	3.771,0	3.884,4	4.002,8	4.127,3	4.257,8	4.394,0	4.535,6	4.682,3	4.837,7	4.997,5
ETO	6.961,7	7.164,3	7.374,9	7.595,7	7.823,3	8.062,4	8.313,7	8.569,6	8.838,6	9.121,5
Forcel	3.554,9	3.660,2	3.771,7	3.887,2	4.007,8	4.133,0	4.265,5	4.402,0	4.546,3	4.698,6
Hidropan	3.199,9	3.296,7	3.398,2	3.504,3	3.615,8	3.730,6	3.852,5	3.976,4	4.107,8	4.246,8
Ienergia	0,0	3.558,0	3.671,3	3.789,1	3.911,2	4.039,1	4.172,0	4.311,5	4.454,7	4.606,9
Light	5.369,6	5.526,5	5.690,2	5.862,4	6.040,5	6.228,2	6.420,9	6.623,9	6.837,9	7.054,8
MuxEnergia	0,0	0,0	3.178,8	3.280,6	3.386,4	3.496,8	3.611,2	3.731,0	3.856,0	3.982,9
RGE	3.478,4	3.583,0	3.692,9	3.807,6	3.927,8	4.053,3	4.183,9	4.319,2	4.462,5	4.609,9
Roraima Energia	7.059,2	7.267,4	7.483,8	7.712,2	7.949,4	8.194,8	8.453,8	8.727,1	9.006,5	9.301,3
Sulgipe	2.686,6	2.767,7	2.853,0	2.942,2	3.034,6	3.132,8	3.233,3	3.337,5	3.448,0	3.561,6
Uhenpal	3.398,4	3.501,2	3.609,0	3.721,7	3.840,1	3.962,0	4.091,5	4.223,1	4.362,6	4.510,2

- Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando todas as alternativas regulatórias**

Tabela 28: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR0

AR0 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,014	0,027	0,038	0,050	0,060	0,069	0,076	0,086	0,093	0,104
CEA	0,003	0,007	0,010	0,013	0,017	0,020	0,023	0,027	0,030	0,032
Ceal	0,008	0,015	0,021	0,028	0,033	0,038	0,044	0,048	0,054	0,058
CEB-DIS	0,005	0,010	0,014	0,019	0,023	0,026	0,031	0,034	0,038	0,041
CEEE-D	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,013	0,015	0,018	0,020	0,022
Celesc-DIS	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,009	0,011	0,012
Celpa	0,024	0,045	0,064	0,083	0,100	0,116	0,128	0,144	0,156	0,168
Celpe	0,011	0,020	0,030	0,038	0,045	0,052	0,058	0,065	0,070	0,079
Cemar	0,020	0,037	0,053	0,067	0,081	0,094	0,104	0,117	0,126	0,136
Cemig-D	0,011	0,021	0,030	0,038	0,045	0,053	0,060	0,068	0,074	0,079
Cepisa	0,012	0,024	0,035	0,044	0,053	0,059	0,067	0,076	0,082	0,089
Ceron	0,006	0,012	0,018	0,024	0,029	0,035	0,040	0,045	0,050	0,056
Chesp	0,008	0,014	0,021	0,027	0,033	0,038	0,044	0,048	0,053	0,057
Cocel	0,006	0,012	0,018	0,023	0,028	0,033	0,038	0,043	0,048	0,053
Coelba	0,009	0,017	0,025	0,032	0,038	0,044	0,050	0,057	0,062	0,066
Cooperaliança	0,001	0,002	0,004	0,005	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014
Copel-DIS	0,007	0,014	0,021	0,027	0,034	0,040	0,046	0,052	0,058	0,065
Cosern	0,007	0,013	0,020	0,025	0,031	0,036	0,039	0,044	0,050	0,053
CPFL Paulista	0,004	0,007	0,010	0,014	0,017	0,020	0,023	0,026	0,029	0,032
CPFL Piratininga	0,003	0,007	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,025	0,028	0,031
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
Demei	0,002	0,004	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,019
DMED	0,002	0,004	0,007	0,009	0,011	0,014	0,016	0,018	0,020	0,023
EBO	0,008	0,015	0,021	0,028	0,033	0,040	0,046	0,052	0,056	0,062
EDP ES	0,005	0,009	0,013	0,017	0,021	0,026	0,029	0,033	0,037	0,041
EDP SP	0,003	0,007	0,010	0,014	0,017	0,020	0,023	0,026	0,029	0,032
EFLJC	0,001	0,003	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011	0,013	0,015	0,016
Eflul	0,002	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,019	0,021
Elektro	0,003	0,007	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,024	0,027	0,030
Eletroacre	0,006	0,012	0,018	0,023	0,029	0,035	0,040	0,045	0,050	0,056
Eletrocar	0,002	0,004	0,007	0,009	0,011	0,014	0,016	0,018	0,020	0,023
ELFSM	0,002	0,004	0,005	0,007	0,009	0,011	0,012	0,014	0,016	0,018
EMG	0,017	0,032	0,045	0,057	0,068	0,079	0,090	0,098	0,110	0,119
EMS	0,009	0,017	0,023	0,030	0,036	0,041	0,047	0,053	0,057	0,061
EMT	0,010	0,020	0,029	0,036	0,043	0,051	0,056	0,063	0,068	0,076
Enel CE	0,011	0,021	0,030	0,039	0,047	0,054	0,060	0,067	0,073	0,081
Enel GO	0,010	0,018	0,026	0,033	0,041	0,048	0,055	0,060	0,067	0,072
Enel RJ	0,012	0,024	0,033	0,043	0,052	0,059	0,067	0,075	0,082	0,088

AR0 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Enel SP	0,003	0,007	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,025	0,027	0,031
ENF	0,012	0,022	0,031	0,041	0,049	0,057	0,065	0,070	0,079	0,085
EPB	0,011	0,020	0,029	0,037	0,044	0,051	0,059	0,064	0,072	0,077
ESE	0,006	0,012	0,017	0,022	0,027	0,031	0,035	0,040	0,045	0,048
ESS	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,014	0,017	0,019	0,021	0,024
ETO	0,022	0,041	0,058	0,073	0,088	0,102	0,113	0,127	0,138	0,148
Forcel	0,004	0,007	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,025	0,027	0,030
Hidropan	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,013	0,015	0,017	0,019	0,021
Ienergia	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010	0,012
Light	0,008	0,015	0,022	0,028	0,033	0,039	0,044	0,050	0,054	0,058
MuxEnergia	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011
RGE	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021	0,023
Roraima Energia	0,006	0,013	0,019	0,024	0,029	0,035	0,040	0,045	0,051	0,054
Sulgipe	0,004	0,008	0,011	0,015	0,018	0,021	0,025	0,028	0,031	0,035
Uhenpal	0,002	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,018

Tabela 29: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR1

AR1 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,007	0,014	0,021	0,027	0,034	0,039	0,044	0,052	0,056	0,063
CEA	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,016
Ceal	0,004	0,007	0,011	0,015	0,018	0,021	0,025	0,028	0,031	0,035
CEB-DIS	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021	0,024
CEEE-D	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,009	0,010
Celesc-DIS	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005
Celpe	0,012	0,024	0,035	0,045	0,056	0,065	0,077	0,087	0,094	0,105
Celpe	0,005	0,011	0,016	0,020	0,025	0,030	0,035	0,039	0,044	0,047
Cemar	0,010	0,021	0,030	0,039	0,047	0,055	0,065	0,070	0,079	0,085
Cemig-D	0,005	0,011	0,016	0,021	0,026	0,030	0,034	0,040	0,043	0,048
Cepisa	0,007	0,013	0,019	0,025	0,031	0,036	0,041	0,046	0,051	0,055
Ceron	0,003	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,020	0,024	0,027	0,031
Chesp	0,003	0,007	0,010	0,014	0,017	0,020	0,024	0,027	0,030	0,033
Cocel	0,002	0,005	0,008	0,011	0,013	0,016	0,019	0,022	0,025	0,028
Coelba	0,005	0,009	0,013	0,017	0,021	0,025	0,029	0,033	0,037	0,040
Cooperaliança	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005	0,006
Copel-DIS	0,003	0,006	0,010	0,013	0,017	0,021	0,024	0,027	0,032	0,035
Cosern	0,003	0,007	0,010	0,013	0,017	0,019	0,023	0,026	0,029	0,032
CPFL Paulista	0,001	0,003	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017
CPFL Piratininga	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,014	0,016
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demei	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009

AR1 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
DMED	0,001	0,002	0,002	0,003	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,011
EBO	0,004	0,007	0,010	0,014	0,018	0,021	0,025	0,028	0,032	0,035
EDP ES	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,017	0,019	0,022
EDP SP	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017
EFLJC	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,006
Eflul	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,006	0,008	0,009	0,010
Elektro	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,012	0,014	0,016
Eletroacre	0,002	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,020	0,023	0,027	0,030
Eletrocar	0,001	0,002	0,002	0,003	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,011
ELFSM	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
EMG	0,009	0,017	0,025	0,032	0,040	0,046	0,053	0,059	0,066	0,074
EMS	0,004	0,009	0,013	0,017	0,021	0,024	0,027	0,031	0,034	0,038
EMT	0,005	0,011	0,016	0,020	0,024	0,029	0,034	0,038	0,042	0,046
Enel CE	0,006	0,011	0,016	0,021	0,026	0,031	0,035	0,041	0,044	0,049
Enel GO	0,005	0,009	0,013	0,018	0,022	0,026	0,031	0,035	0,039	0,044
Enel RJ	0,006	0,012	0,018	0,024	0,029	0,034	0,039	0,044	0,049	0,053
Enel SP	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,012	0,014	0,016
ENF	0,006	0,011	0,016	0,021	0,026	0,031	0,035	0,040	0,044	0,050
EPB	0,006	0,011	0,016	0,021	0,025	0,030	0,034	0,039	0,043	0,046
ESE	0,003	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,019	0,022	0,025	0,028
ESS	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010	0,012
ETO	0,012	0,023	0,034	0,043	0,053	0,062	0,070	0,079	0,086	0,096
Forcel	0,001	0,003	0,004	0,006	0,008	0,009	0,011	0,012	0,014	0,016
Hidropan	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010
Ienergia	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Light	0,004	0,008	0,012	0,015	0,019	0,022	0,025	0,029	0,032	0,035
MuxEnergia	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
RGE	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011
Roraima Energia	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,022	0,025	0,028	0,031
Sulgipe	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017
Uhenpal	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009

Tabela 30: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR2

AR2 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,006	0,012	0,018	0,023	0,029	0,034	0,040	0,046	0,051	0,055
CEA	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,012	0,014
Ceal	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,022	0,024	0,027	0,031
CEB-DIS	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021
CEEE-D	0,000	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009
Celesc-DIS	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004
Celpa	0,011	0,020	0,030	0,040	0,049	0,057	0,068	0,076	0,086	0,092
Celpe	0,005	0,009	0,014	0,018	0,022	0,026	0,031	0,034	0,039	0,043
Cemar	0,009	0,018	0,026	0,034	0,041	0,050	0,057	0,064	0,072	0,077
Cemig-D	0,005	0,009	0,013	0,018	0,022	0,026	0,030	0,034	0,038	0,042
Cepisa	0,006	0,011	0,017	0,022	0,027	0,031	0,036	0,040	0,045	0,050
Ceron	0,002	0,004	0,007	0,009	0,012	0,015	0,017	0,020	0,023	0,026
Chesp	0,003	0,006	0,009	0,011	0,015	0,018	0,020	0,024	0,026	0,029
Cocel	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,013	0,016	0,019	0,021	0,025
Coelba	0,004	0,007	0,011	0,015	0,018	0,022	0,026	0,029	0,033	0,036
Cooperaliança	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Copel-DIS	0,002	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,021	0,024	0,027	0,031
Cosern	0,003	0,006	0,008	0,011	0,014	0,017	0,020	0,023	0,025	0,028
CPFL Paulista	0,001	0,002	0,004	0,005	0,006	0,008	0,010	0,011	0,012	0,014
CPFL Piratininga	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010	0,012	0,014
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demei	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007
DMED	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009
EBO	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,021	0,025	0,028	0,031
EDP ES	0,001	0,003	0,005	0,007	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,019
EDP SP	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011	0,012	0,014
EFLJC	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Eflul	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
Elektro	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
Eletroacre	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,014	0,017	0,019	0,023	0,025
Eletrocar	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009
ELFSM	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,005	0,006
EMG	0,007	0,015	0,021	0,028	0,035	0,040	0,048	0,054	0,058	0,065
EMS	0,004	0,007	0,011	0,014	0,017	0,021	0,024	0,027	0,030	0,034
EMT	0,005	0,009	0,013	0,018	0,021	0,026	0,029	0,033	0,037	0,042
Enel CE	0,005	0,009	0,014	0,018	0,023	0,027	0,032	0,036	0,040	0,043
Enel GO	0,004	0,008	0,011	0,015	0,019	0,023	0,026	0,031	0,034	0,038
Enel RJ	0,005	0,011	0,015	0,021	0,025	0,030	0,034	0,039	0,043	0,048
Enel SP	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,010	0,012	0,013
ENF	0,005	0,009	0,013	0,018	0,022	0,026	0,031	0,035	0,039	0,044
EPB	0,005	0,009	0,014	0,018	0,022	0,026	0,030	0,034	0,038	0,042

AR2 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESE	0,002	0,005	0,007	0,009	0,012	0,014	0,017	0,019	0,022	0,025
ESS	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010
ETO	0,010	0,020	0,030	0,038	0,047	0,054	0,062	0,070	0,078	0,084
Forcel	0,001	0,002	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010	0,012	0,013
Hidropan	0,000	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
Ienergia	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004
Light	0,003	0,007	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,025	0,028	0,031
MuxEnergia	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004
RGE	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009
Roraima Energia	0,002	0,005	0,008	0,010	0,013	0,016	0,019	0,022	0,024	0,027
Sulgipe	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,012	0,014
Uhenpal	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005	0,006	0,007

Tabela 31: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR3

AR3 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,005	0,010	0,015	0,019	0,024	0,029	0,034	0,038	0,043	0,048
CEA	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011
Ceal	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,015	0,018	0,021	0,023	0,026
CEB-DIS	0,001	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,015	0,018
CEEE-D	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007
Celesc-DIS	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
Celipa	0,008	0,017	0,025	0,034	0,042	0,048	0,057	0,064	0,072	0,081
Celpe	0,004	0,007	0,011	0,015	0,019	0,023	0,026	0,029	0,033	0,036
Cemar	0,007	0,015	0,022	0,029	0,035	0,042	0,048	0,054	0,060	0,067
Cemig-D	0,004	0,007	0,011	0,014	0,018	0,021	0,025	0,028	0,033	0,035
Cepisa	0,005	0,009	0,014	0,018	0,023	0,026	0,031	0,035	0,039	0,044
Ceron	0,002	0,003	0,005	0,007	0,009	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021
Chesp	0,002	0,004	0,007	0,009	0,012	0,014	0,017	0,019	0,022	0,025
Cocel	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,020
Coelba	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,022	0,025	0,028	0,031
Cooperaliança	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004
Copel-DIS	0,002	0,004	0,006	0,008	0,011	0,014	0,016	0,020	0,023	0,025
Cosern	0,002	0,005	0,007	0,009	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021	0,024
CPFL Paulista	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010	0,012
CPFL Piratininga	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,011
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demei	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005
DMED	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007
EBO	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,015	0,018	0,020	0,023	0,026
EDP ES	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,011	0,013	0,015

Alternativa 3 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
EDP SP	0,001	0,002	0,002	0,003	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011
EFLJC	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003
Eflul	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,006
Elektro	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,009	0,011
Eletroacre	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,016	0,018	0,021
Eletrocar	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007
ELFSM	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
EMG	0,006	0,012	0,018	0,024	0,029	0,035	0,040	0,045	0,051	0,057
EMS	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,020	0,023	0,026	0,028
EMT	0,004	0,007	0,011	0,015	0,018	0,022	0,026	0,029	0,033	0,036
Enel CE	0,004	0,008	0,012	0,015	0,019	0,023	0,027	0,030	0,034	0,038
Enel GO	0,003	0,006	0,009	0,013	0,016	0,019	0,022	0,026	0,029	0,032
Enel RJ	0,004	0,009	0,013	0,017	0,021	0,025	0,029	0,033	0,038	0,041
Enel SP	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,009	0,011
ENF	0,003	0,007	0,011	0,014	0,018	0,022	0,025	0,029	0,033	0,037
EPB	0,004	0,008	0,011	0,015	0,018	0,022	0,025	0,030	0,033	0,036
ESE	0,002	0,003	0,005	0,007	0,009	0,012	0,014	0,016	0,018	0,020
ESS	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
ETO	0,009	0,017	0,025	0,033	0,039	0,047	0,054	0,061	0,068	0,073
Forcel	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,010	0,011
Hidropan	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005	0,006
Ienergia	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
Light	0,003	0,005	0,008	0,011	0,014	0,016	0,019	0,022	0,024	0,027
MuxEnergia	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
RGE	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,006	0,007
Roraima Energia	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,013	0,015	0,018	0,020	0,023
Sulgipe	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,010
Uhenpal	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006

Tabela 32: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR4

AR4 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,004	0,008	0,012	0,016	0,020	0,024	0,028	0,032	0,036	0,040
CEA	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009
Ceal	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,017	0,019	0,022
CEB-DIS	0,001	0,002	0,004	0,005	0,006	0,008	0,010	0,011	0,013	0,014
CEEE-D	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Celesc-DIS	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
Celipa	0,007	0,013	0,020	0,026	0,034	0,041	0,046	0,054	0,061	0,068
Celpe	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,021	0,024	0,027	0,031
Cemar	0,006	0,012	0,018	0,024	0,029	0,035	0,040	0,045	0,053	0,057
Cemig-D	0,003	0,006	0,008	0,011	0,014	0,017	0,021	0,024	0,027	0,030
Cepisa	0,004	0,007	0,011	0,015	0,018	0,022	0,025	0,030	0,033	0,037
Ceron	0,001	0,002	0,004	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017
Chesp	0,002	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,016	0,018	0,020
Cocel	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016
Coelba	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,015	0,017	0,020	0,023	0,026
Cooperaliança	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
Copel-DIS	0,001	0,003	0,004	0,006	0,008	0,011	0,013	0,016	0,018	0,021
Cosern	0,002	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,016	0,017	0,020
CPFL Paulista	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009
CPFL Piratininga	0,000	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,009
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demei	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004
DMED	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005
EBO	0,002	0,003	0,005	0,007	0,010	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021
EDP ES	0,001	0,001	0,002	0,004	0,005	0,006	0,007	0,009	0,010	0,012
EDP SP	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
EFLJC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
Eflul	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Elektro	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
Eletroacre	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016
Eletrocar	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
ELFSM	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003
EMG	0,005	0,009	0,014	0,019	0,024	0,029	0,034	0,038	0,043	0,048
EMS	0,002	0,005	0,007	0,009	0,012	0,014	0,016	0,019	0,021	0,024
EMT	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,021	0,024	0,027	0,031
Enel CE	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,022	0,025	0,028	0,032
Enel GO	0,002	0,005	0,007	0,010	0,012	0,015	0,018	0,021	0,024	0,026
Enel RJ	0,003	0,007	0,010	0,013	0,017	0,021	0,024	0,027	0,031	0,034
Enel SP	0,000	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
ENF	0,003	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,021	0,024	0,027	0,030
EPB	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,018	0,021	0,024	0,027	0,030

AR4 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ESE	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,016
ESS	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006
ETO	0,007	0,014	0,020	0,027	0,033	0,038	0,045	0,051	0,057	0,064
Forcel	0,000	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008
Hidropan	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005
Ienergia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002
Light	0,002	0,004	0,006	0,008	0,011	0,013	0,015	0,018	0,020	0,022
MuxEnergia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
RGE	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,005
Roraima Energia	0,001	0,003	0,005	0,006	0,008	0,010	0,012	0,014	0,017	0,019
Sulgipe	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005	0,006	0,008
Uhenpal	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003	0,004

Tabela 33: Resultados por distribuidora para o aumento da tarifa de energia dos consumidores considerando AR5

AR5 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
AmE	0,002	0,005	0,008	0,011	0,014	0,018	0,021	0,024	0,027	0,030
CEA	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
Ceal	0,001	0,002	0,004	0,005	0,007	0,009	0,010	0,012	0,014	0,016
CEB-DIS	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,009	0,010
CEEE-D	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,003
Celesc-DIS	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001
Celipa	0,004	0,009	0,014	0,019	0,025	0,030	0,035	0,041	0,046	0,053
Celpe	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,013	0,016	0,018	0,021	0,024
Cemar	0,004	0,008	0,013	0,017	0,022	0,026	0,031	0,035	0,041	0,045
Cemig-D	0,002	0,004	0,006	0,008	0,010	0,013	0,015	0,017	0,019	0,022
Cepisa	0,003	0,005	0,008	0,011	0,014	0,017	0,020	0,022	0,026	0,029
Ceron	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,012
Chesp	0,001	0,002	0,003	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011	0,013	0,015
Cocel	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011
Coelba	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,017	0,019
Cooperaliança	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001
Copel-DIS	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015
Cosern	0,001	0,002	0,004	0,005	0,007	0,008	0,010	0,011	0,013	0,015
CPFL Paulista	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004	0,005	0,006
CPFL Piratininga	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006
CPFL Santa Cruz	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Demei	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
DMED	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003
EBO	0,001	0,002	0,004	0,005	0,007	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016
EDP ES	0,000	0,001	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008

Alternativa 5 - Valores em R\$/kWh										
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
EDP SP	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006
EFLJC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Eflul	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
Elektro	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005
Eletroacre	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,010	0,011
Eletrocar	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,003
ELFSM	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002
EMG	0,003	0,007	0,010	0,014	0,017	0,022	0,025	0,029	0,033	0,037
EMS	0,001	0,003	0,005	0,007	0,008	0,010	0,012	0,014	0,016	0,018
EMT	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,013	0,016	0,018	0,021	0,024
Enel CE	0,002	0,004	0,006	0,009	0,011	0,014	0,016	0,019	0,021	0,025
Enel GO	0,001	0,003	0,005	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,018	0,020
Enel RJ	0,002	0,004	0,007	0,010	0,012	0,015	0,018	0,021	0,023	0,027
Enel SP	0,000	0,000	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,005
ENF	0,002	0,003	0,005	0,007	0,010	0,012	0,014	0,017	0,020	0,022
EPB	0,002	0,004	0,006	0,008	0,011	0,014	0,016	0,018	0,021	0,023
ESE	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,008	0,009	0,011	0,012
ESS	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004
ETO	0,005	0,010	0,015	0,020	0,025	0,030	0,035	0,040	0,044	0,049
Forcel	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,003	0,003	0,004	0,005	0,006
Hidropan	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003
Ienergia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001
Light	0,001	0,003	0,004	0,006	0,007	0,009	0,011	0,013	0,015	0,016
MuxEnergia	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001
RGE	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,003
Roraima Energia	0,001	0,002	0,003	0,004	0,006	0,007	0,008	0,010	0,012	0,013
Sulgipe	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,003	0,004	0,004
Uhenpal	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002