

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO INTELIGENTE  
DE ELETRICIDADE COM CONCESSIONÁRIAS,  
CONSUMIDORES E PROSSUMIDORES**

*Economic modeling of the Smart Electricity Market with power distribution  
utilities, consumers and prosumers*

**Vinicius Braga Ferreira da Costa**

Julho de 2020

Itajubá - MG

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Vinicius Braga Ferreira da Costa**

**MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO INTELIGENTE DE  
ELETRICIDADE COM CONCESSIONÁRIAS, CONSUMIDORES  
E PROSSUMIDORES**

*Economic modeling of the Smart Electricity Market with power distribution utilities, consumers and prosumers*

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Economia do Setor Eletroenergético

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Coorientador: Prof. Dr. Héctor Arango

Junho de 2020

Itajubá - MG

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço imensamente aos meus pais, familiares e amigos, que sempre me incentivaram a realizar meus sonhos. O apoio e carinho abundantes que me foram concedidos serviram como combustível para a caminhada árdua, mas satisfatória.

Agradeço aos meus orientadores, Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto e Prof. Dr. Héctor Arango, pela confiança e paciência. Ambos professores exemplares que contribuíram em grande parte para a minha formação.

Agradeço também às agências de fomento pelo apoio financeiro: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energia Elétrica (INERGE).

## RESUMO

A integração de geração distribuída (GD) à rede de distribuição tem crescido de maneira acentuada, especialmente a geração fotovoltaica, devido ao barateamento da tecnologia, políticas econômicas de incentivo e ao aumento da preocupação com o meio ambiente. Embora os benefícios da inserção de fontes renováveis na rede elétrica sejam inquestionáveis, é imprescindível que haja uma regulação eficaz que garanta a sustentabilidade do mercado formado por *prosumers* (consumidores que detêm sistemas de GD), consumidores e concessionária. A regulação tarifária vigente (*Net Metering*) prevê que o excedente de energia proveniente do sistema de GD seja compensado pela concessionária, através de créditos na conta de energia. A concessionária recebe e distribui na sua rede o excedente de energia e o *prosumer*, tem até 5 anos para poder consumir o crédito de energia no mesmo posto tarifário. Na medida em que o número de *prosumers* aumenta, a receita da concessionária diminui, o que resulta num aumento da tarifa pelo agente regulador no próximo ciclo de revisão tarifária, já que atua no sentido de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. O aumento da tarifa incentiva ainda mais consumidores a adquirirem sistemas de GD, o que implica, novamente, numa diminuição da receita da concessionária. Este processo é chamado popularmente de “Robin Hood às Avesas”, visto que resulta em crescentes impactos sociais, e os consumidores mais afetados são os que não têm condições financeiras de investir em sistemas de GD. Esta dissertação tem como objetivo iniciar a representação do mercado inteligente do setor elétrico a partir do Modelo Econômico TAROT – Tarifa Otimizada visando maximizar o bem-estar socioeconômico e garantir a sustentabilidade do mercado, somente atingível a partir de uma regulação mais eficiente.

**Palavras-chave** – Bem-estar socioeconômico, geração distribuída, mercado inteligente de eletricidade, Modelo econômico do mercado elétrico, tarifa otimizada, *prosumidor*, regulação.

## ABSTRACT

*The integration of distributed generation (DG) into the distribution network has been increasing intensely, especially the photovoltaic generation, due to the reduction of technology costs, economic incentive policies and the growing concern regarding the environment. Although the benefits of inserting renewable energy sources into the network are unquestionable, it is essential to have an effective regulation that ensure the sustainability of the market formed by prosumers (consumers who own DG systems), consumers and power distribution utility. The current tariff regulation (Net Metering) states that the surplus energy from the DG system must be compensated by the utility, leading to credits on the energy bill. The utility receive and distribute the energy into its network and the prosumer has up to 5 years to consume the energy credit during the same respective tariff period. As the number of prosumers increases, the utility's revenue decreases, resulting in a tariff raise by the regulatory agency in the next tariff review cycle, which acts to guarantee the utility's economic and financial balance. The tariff raise encourage even more consumers to purchase DG systems, which again implies in a decrease of the utility's revenue. This process is popularly referred to as "Reverse Robin Hood", since it results in massive social impacts, and the most affected consumers are those who cannot afford to buy and install DG systems. This dissertation aims to start the representation of the smart market of the electric sector based on the Optimized Tariff Model (TAROT), with the objective of maximizing the socioeconomic welfare and ensuring the sustainability of the market, only attainable with more efficient regulation.*

**Keywords** – *Socioeconomic welfare, distributed generation, smart electricity market, economic model of the electric sector, Optimized Tariff Model, prosumer, regulation.*

# SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	II
<i>ABSTRACT</i> .....	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE SIGLAS.....	1
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>2</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA .....	2
1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO .....	3
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	5
<b>2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>7</b>
2.1. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E CONCEITOS BÁSICOS .....	7
2.2. BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	8
2.3. CENÁRIO MUNDIAL .....	10
2.4. CENÁRIO BRASILEIRO.....	14
2.4.1. FORMAÇÃO DA TARIFA .....	14
2.4.2. HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	17
2.4.3. CAPACIDADE INSTALADA E IMPACTO TARIFÁRIO .....	20
2.5. CUSTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	28
<b>3. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE <i>SMART GRIDS</i>....</b>	<b>31</b>
3.1. A TARIFA BRANCA.....	31
3.2. A UTILIZAÇÃO DE BATERIAS EM CONJUNTO COM A TARIFA BRANCA .....	34
3.3. CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS .....	36
3.3.1. DEFINIÇÕES DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS .....	36

3.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	40
3.5. ANÁLISE DA VIABILIDADE DAS TECNOLOGIAS EXISTENTES.....	42
3.5.1. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO CONVENCIONAL.....	44
3.5.2. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO AVANÇADA.....	45
3.5.3. BATERIAS DE NÍQUEL .....	46
3.5.4. BATERIAS DE ÍON-LÍTIO .....	46
3.5.5. BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE .....	48
3.5.6. BATERIA DE REDOX DE VANÁDIO.....	48
3.5.7. CUSTO DO SISTEMA COM BATERIA .....	48
3.5.8. RESULTADOS E CONCLUSÕES .....	54
<b>4. O MODELO TAROT - TARIFA OTIMIZADA .....</b>	<b>57</b>
4.1. MODELAGEM PARA O CONSUMIDOR .....	58
4.2. MODELAGEM PARA O PRODUTOR.....	61
4.3. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO .....	64
<b>5. O MODELO TARIFA OTIMIZADA NO CONTEXTO DA GERAÇÃO</b>	
<b>DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>65</b>
5.1. MODELAGEM PARA O <i>PROSUMER</i> .....	66
5.2. MODELAGEM PARA A CONCESSIONÁRIA .....	69
5.3. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO .....	72
5.4. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO MODELO TAROT .....	73
5.5. ESTUDOS DE CASO .....	77
5.5.1. CONSIDERAÇÕES E DADOS DE ENTRADA .....	77
5.5.1. RESULTADOS .....	81
5.5.1. CONCLUSÕES .....	87
5.6. NOVA PROPOSTA DA ANEEL PARA REGULAÇÃO DA GERAÇÃO	
DISTRIBUÍDA.....	89
5.6.1. DESCRIÇÃO DA NOVA PROPOSTA.....	89
5.6.2. ADAPTAÇÕES DO MODELO TAROT .....	90
5.6.3. ESTUDOS DE CASO.....	94
5.7. MODELAGEM PARA O <i>PROSUMER</i> COM BATERIA.....	105

5.8. MODELAGEM PARA A CONCESSIONÁRIA - <i>PROSUMER</i> COM BATERIA.....	108
5.9. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO – <i>PROSUMER</i> COM BATERIA ...	109
5.10. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO MODELO TAROT – <i>PROSUMER</i> COM BATERIA.....	110
5.11. ESTUDOS DE CASO – <i>PROSUMER</i> COM BATERIA .....	114
5.11.1. CONSIDERAÇÕES E DADOS DE ENTRADA .....	114
5.11.2. RESULTADOS .....	119
5.11.3. CONCLUSÕES .....	122
<b>6. CONCLUSÕES GERAIS .....</b>	<b>123</b>
6.1. CONTRIBUIÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	123
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	126
6.3. PUBLICAÇÕES .....	127
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>128</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Circuito elétrico do sistema de geração distribuída. Fonte: [14] (adaptado).....	8
Figura 2-2 – Histórico da geração distribuída. Fonte: [20] (adaptado). ....	10
Figura 2-3 – Tendência de modernização da rede elétrica. Fonte: [22] (adaptado). .....	11
Figura 2-4 – Oferta e Demanda. Fonte: [28]. ....	15
Figura 2-5 – Histórico da regulação da geração distribuída. Fonte: [31] (adaptado). .....	20
Figura 2-6 – Número de <i>prosumers</i> e capacidade instalada. Fonte: [39].....	21
Figura 2-7 – Número de conexões de geração distribuída por estado. Fonte: [39].	22
Figura 2-8 – Atlas solarimétrico do Brasil. Fonte: [18] (adaptado). ....	23
Figura 2-9 – Velocidade média anual do vento. Fonte: [42]. ....	24
Figura 2-10 – Projeções de microgeradores e de capacidade instalada. Fonte: [39]. .....	25
Figura 2-11 – Impacto tarifário acumulado da geração distribuída. Fonte: [39]. ....	26
Figura 2-12 – Capacidade instalada por tecnologia. Fonte: [39]. ....	27
Figura 2-13 – LCOE das tecnologias. Fonte: [1] (adaptado). ....	27
Figura 2-14 – Função custo do sistema. ....	29
Figura 3-1 – Tarifa Branca. Fonte: [47] (adaptado). ....	32
Figura 3-2 – Curva de carga típica de consumidores do grupo B. Fonte: [48]. ....	33
Figura 3-3 – Tecnologias de armazenamento. Fonte: [49]. ....	34
Figura 3-4 – Funcionamento do sistema solar com bateria. ....	35
Figura 3-5 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga. Fonte: [51] (adaptado).....	38
Figura 3-6 – Autodescarga de uma bateria de chumbo-ácido convencional. Fonte: [53] (adaptado).....	39
Figura 3-7 – Curto-circuito em bateria de íon-lítio. Fonte: [56] (adaptado).....	40

Figura 3-8 Capacidade instalada <i>on-grid</i> de baterias. Fonte: [50] (adaptado). .....	41
Figura 3-9 – Ciclo de vida das <i>Ultrabatteries</i> <sup>®</sup> . Fonte: [69]. .....	46
Figura 3-10 – Ciclo de vida de baterias de LMO, LNMC e LFP. Fonte: [71] (adaptado). .....	47
Figura 3-11 – Comparação dos custos. ....	55
Figura 4-1 – Diagrama de blocos convencional. ....	58
Figura 4-2 – Utilidade marginal. ....	60
Figura 5-1 – Diagrama de blocos <i>prosumer</i> . ....	66
Figura 5-2 – Tarifas ótimas. ....	82
Figura 5-3 – Influência da GD nos excedentes. ....	84
Figura 5-4 – Influência que o investimento desempenha no excedente da concessionária. ....	85
Figura 5-5 – Tarifa ótima de energia elétrica em função da energia proveniente de GD. ....	86
Figura 5-6 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD. .....	86
Figura 5-7 – Bem-estar socioeconômico do mercado em função da energia proveniente de GD. ....	87
Figura 5-8 – Tarifas ótimas – Nova proposta da ANEEL. ....	99
Figura 5-9 – Influência da GD nos excedentes – proposta da ANEEL. ....	101
Figura 5-10 – Tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL). ....	103
Figura 5-11 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL). ....	103
Figura 5-12 – Bem-estar socioeconômico do mercado em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL). ....	104
Figura 5-13 – Tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca). ....	121
Figura 5-14 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca). ....	121

Figura 5-15 – Bem-estar socioeconômico em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca). .....	122
---	-----

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Benefícios da geração distribuída. ....	8
Tabela 2-2 – Dados e estimativas da geração distribuída. ....	11
Tabela 2-3 – Geração solar por país.....	12
Tabela 2-4 – Mecanismos de incentivo à geração distribuída. ....	12
Tabela 2-5 – Parcelas da tarifa de energia elétrica.....	17
Tabela 2-6 – Custo de disponibilidade. ....	30
Tabela 3-1 – Possibilidade de adesão à Tarifa Branca. ....	31
Tabela 3-2 – Definição dos períodos da Tarifa Branca. ....	32
Tabela 3-3 – Revisão bibliográfica da GD no contexto da Tarifa Branca.....	42
Tabela 3-4 – Importância das características técnicas das baterias. ....	42
Tabela 3-5 – Quantificação das características técnicas. ....	43
Tabela 3-6 – Baterias de íon-lítio. ....	46
Tabela 3-7 – Ciclo de vida para diferentes profundidades de descarga. ....	50
Tabela 3-8 – Parâmetros das baterias. ....	50
Tabela 3-9 – Profundidade de descarga das baterias.....	50
Tabela 3-10 – Cenários considerados. ....	52
Tabela 3-11 – Justificativa para os cenários. ....	54
Tabela 3-12 – Melhor cenário para armazenamento de energia.....	55
Tabela 5-1 – Diminuição dos custos da concessionária. ....	65
Tabela 5-2 – Termos propostos para a função custo.....	70
Tabela 5-3 – Elasticidade demanda-preço.....	74
Tabela 5-4 – Resumo dos dados de geração distribuída (ano de 2019).....	78
Tabela 5-5 – Parâmetros do modelo TAROT.....	79
Tabela 5-6 – Cenários.....	80
Tabela 5-7 – Tarifas ótimas.....	81
Tabela 5-8 – Influência da GD nos excedentes ....	82
Tabela 5-9 – Cenários – proposta da ANEEL. ....	95

Tabela 5-10 – Capacidade instalada por alternativa.....	96
Tabela 5-11 – Capacidade instalada por modalidade .....	97
Tabela 5-12 – Dados de entrada de geração.....	97
Tabela 5-13 – Parâmetro j. ....	98
Tabela 5-14 – Tarifas ótimas – Nova proposta da ANEEL.....	99
Tabela 5-15 – Influência da GD nos excedentes – proposta da ANEEL.....	100
Tabela 5-16 – Variação dos excedentes em porcentagem. ....	102
Tabela 5-17 - Parâmetros do modelo TAROT com armazenamento. ....	116
Tabela 5-18 – Cenários – TAROT com armazenamento. ....	118
Tabela 5-19 – Tarifas e proporções ótimas.....	119
Tabela 5-20 – Excedentes. ....	119

---

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EBIT	<i>Earnings Before Interests and Taxes</i>
ECA	<i>Economic Consumer Added</i>
EVA	<i>Economic Value Added</i>
EWA	<i>Economic Wealth Added</i>
GD	Geração distribuída
NOPAT	<i>Net Operating Profit after Taxes</i>
TAROT	Tarifa Otimizada
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

Tendo em vista a atual preocupação acerca de um sistema elétrico mais renovável e sustentável (menos dependente de combustíveis fósseis), a incorporação gradativa de fontes renováveis e distribuídas é de suma importância. Dentre as fontes renováveis existentes, destaca-se a geração solar, que devido ao desenvolvimento e barateamento da tecnologia, tornou-se mais acessível aos consumidores residenciais. Além do barateamento contínuo da tecnologia, visto como o maior dentre todas as fontes renováveis [1], vários bancos incentivam investimentos em sistemas de geração solar ao diminuir a taxa de juros para empréstimos, tornando-os ainda mais atraentes. Verifica-se que a energia fotovoltaica é a fonte renovável com maior capacidade instalada por ano no mundo [2].

Apesar da acessibilidade financeira da tecnologia, a implantação de sistemas de geração solar por parte dos consumidores brasileiros era, até 2012, inviabilizada na maioria das aplicações. Isso porque somente sistemas *off-grid* (não conectados à rede de distribuição) eram reconhecidos pela legislação do setor, e nesses sistemas, caso não haja bateria para armazenamento, a energia gerada deve ser consumida prontamente ou o excedente é perdido. A Resolução Normativa número 482 publicada em 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [3], atualizada pela Resolução Normativa número 687 em 2015 [4], regulamenta o acesso da microgeração (potência de até 75[kW]) e minigeração distribuída (potência de 75[kW] até 5[MW]) à rede de distribuição (sistemas *on-grid*). Estes sistemas incluem as fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Porém, devido a acessibilidade citada anteriormente, somada ao fato de pouca necessidade de manutenção, sistemas de geração solar são mais viáveis na maioria dos empreendimentos, principalmente para baixas potências. Ressalta-se, também, que a geração solar é livre de ruídos mecânicos, o que a torna viável em centros populacionais. No Brasil, 99% do **número de conexões** de geração distribuída, na rede elétrica de distribuição, são fotovoltaicas [5].

---

Os consumidores que possuem sistemas *on-grid* são chamados de *prosumers* (junção das palavras *producer* e *consumer*) e podem comprar energia da concessionária quando a geração for inferior ao consumo e emprestar energia à concessionária quando a geração for superior ao consumo. O empréstimo é realizado considerando a mesma tarifa, na forma de crédito na conta de energia (procedimento chamado de *Net Metering*) e com validade de 60 meses, ou seja, 5 anos. Logicamente, a possibilidade de venda da energia é imprescindível para o consumidor, que não perde o excedente gerado, mas também é interessante para o sistema elétrico. Destaca-se: “...São relevantes os benefícios que a geração distribuída traz ao sistema elétrico: redução de perdas e o custo evitado de ampliação do sistema, pois você gera junto à unidade de consumo; o aumento na segurança do abastecimento...” [6].

Políticas públicas de incentivo, como créditos fiscais, têm se tornado evidentes. Dentre estas, destaca-se a isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços): “Ficam os estados do Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.” [7].

## 1.2. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Estudos econômicos referentes à implantação de sistemas de geração distribuída fotovoltaicos são frequentes, como em [8] e [9]. No entanto, tais estudos tratam o *prosumer* de maneira isolada da concessionária, ou seja, não consideram o mercado de energia como um todo. Análises econômicas exclusivas do *prosumer* são indiscutivelmente importantes para informar potenciais investidores em sistemas de

---

geração distribuída, acerca dos índices econômicos do empreendimento (VPL, rentabilidade, *payback*, TIR e etc.). Evidentemente, com maior divulgação dos índices econômicos demonstrando a viabilidade do investimento tende a aumentar o número de *prosumers*, visto que os consumidores se sentem mais seguros e propensos a investir. Conclui-se que estes estudos contribuem para a disseminação da geração distribuída no Brasil, aumentando a sustentabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico, diminuindo os custos, adiando investimentos na rede e alavancando à economia. Destaca-se: “Além do benefício energético, a geração distribuída contribui enormemente com a economia, a partir do fortalecimento da indústria e da geração de empregos” [5].

Embora estudos econômicos exclusivos do *prosumer* sejam importantes, o cenário atual exige estudos mais amplos, que não somente favoreçam a integração de renováveis, mas que possibilitem uma atuação harmoniosa do setor elétrico. A inserção indiscriminada de geração distribuída origina problemas de ordem técnica, econômica e ambiental. Na Alemanha, por exemplo, políticas de incentivo baseadas em tarifas diferenciadas para os *prosumers* (*Feed-in Tariff*) resultaram num aumento massivo da capacidade instalada e, conseqüentemente, num excesso de geração e na desativação de usinas [10]. Além do problema descrito, há também a dificuldade de garantir, por meio da regulação, que o mercado de energia seja sustentável, ou seja, que a integração de renováveis não resulte num aumento da tarifa para os consumidores convencionais (processo chamado de “Robin Hood às Avessas” [11]). Deve-se ter em mente que a grande maioria dos consumidores brasileiros não estão economicamente aptos a investir em sistemas de geração distribuída, portanto, é imprescindível que o aumento do número de *prosumers* não prejudique estes consumidores. Ressalta-se: “Nosso desafio agora é avançar nessa regulação para democratizar os benefícios da geração distribuída, para que mais consumidores, independente de suas condições socioeconômicas, sejam beneficiados” [5].

Embora a realidade brasileira seja distinta da de outros países, visto que a regulamentação da geração distribuída é recente, os desafios oriundos do aumento da capacidade instalada devem ser analisados prontamente, para que quando a capacidade instalada de renováveis for considerável, a ANEEL tenha condições de regular o setor de maneira eficiente.

---

Esta dissertação representa o mercado de energia elétrico inteligente formado por *prosumers*, consumidores e concessionária com base no Modelo Econômico TAROT - Tarifa Otimizada, que foi desenvolvido originalmente para o estudo do mercado formado por consumidor tradicional e concessionária. Portanto, é apresentado um modelo econômico-regulatório ampliado, que pode ser utilizado como ferramenta inicial para regular o mercado do novo setor elétrico de maneira eficiente. A partir da modelagem proposta, obtém-se a tarifa de energia ótima, que maximiza o bem-estar socioeconômico e que garante uma operação harmoniosa do mercado.

### 1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

De forma a atingir os objetivos propostos e fundamentar a análise, esta dissertação está dividida em seis capítulos.

O capítulo introdutório tem como finalidade a contextualização do tema, fornecendo-se um panorama geral. Além disso, exibe-se os objetivos e principais contribuições da dissertação, que motivaram e justificaram o estudo do tema proposto.

O segundo capítulo tem a função de expor os principais conceitos referentes à geração distribuída, definida como “a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia” [12]. Devido às justificativas apresentadas no capítulo introdutório, a geração fotovoltaica é o foco da análise.

No terceiro capítulo discute-se a possibilidade da utilização de sistemas de armazenamento de energia através de baterias em conjunto com sistemas de geração distribuída no contexto de *smart grids*. Além disso, faz-se uma análise da viabilidade técnica e econômica da implantação destes sistemas em conjunto com a nova política tarifária brasileira (Tarifa Branca). Este tópico é importante também para possibilitar a modelagem do *prosumer* com bateria no quinto capítulo.

O quarto capítulo apresenta o modelo TAROT - Tarifa Otimizada clássico, que representa o mercado formado por concessionária e consumidor que não possui sistema de geração distribuída. A compreensão do modelo econômico regulatório convencional vigente fundamenta a análise através da modelagem ampliada apresentada nos capítulos seguintes.

O quinto capítulo exhibe a modelagem econômico-regulatória do mercado formado por *prosumer*, consumidor e concessionária, que corresponde ao principal objetivo e contribuição desta dissertação. A modelagem é dividida em duas partes: a primeira para o *prosumer* sem bateria e a segunda para o *prosumer* com bateria. Para que o modelo seja exemplificado, faz-se também estudos de caso, tanto para a regulação atual (*Net Metering*), quanto para a nova proposta de mudança na regulamentação pela ANEEL, introduzida para discussão em 2019.

O sexto capítulo tem a finalidade de expor as conclusões da dissertação e dos resultados obtidos nos estudos de caso, assim como as sugestões para os trabalhos futuros.

As referências bibliográficas são exibidas ao final da dissertação.

---

## 2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 2.1. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO E CONCEITOS BÁSICOS

O sistema de geração solar dos *prosumers* é composto por: placas fotovoltaicas, inversor e medidor de energia bidirecional. As placas fotovoltaicas têm como finalidade converter a energia solar em energia elétrica e usualmente são instaladas sobre o telhado por questões de otimização do espaço utilizado e para que fiquem totalmente expostas à radiação solar. A energia gerada depende da área total de placas do sistema, ou seja, a quantidade e as dimensões das placas variam conforme as necessidades energéticas do projeto. Atualmente, a eficiência média das placas comerciais, dada pela relação entre a energia gerada e a energia proveniente da radiação solar é de 17% [13]. O inversor é responsável por converter a tensão CC gerada pelas placas, em tensão CA, e isso é imprescindível para possibilitar o acesso do sistema de GD à rede de distribuição, que opera com tensão CA. Além disso, os aparelhos elétricos presentes na residência também ainda são projetados para operar com tensão CA. É importante ressaltar que o inversor deve ser classificado como *grid-tie*, sendo que estes inversores possuem eficiência próxima de 100% e um baixo grau de harmônicos, o que implica em um impacto limitado na qualidade da energia da rede. O medidor de energia bidirecional, que é de responsabilidade da concessionária, realiza a distinção entre a energia que provém do sistema de GD e a energia que provém da rede de distribuição. Logicamente, esta distinção é necessária para compor de maneira correta a conta de energia do *prosumer*.

Os componentes de sistemas fotovoltaicos citados até aqui correspondem aos componentes básicos. No Capítulo 3 será discutida a possibilidade de implantação de baterias em conjunto com os sistemas de geração distribuída.

Para o correto funcionamento do sistema com bateria é necessária também a aquisição de um circuito de controle (controlador de carga), que tem a função de prolongar a vida útil da bateria, otimizando a variação da tensão, fato que ocorre devido à natureza intermitente da geração fotovoltaica. O controlador de carga ga-

rante que, ao operar, a bateria esteja integralmente sujeita à tensão nominal. O controlador de carga pode ser PWM (*Pulse Width Modulation*) ou MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). A diferença entre eles é que o MPPT mantém a tensão e aumenta a corrente de acordo com a radiação solar disponível, o que implica em um rendimento próximo de 100%, enquanto que o PWM mantém a tensão e a corrente das placas, o que implica em perdas elevadas. Logicamente, o controlador MPPT apresenta um custo mais elevado que o PWM.

A representação esquemática do sistema de GD sem bateria pode ser observada na Figura 2-1:

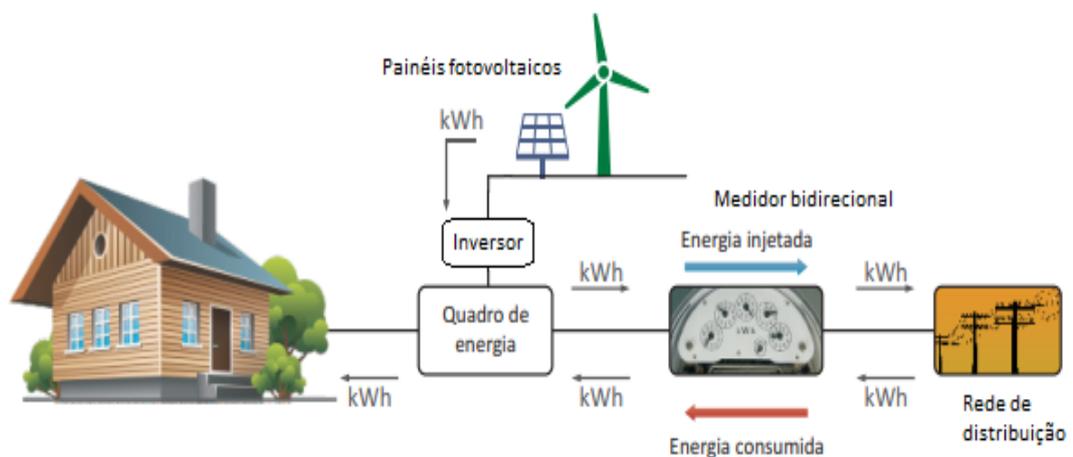


Figura 2-1 – Circuito elétrico do sistema de geração distribuída. Fonte: [14] (adaptado).

## 2.2. BENEFÍCIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Embora alguns benefícios oriundos da integração da geração distribuída à rede elétrica tenham sido citados no capítulo introdutório, esta seção expõe mais benefícios e visa justificá-los. Os benefícios e as justificativas foram organizados na Tabela 2-1:

Tabela 2-1 – Benefícios da geração distribuída.

Benefício	Justificativas e comentários
Diversificação da matriz elétrica e maior sustentabilidade.	Embora 84% da matriz elétrica brasileira seja composta por fontes renováveis [15], regimes de chuva insatisfatórios podem impor a utilização de termelétricas para garantir a segurança do fornecimento. Portanto, a geração distribuída pode reduzir a emissão de

Benefício	Justificativas e comentários
	gases do efeito estufa. A diversificação da matriz elétrica é ainda mais proveitosa em países altamente dependentes de combustíveis fósseis, justamente por diminuir esta dependência. A utilização de termelétricas em grande escala é preocupante também do ponto de vista econômico, devido ao risco associado à variação do preço do petróleo, evidente durante crises [16].
Diminuição das perdas de energia do sistema elétrico.	Sabe-se que as perdas Joule são proporcionais à resistência elétrica que, por sua vez, é proporcional à distância. A geração distribuída é usualmente implantada próxima ao centro de carga, o que implica em uma menor distância entre geração e consumo. As perdas são também proporcionais ao quadrado da corrente. Logo, através de GD pode-se otimizar a circulação de corrente através da rede de distribuição e transmissão, contribuindo para a redução das perdas elétricas no sistema.
Geração de empregos.	Atualmente existem 464 empresas de energia solar fotovoltaica concentradas principalmente nas regiões Sul e Sudeste [17]. Tendo em vista que o maior potencial solar brasileiro se encontra na região Nordeste [18], que possui poucas empresas, espera-se que este número aumente drasticamente. Mundialmente, a geração fotovoltaica criou um total de mais de 3 milhões de empregos e é a fonte renovável líder neste quesito [19].
Desenvolvimento industrial.	O capital poupado pelas empresas pode ser reinvestido para a ampliação das mesmas, constituindo cadeias produtivas ou expandindo o portfólio de produtos/serviços.
Balanceamento de carga.	A geração distribuída no contexto de <i>smart grids</i> resulta em um maior equilíbrio entre geração e consumo. Ou seja, a energia gerada pode ser armazenada e consumida em períodos de alta demanda.
Aumento da confiabilidade do sistema elétrico.	Desde que haja possibilidade de ilhamento, o corte de geradores convencionais num contexto de elevada capacidade instalada de geração distribuída tende a ser menos preocupante do ponto de vista da confiabilidade, visto que a GD seria capaz de alimentar pelo menos parte da carga do sistema. Destaca-se: "No Brasil, a crise energética ocorrida em 2001 levou o país a repensar e ampliar a participação de outras fontes energéticas na matriz nacio-

Benefício	Justificativas e comentários
	nal, bem como levou a ações de redução de consumo que reduzissem a dependência das usinas hidroelétricas” [16].
Adiamento de investimentos em geração, transmissão e distribuição.	A GD reduz a necessidade de empreendimentos convencionais em geração. Além disso, linhas de transmissão tornam-se menos essenciais devido à proximidade entre geração e carga. No contexto de <i>smart grids</i> o adiamento de investimentos é ainda mais notório.

### 2.3. CENÁRIO MUNDIAL

A Figura 2-2 ilustra o histórico da geração distribuída no mundo:

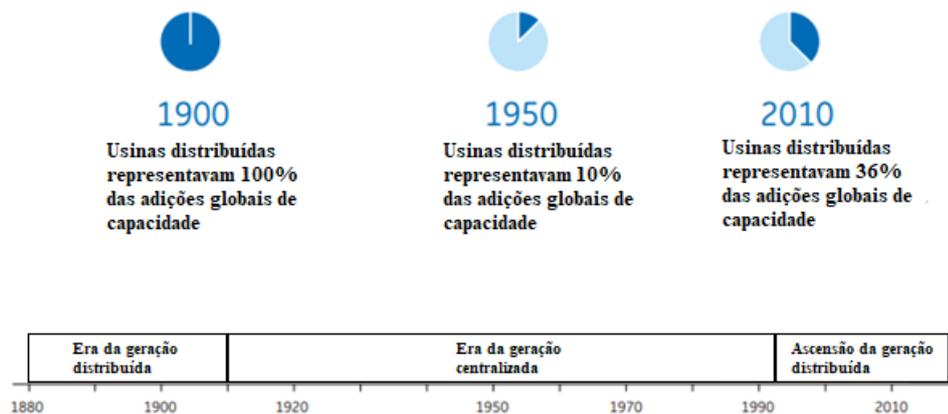


Figura 2-2 – Histórico da geração distribuída. Fonte: [20] (adaptado).

Observa-se que quando a energia elétrica começou a ser explorada, a geração distribuída correspondia a 100% da capacidade instalada. Isto se devia a duas limitações tecnológicas: dificuldade de gerar energia em grandes quantidades e dificuldade de transmitir energia. A transmissão CA em alta tensão, que resulta em menores perdas, era um desafio para a época. A partir da década de 1910 avanços tecnológicos resultaram na possibilidade de empreendimentos maiores, essenciais para a exploração da economia de escala presente nos mesmos. A exploração de economias de escala cada vez maiores sustentadas pelo crescimento ininterrupto do mercado de energia marcou o setor elétrico por boa parte do século XX, o que viabilizou a modicidade tarifária. Recentemente, a popularidade da geração distribu-

ída ressurgiu, devido, entre outros fatores, à crises sucessivas do petróleo, ao aumento da eficiência das placas fotovoltaicas (de cerca de 4,5% em 1950 para 17% em 2019 [21]), ao barateamento da tecnologia, que viabilizou empreendimentos, à preocupação com o meio ambiente e à facilidade de integração dos sistemas à rede de distribuição. Além disso, há uma tendência mundial de aumento tanto do número quanto das funcionalidades das *smart grids*, que dependem de geração distribuída associada a sistemas de armazenamento de energia para otimizar a rede elétrica e minimizar os custos. A Figura 2-3 ilustra a tendência de modernização da rede:

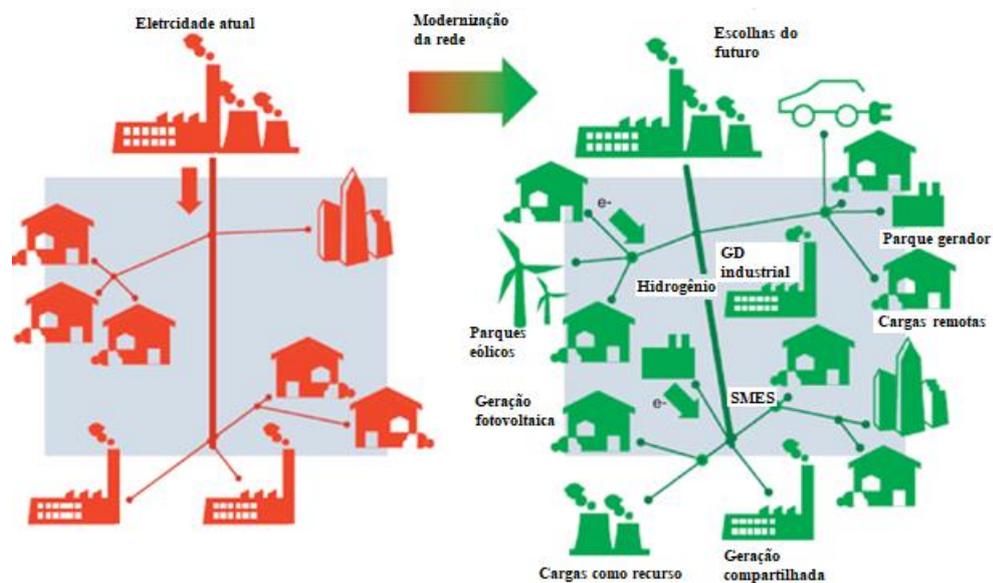


Figura 2-3 – Tendência de modernização da rede elétrica. Fonte: [22] (adaptado).

A Tabela 2-2 resume os dados e as estimativas da *General Electric*<sup>®</sup> com relação à geração distribuída e à geração centralizada [20]. Observa-se que, de fato, a GD vem crescendo intensamente.

Tabela 2-2 – Dados e estimativas da geração distribuída.

	Ano		
	2000	2012	2020
Capacidade adicionada de geração centralizada [GW/ano]	180	218	272
Capacidade adicionada de geração distribuída [GW/ano]	47	142	200

Porcentagem de geração distribuída do total de adição	Ano		
	21%	39%	42%
Investimento em geração distribuída [bilhões de dólares/ano]	30	150	205

A Tabela 2-3 expõe dados referentes à geração solar de diversos países com base em [23] e [24]. Ressalta-se que a maior parcela da geração distribuída provém de fonte fotovoltaica. Portanto, os países que detêm ampla capacidade instalada de geração solar tendem a possuir também ampla capacidade instalada de geração distribuída.

Tabela 2-3 – Geração solar por país.

País	Capacidade total instalada [GW]	Capacidade instalada de PV [GW]	Capacidade adicionada de PV [GW/ano]
China	1223	131	53
EUA	1110	51	10,6
Japão	311	49	7
Índia	270	18,3	9,1
Rússia	226	*	**
Alemanha	181	42	1,8
Canadá	146	*	**
Brasil	129	1,1	0,9

\*Inferior a 5,6[GW].

\*\*Inferior a 0,9[GW/ano].

O sucesso na implantação de geração distribuída está diretamente ligado às políticas públicas de incentivo adotadas. A Tabela 2-4 exhibe os mecanismos de incentivo praticados pelos governos de diversos países [16]:

Tabela 2-4 – Mecanismos de incentivo à geração distribuída.

Mecanismos de incentivo	Comentário	Brasil	Chile	Alemanha	Itália	Japão
<i>Feed-in Tariff</i>	Tarifas de energia diferenciadas para os <i>prosumers</i> [25].			✓	✓	✓

Mecanismos de incentivo	Comentário	Brasil	Chile	Alema- nha	Itália	Japão
Quotas para fontes renováveis			✓			
Subsídio de capital			✓	✓	✓	✓
Investimentos, créditos fiscais	No Brasil, refere-se à isenção do ICMS (Convênio ICMS 16/15)	✓	✓	✓	✓	
Redução de impostos			✓	✓	✓	✓
Certificados de energia renovável						
<i>Net Metering</i>	Mecanismo de compensação de energia entre <i>prosumer</i> e concessionária.	✓	✓		✓	
Empréstimos ou financiamento público		✓	✓	✓	✓	✓
Leilões de energia		✓	✓	✓	✓	✓

A Tabela 2-4 trata apenas de fatores econômicos. No entanto, deve-se ter em mente que estes não são os únicos que motivam os consumidores a adquirirem sistemas de geração distribuída. De acordo com [26], muitos fatores além do preço e do interesse econômico próprio motivam as pessoas a se empenhar em comportamentos sustentáveis, como, por exemplo: valores e fatores contextuais. Valores correspondem aos objetivos cobiçados pelas pessoas e fatores contextuais referem-se às normas sociais, cultura, acesso à informação, dentre outros. Portanto, é essencial que informações acerca dos benefícios ambientais da geração distribuída sejam difundidos como forma de motivação.

---

## 2.4. CENÁRIO BRASILEIRO

### 2.4.1. FORMAÇÃO DA TARIFA

Esta seção tem a finalidade de expor como funciona a formação da tarifa de energia elétrica no Brasil, que atualmente é definida da mesma maneira tanto para os consumidores tradicionais quanto para os *prosumers*. Uma breve introdução acerca dos conceitos de regulação também é apresentada, visto que estes tópicos estão diretamente relacionados.

Segundo [27], define-se regulação como qualquer ação do governo no sentido de limitar a liberdade de escolha dos agentes econômicos. Percebe-se que esta é uma definição geral, que não se limita ao mercado de energia elétrica. Esta limitação pode ser dada sob diversas formas, como, por exemplo: preço do produto, qualidade, segurança ou quantidade, sendo que, no caso da energia elétrica, a concessionária é limitada no âmbito do preço do produto (tarifa), qualidade e segurança.

A grande maioria dos mercados não são regulados no âmbito do preço do produto, pois o próprio mercado se encarrega de atingir o ponto de equilíbrio econômico, dado pela interseção das curvas de oferta e demanda no diagrama preço  $\times$  quantidade, como pode ser observado na Figura 2-4:

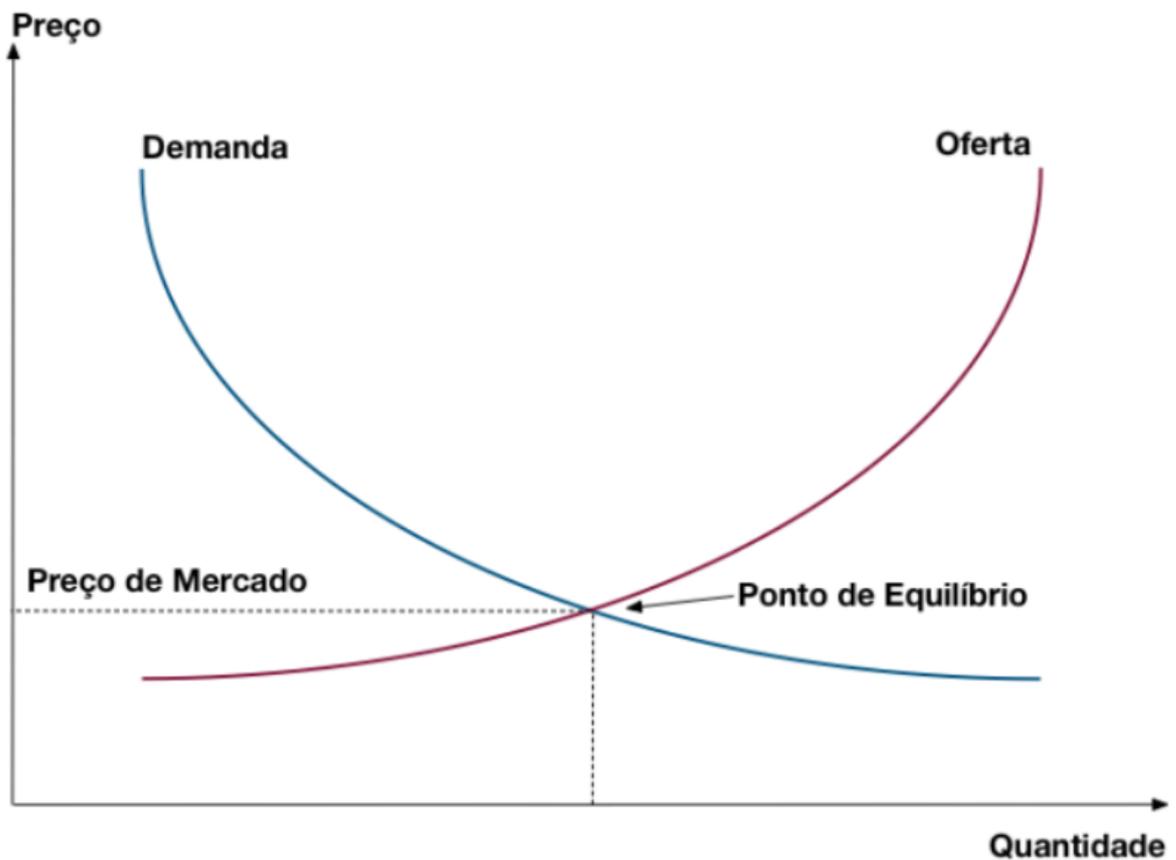


Figura 2-4 – Oferta e Demanda. Fonte: [28].

O ponto de equilíbrio econômico corresponde a uma quantidade de produtos e a um preço específicos em que ambos os agentes estão satisfeitos com a transação. Pode-se afirmar também que este é o ponto ótimo do mercado, visto que é o único que apresenta quantidade ofertada igual à quantidade demandada.

O mercado de energia elétrica possui características excêntricas que o impossibilitam de atingir o ponto de equilíbrio econômico de maneira espontânea, pois, caso não haja regulação, há uma tendência de aumento brusco da tarifa por parte da concessionária. Outros mercados com características semelhantes também possuem esta característica, como, por exemplo: o mercado de gás, saneamento básico e telecomunicações. Diferentemente de produtos corriqueiros que podem ser facilmente vendidos, todos esses mercados, classificados como indústrias de rede, dependem de uma infraestrutura complexa para que o produto seja vendido e normalmente não há espaço físico suficiente para construção de infraestruturas de empresas concorrentes. Além disso, este tipo de mercado apresenta uma economia de

---

escala exacerbada, ou seja, a atuação de empresas concorrentes num mesmo espaço físico implicaria em ineficiência e em tarifas elevadas.

As características citadas fazem com que as indústrias de rede sejam monopólios naturais, ou seja, naturalmente não possuem concorrência. No caso da energia elétrica ainda há o fator agravante de tradicional inviabilidade de armazenamento do produto em larga escala, ou seja, o mesmo deve ser vendido de maneira simultânea à geração, o que torna a venda ainda mais complexa. O barateamento notável de tecnologias de armazenamento, em especial de baterias, tende a mudar esta realidade no futuro.

O fato do mercado de energia elétrica ser um monopólio natural não é o único responsável pelo anseio da concessionária de aumentar a tarifa e, conseqüentemente, seu lucro. Além da falta de concorrência do mercado, sabe-se que a energia elétrica é um bem insubstituível e essencial, o que resulta em uma demanda praticamente inelástica, ou seja, que não responde de maneira significativa ao aumento do preço. A maioria dos bens de consumo podem ser rejeitados ou substituídos caso haja aumento brusco do preço, como é o caso, por exemplo, dos produtos alimentícios. Como a energia elétrica é insubstituível, na ausência de regulação, as concessionárias poderiam estipular tarifas elevadas sem temer uma queda brusca do consumo, o que resultaria em lucros massivos, se todos pudessem pagar.

A ANEEL regula o preço da energia com o objetivo de contornar os problemas do mercado não perfeito e buscar o ponto de equilíbrio econômico-financeiro de maneira “artificial” ao estabelecer uma tarifa justa tanto para o consumidor, que é o agente favorecido com a regulação, quanto para a concessionária, que tem uma receita capaz de quitar os custos e remunerar seus acionistas e credores justamente, considerando retorno e risco da atividade econômica.

No Brasil, os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) regulamentam os processos tarifários [29] e dividem a tarifa em duas parcelas: a parcela “A”, que se refere aos custos não gerenciáveis, e a parcela “B”, que corresponde aos custos gerenciáveis. A Tabela 2-5 exhibe a composição das parcelas:

Tabela 2-5 – Parcelas da tarifa de energia elétrica.

Parcela "A"	Parcela "B"
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compra de energia e custos de transmissão;</li> <li>• Encargos setoriais.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Custos operacionais;</li> <li>• Cota de depreciação;</li> <li>• Remuneração de capital;</li> <li>• Outras receitas.</li> </ul>

Um dos motivos das tarifas das empresas serem distintas é o diferente custo não gerenciável associado. Para algumas empresas, por exemplo, os custos operacionais para a distribuição de energia elétrica nas suas respectivas áreas de concessão são mais elevados do que em outras.

Ainda com relação à parcela "B", a política de regulação empregada pela ANEEL é a de regulação por incentivos, que estimula uma operação eficiente das empresas distribuidoras. O incentivo para uma operação eficiente se dá através do fator "X", que subtrai o valor da tarifa na revisão tarifária, e assim, quanto pior o desempenho da empresa, maior o fator "X".

Essa política de regulação garante uma tarifa mais baixa para o consumidor, pois parte do ganho de eficiência alcançado pela concessionária é repassado ao consumidor no sentido de garantir a modicidade tarifária.

#### 2.4.2. HISTÓRICO DA REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como citado no capítulo introdutório, a regulação da geração distribuída no Brasil somente teve início em 2012, com a Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL. Esta resolução foi resultado da Consulta Pública Nº 15 de 2010 e da Audiência Pública Nº 42 de 2011, que foram realizadas com a finalidade de discutir dispositivos legais [30]. A Resolução Normativa Nº 482 implementou as condições gerais para o acesso da geração distribuída à rede de distribuição em conjunto com o *Net Metering*. O crédito originado a partir do excedente de energia tinha até 36 meses para ser utilizado. A microgeração foi classificada como todo empreendimento com potência menor ou igual a 100 [kW], os empreendimentos com potência superior a esta e menor que 1 [MW] foram classificados como minigeração. Para evitar reduções significativas das receitas das concessionárias ficou estipulado que os *prosumers*

devem arcar com o custo de disponibilidade, nas mesmas condições dos consumidores tradicionais [31].

De acordo com o que foi publicado na Nota Técnica Nº 0163/2012-SRD/ANEEL [30], a Resolução Normativa Nº 482 não definiu a natureza jurídica da operação de transação de energia entre *prosumer* e concessionária. Portanto, em outubro de 2012 o CONFAZ manifestou o entendimento de que o *prosumer* deveria arcar com o ICMS sobre todo excedente de energia injetado na rede, uma vez que a transação foi interpretada como uma operação de compra e venda. A Nota Técnica Nº 0163/2012-SRD/ANEEL não só anunciou a adversidade, mas citou maneiras de contorná-la a partir de modificações da Resolução Normativa Número 482.

Com o objetivo de contornar o problema mencionado, além de aperfeiçoar itens complementares da Resolução Normativa Nº 482, em dezembro de 2012 a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 517, em que a transação de energia foi caracterizada como empréstimo. Destaca-se: “a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada” [32].

Apesar da publicação da Resolução Normativa Nº 517, o CONFAZ publicou em abril de 2013 o Convênio ICMS 6 [33], que decretou que o ICMS deveria ser cobrado com base em toda energia proveniente da rede de distribuição, sem considerar qualquer excedente injetado na rede pelo *prosumer*.

A cobrança integral do ICMS representou um obstáculo na disseminação da geração distribuída, visto que impacta de maneira significativa os índices econômicos do investimento. Embora questões tributárias não sejam de competência da ANEEL, a Nota Técnica Nº 0017/2015-SRD/ANEEL [34], que objetivava o aprimoramento da Resolução Normativa Nº 482, deixou claro o posicionamento da agência: a consideração do excedente do *prosumer* para isenção do ICMS era fundamental. Nos casos em que o excedente era maior que o consumo, a agência defendia a cobrança do ICMS apenas sobre o custo de disponibilidade. Em reuniões com a ANEEL em 2015, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Planejamento afirmaram que iriam avaliar a questão.

O estado de Minas Gerais foi pioneiro na isenção fiscal: em julho de 2013 foi

---

publicada a Lei Nº 20824 [35], que decretou que o ICMS deveria ser cobrado somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada. A rápida isenção do ICMS contribuiu para que Minas Gerais progredisse no contexto da geração distribuída: até janeiro de 2018 este era o estado com o maior número de conexões (4484) [36].

Em abril de 2015 o Convênio ICMS 16 foi publicado, autorizando os estados brasileiros a conceder isenção do ICMS sobre o excedente gerado pelos *prosumers*. Embora tardio, este convênio foi fundamental para incentivar a geração distribuída no Brasil, que cresceu de maneira intensa nos últimos três anos. Devido ao caráter facultativo do convênio, a isenção do ICMS por parte dos estados brasileiros foi um processo lento. Porém, em maio de 2018, os estados de Santa Catarina, Paraná e Amazonas aderiram ao convênio, resultando na isenção do ICMS em todo território nacional [37].

Em novembro de 2015 foi publicada a Resolução Normativa Número 687, com modificações na Resolução Normativa Nº 482, sendo que entre elas destacaram-se as definições de micro e de minigeração: a microgeração passou a ser definida como toda geração distribuída com potência inferior a 75 [kW] e a minigeração como a geração distribuída de fontes hídricas com potência entre 75 [kW] e 3 [MW] e de cogeração qualificada com potência entre 75 [kW] e 5 [MW]. Outra mudança importante foi o prazo para consumo dos créditos, que passou a ser de 60 meses.

Com relação às modalidades do empreendimento, além da modalidade tradicional, há três possibilidades definidas pela Resolução Normativa Nº 687 [38]. O empreendimento com múltiplas unidades consumidoras corresponde a união de consumidores de um mesmo condomínio que investem em um só sistema de geração, os créditos produzidos são então divididos entre estes consumidores. A geração compartilhada refere-se à união de consumidores dentro de uma mesma área de concessão, por meio de consórcio ou cooperativa, que investem em um só sistema de geração instalado em local remoto. O autoconsumo remoto é caracterizado quando um só consumidor que possui um sistema de geração usufrui dos créditos provenientes deste sistema em qualquer imóvel de sua posse, desde que sejam localizados em uma mesma área de concessão. Estas modalidades contribuem signi-

ficativamente para a disseminação da geração distribuída, pois possibilitam a otimização do espaço disponível e a exploração da economia de escala inerente a estes investimentos.

A Figura 2-5 ilustra, de maneira resumida, as informações expostas acerca do histórico da regulação da GD no Brasil:

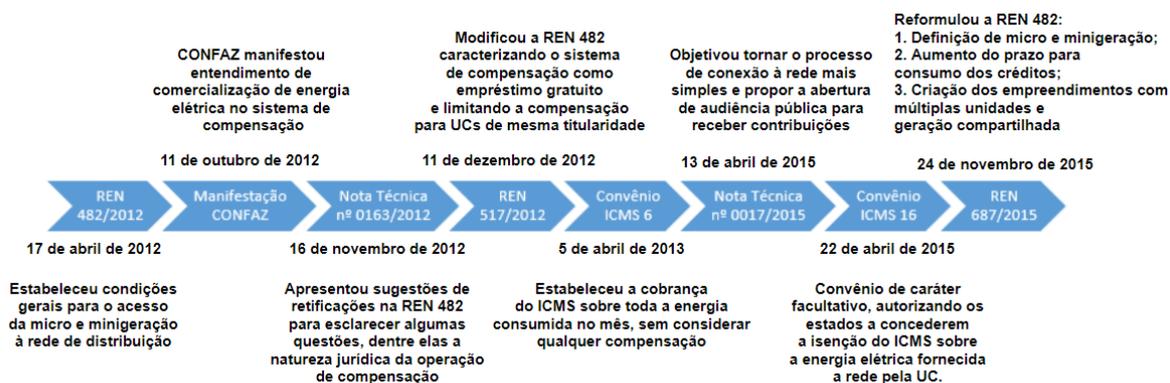


Figura 2-5 – Histórico da regulação da geração distribuída. Fonte: [31] (adaptado).

### 2.4.3. CAPACIDADE INSTALADA E IMPACTO TARIFÁRIO

Com base na Figura 2-6, observa-se que nos últimos anos o número de *prosumers* e a capacidade instalada aumentaram significativamente no Brasil.

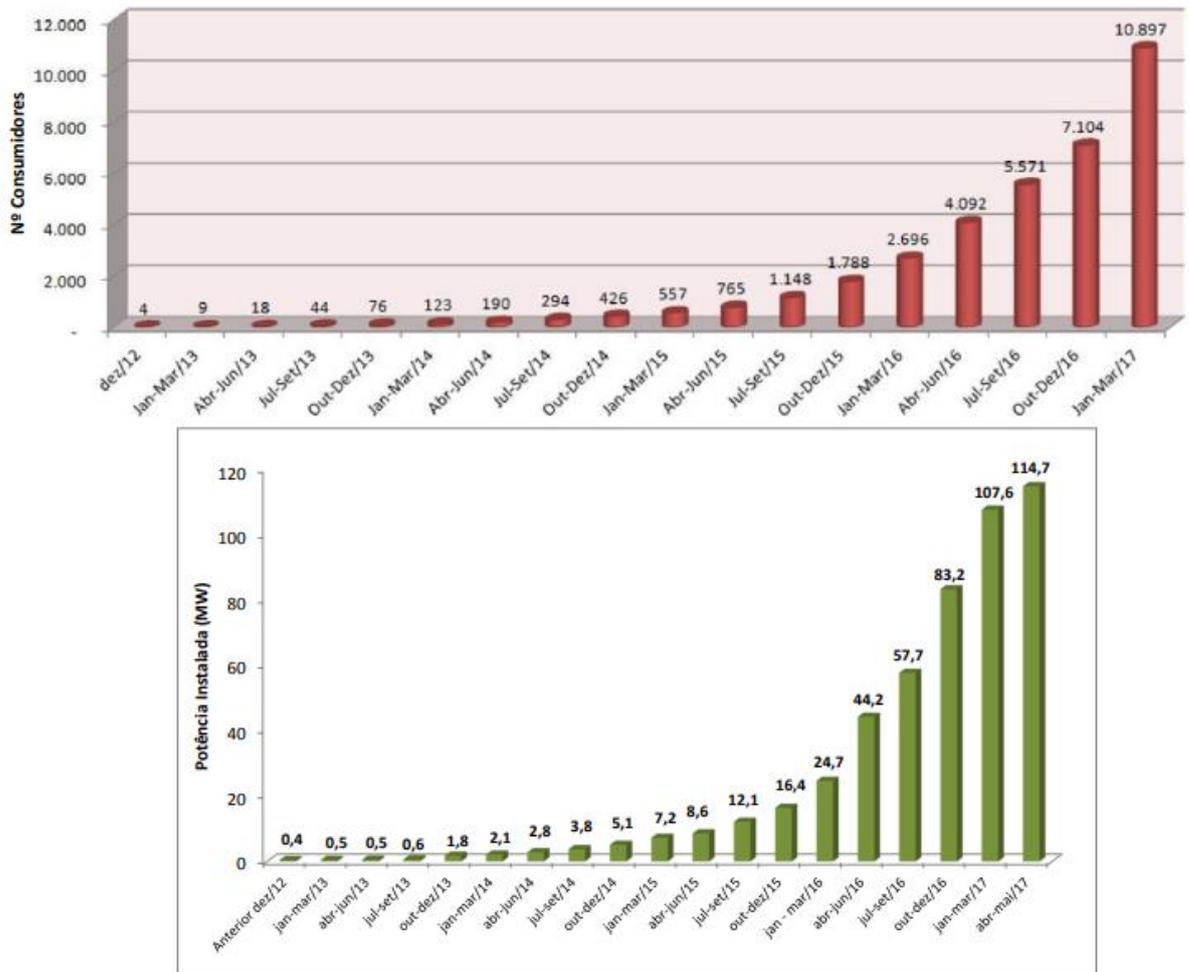


Figura 2-6 – Número de *prosumers* e capacidade instalada. Fonte: [39].

A Figura 2-7 exhibe o número de *prosumers* por estado. Verifica-se que as regiões Sudeste e Sul são as mais adiantadas no âmbito da geração distribuída.

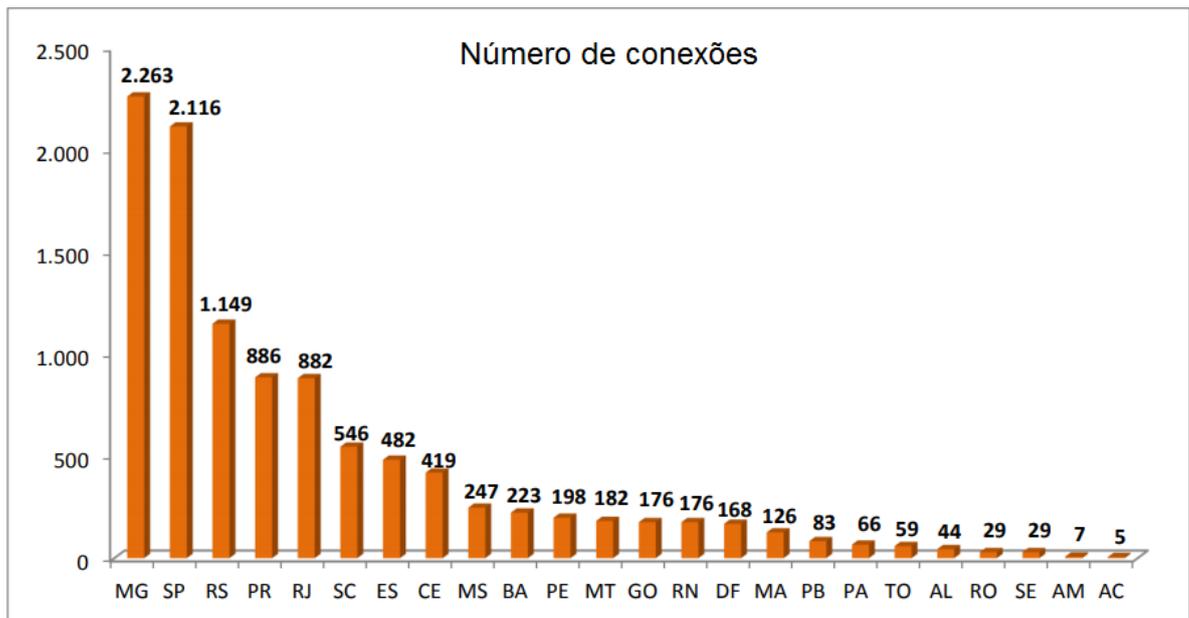


Figura 2-7 – Número de conexões de geração distribuída por estado. Fonte: [39].

A alta tarifa de energia elétrica no Brasil é um dos fatores que explica o significativo aumento do número de *prosumers*, pois torna os empreendimentos mais rentáveis. Além disso, o Brasil possui uma grande vantagem com relação aos outros países: o amplo potencial solar em todo território nacional, ilustrado na Figura 2-8. Segundo [40], o local com menor radiação do Brasil possui radiação superior ao local mais favorável da Alemanha, que é exemplar em termos de geração solar.

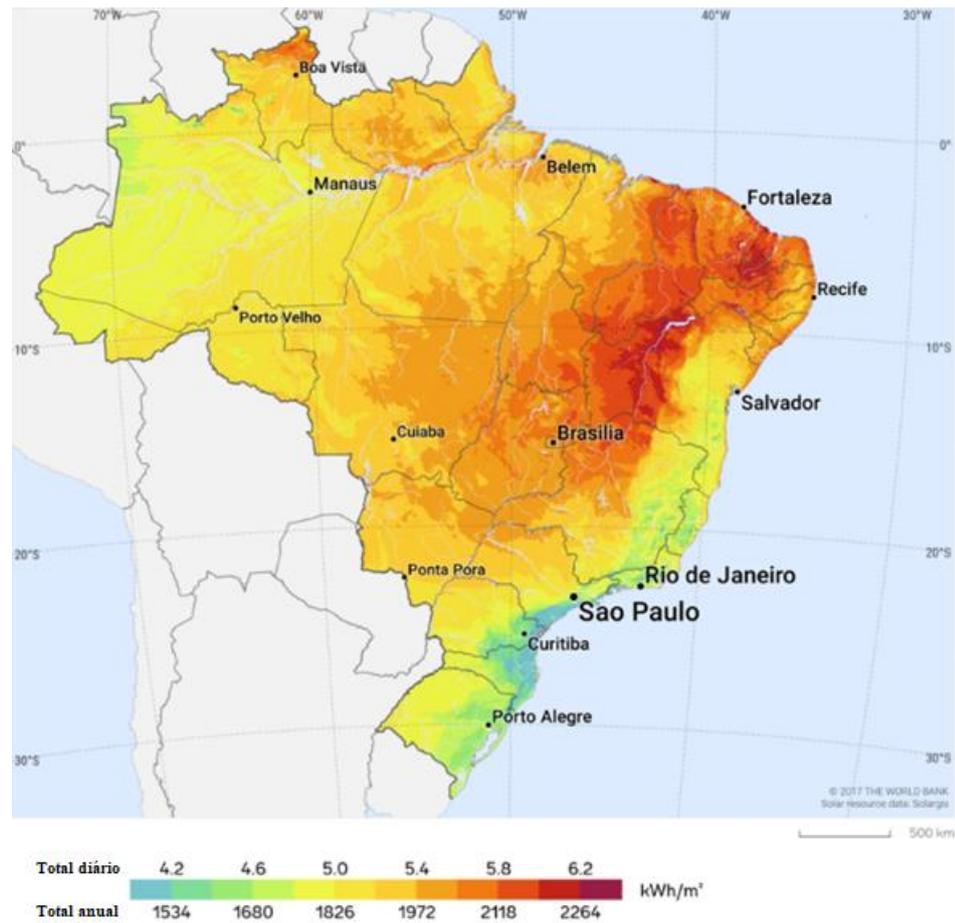


Figura 2-8 – Atlas solarimétrico do Brasil. Fonte: [18] (adaptado).

O potencial eólico brasileiro também é considerável [41]. No entanto, como observado na Figura 2-9, há uma grande dispersão no perfil de velocidade dos ventos, ou seja, diferentemente da geração fotovoltaica, a geração eólica tem o local de implementação como fator limitante.

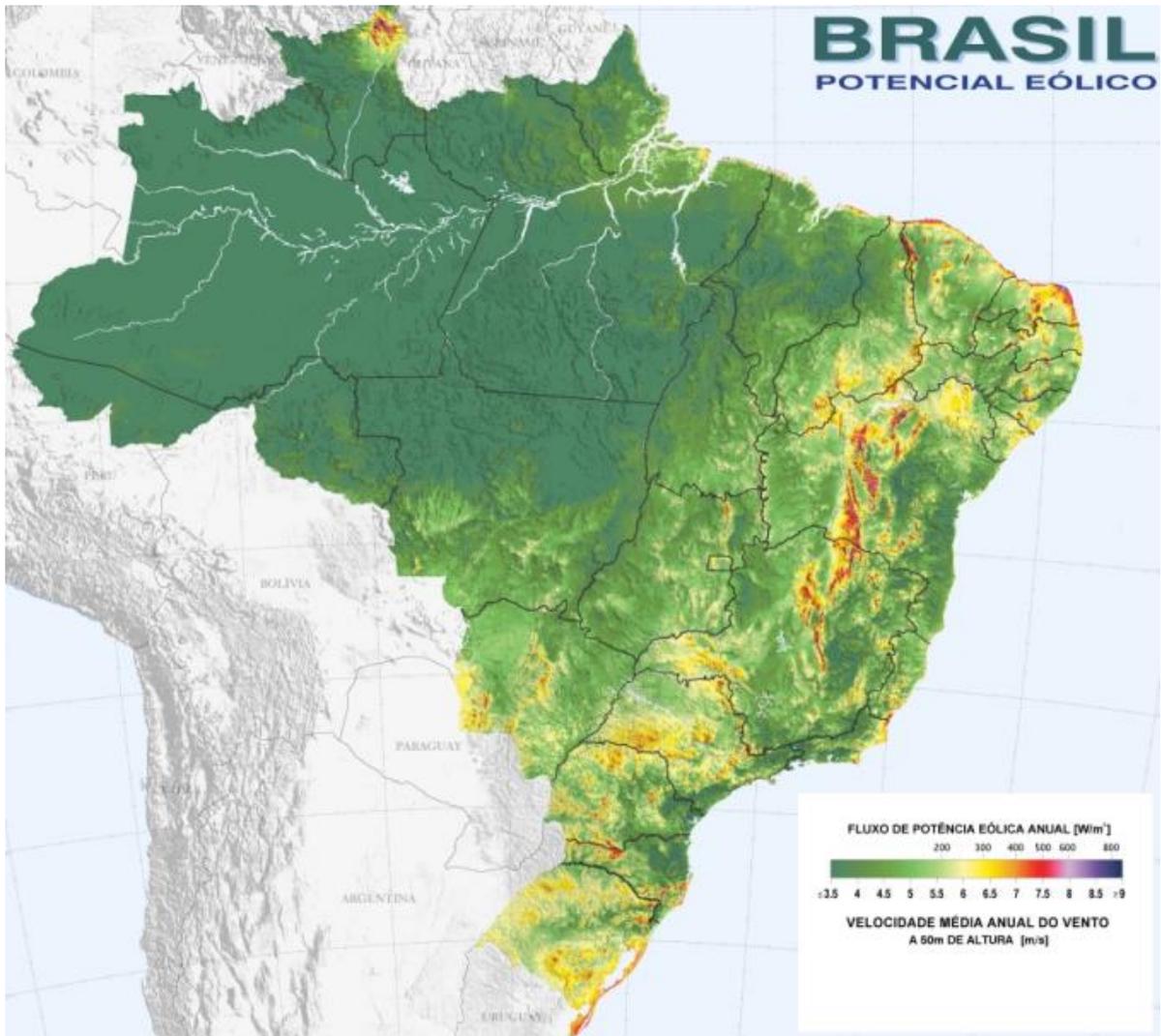


Figura 2-9 – Velocidade média anual do vento. Fonte: [42].

A Figura 2-10 ilustra a estimativa do crescimento do número de microgeradores (potência de até 75[kW]) e da capacidade instalada para as duas principais classes de consumo: residencial (79,5% das instalações) e comercial (15% das instalações).

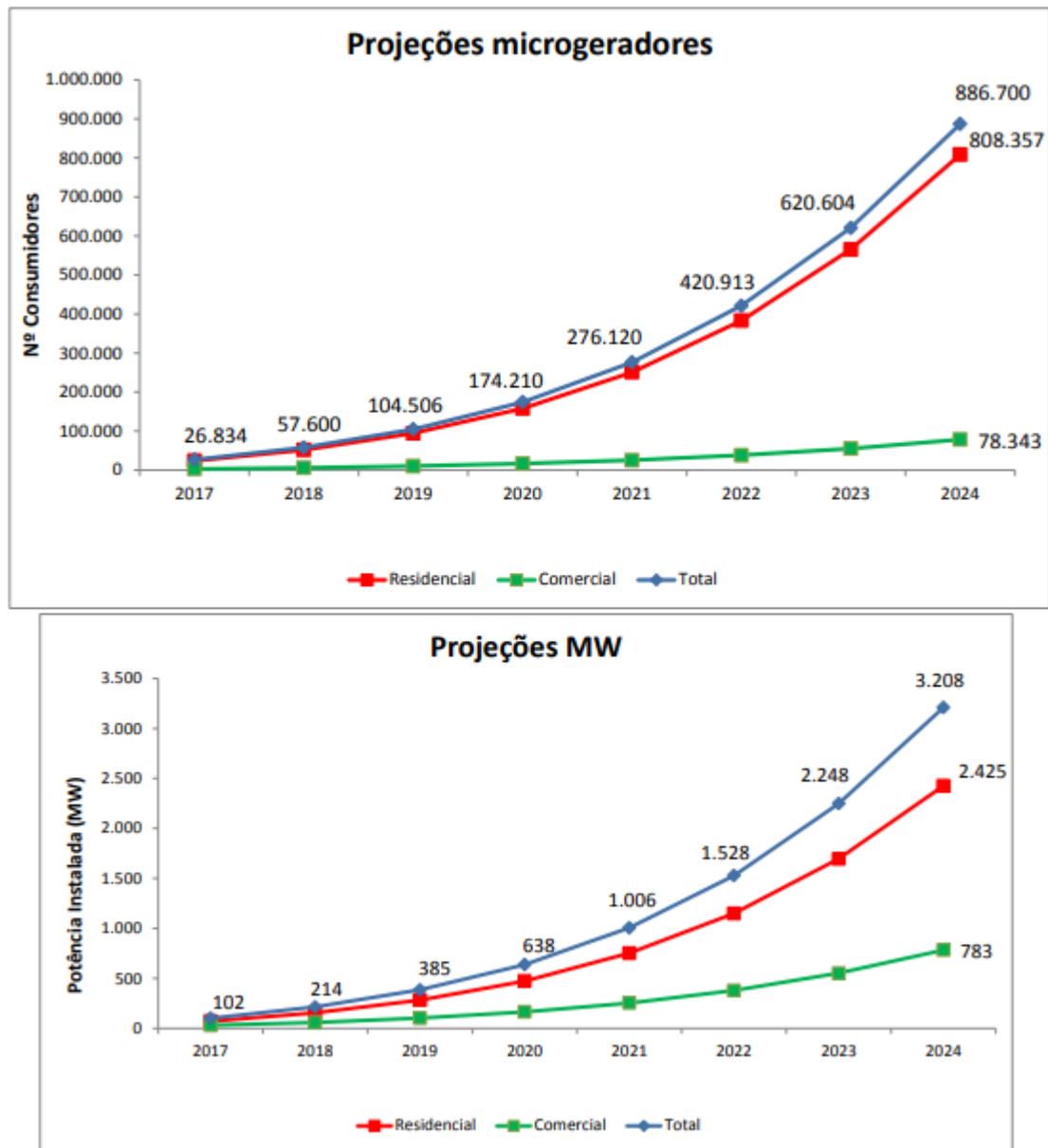


Figura 2-10 – Projeções de microgeradores e de capacidade instalada. Fonte: [39].

Observa-se que não há sinal de diminuição do crescimento da geração distribuída, pois de fato, o incremento da capacidade instalada aumenta significativamente ano a ano. Estima-se que em 2024 o impacto tarifário acumulado médio do país seja de 1,1% (considerando-se *Net Metering*) [39]. Conclui-se, portanto, que há uma janela de tempo considerável para a realização de estudos acerca da regulação do mercado, visto que no curto prazo a geração distribuída terá pouco impacto na tarifa de energia elétrica. No entanto, devido ao crescimento exacerbado ilustrado na Figura 2-10, há uma tendência inquestionável de impactos tarifários excessivos

no horizonte de médio/longo prazo.

Ressalta-se que, como observado na Figura 2-11, o impacto tarifário varia amplamente de acordo com a empresa distribuidora. A concessionária CEMIG é a que vai sofrer o maior aumento na tarifa de energia (mais de 2,5%), justamente pela alta capacidade instalada de geração distribuída no estado de Minas Gerais.

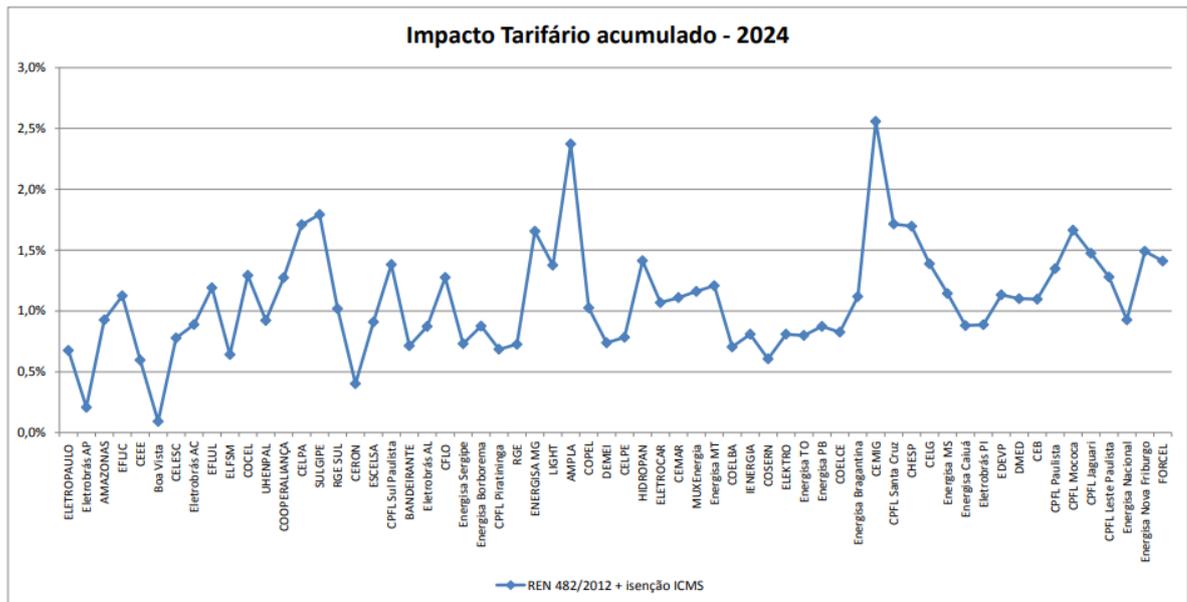


Figura 2-11 – Impacto tarifário acumulado da geração distribuída. Fonte: [39].

Embora no Brasil 99% dos *prosumers* optem pela geração fotovoltaica [5], observa-se, com base na Figura 2-12, que as outras fontes apresentam capacidade instalada significativa:

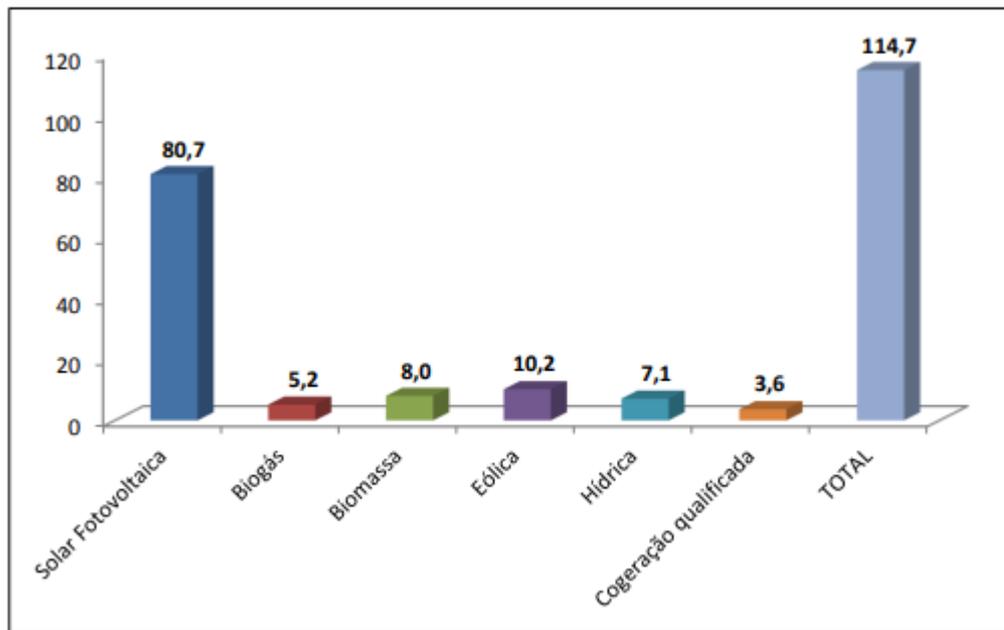


Figura 2-12 – Capacidade instalada por tecnologia. Fonte: [39].

A Figura 2-13, que ilustra o custo do [kWh] para investimentos em larga escala (*levelized cost of electricity* - LCOE), justifica a discrepância entre o número de *prosumers* e a capacidade instalada. Observa-se que para estes investimentos a geração fotovoltaica não é a mais viável do ponto de vista econômico (a linha tracejada corresponde ao custo médio):

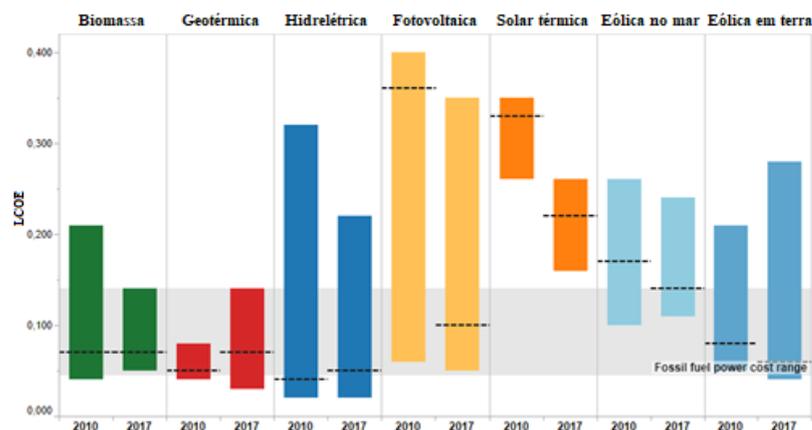


Figura 2-13 – LCOE das tecnologias. Fonte: [1] (adaptado).

Outro fator que justifica a discrepância entre o número de *prosumers* e a capacidade instalada é que, para *prosumers* alimentados em alta tensão (investimentos em larga escala), a tarifação é dividida em dois postos tarifários: período fora de

---

ponta, que apresenta tarifa mais barata e período de ponta, que apresenta tarifa mais cara. O sistema fotovoltaico gera energia majoritariamente no período fora de ponta, enquanto que outras fontes são capazes de gerar no período de ponta, o que contribui para o aumento da rentabilidade do investimento.

Ressalta-se que pode haver complementariedade entre a geração fotovoltaica e a eólica [43], o que significa que quando uma fonte encontra-se em um período anual de baixa geração, a outra tende a gerar de maneira favorável. Portanto, é interessante, do ponto de vista da confiabilidade, que ambas as fontes sejam exploradas.

## 2.5. CUSTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para que a modelagem do *prosumer* no TAROT seja possível, deve-se determinar uma função custo para o sistema. O custo abordado nesta seção corresponde ao custo total dos componentes apresentados na seção 2.1 somado aos *soft costs* (instalação do sistema, projeto, homologação e infraestrutura). Os únicos componentes que não estão incluídos na análise são a bateria e o controlador de carga.

A partir de uma pesquisa de mercado que inclui a média de preços de 4500 empresas [44], tem-se a Figura 2-14, que relaciona o custo do sistema fotovoltaico com a razão entre a energia mensal média gerada e a energia mensal média proveniente de radiação solar. A pesquisa de mercado leva em consideração uma ampla faixa de potência (0,66 [kWp] a 66 [kWp]), para incluir dados referentes ao maior número de *prosumers* possível. Tal faixa de potência abrange a realidade das classes residencial e comercial de geração distribuída que, juntas, correspondem a 94,5% das instalações [39].

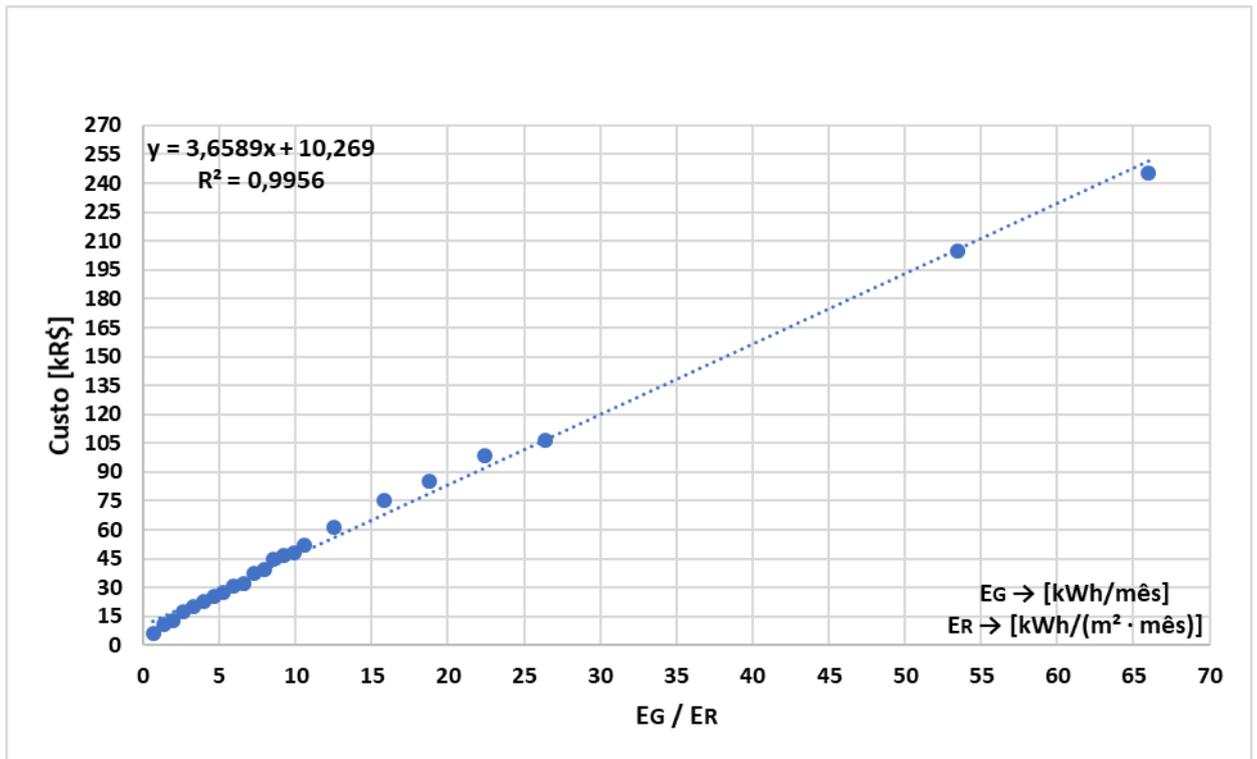


Figura 2-14 – Função custo do sistema.

Embora o custo não seja de fato uma função contínua, devido aos valores de potência nominais comercializados, tal consideração é necessária para viabilizar a modelagem do *prosumer* no TAROT.

Verificou-se que o ajuste linear apresenta exatidão razoável, visto que o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) é próximo de 1. O coeficiente de determinação aumenta com a ordem do ajuste, porém o aumento é ínfimo, de maneira que o acréscimo de complexidade é injustificável. Ressalta-se que o ajuste linear é mais adequado para empreendimentos menores (residenciais e comerciais), visto que para empreendimentos maiores a economia de escala é mais evidente e um ajuste quadrático seria mais sensato.

A partir do ajuste da Figura 2-14, tem-se a função custo em [kR\$]:

$$C_S = 3,66 \cdot (E_G/E_R) + 10,27 \quad (2.1)$$

Para um local em específico, pode-se obter o custo do sistema somente em termos de  $E_G$ , a partir da irradiação solar fornecida pela Figura 2-8 (Atlas solarimétrico do Brasil). Porém, como o objetivo do trabalho é de modelar o mercado com

uma abordagem generalista, optou-se por reescrever a equação (2.1) de maneira literal:

$$C_S = s \cdot E_G + j \quad (2.2)$$

É importante evidenciar que, caso o excedente de energia seja próximo do consumo, o *prosumer* deve arcar com o custo de disponibilidade, que é o valor cobrado pelas concessionárias por fornecer acesso ao sistema de distribuição. Este custo é regulamentado pela ANEEL (Resolução Normativa nº 414 [45]), e deve ser quitado em conformidade com a Tabela 2-6:

Tabela 2-6 – Custo de disponibilidade.

Padrão de ligação	Consumo inferior à	Valor a pagar [R\$] (Tarifa → [R\$/kWh])
Monofásico	30 [kWh]	(30) · Tarifa
Bifásico	50 [kWh]	(50) · Tarifa
Trifásico	100 [kWh]	(100) · Tarifa

Cada concessionária tem normas distintas quanto à definição do padrão de ligação. No entanto, devido ao alto consumo, as unidades consumidoras que contém geração distribuída normalmente apresentam padrão trifásico.

### 3. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO CONTEXTO DE *SMART GRIDS*

#### 3.1. A TARIFA BRANCA

A Tarifa Branca é uma nova modalidade tarifária facultativa para as unidades consumidoras que são atendidas em baixa tensão (grupo B), que, regulamentada pela Resolução Normativa Nº 733 de 2016 [46], entrou em vigor de maneira parcial em janeiro de 2018. A Tabela 3-1 apresenta a data a partir da qual os consumidores poderiam aderir à Tarifa Branca:

Tabela 3-1 – Possibilidade de adesão à Tarifa Branca.

Perfil de consumo	Possibilidade de adesão
Média anual de consumo mensal superior a 500[kWh]	Janeiro de 2018
Média anual de consumo mensal superior a 250[kWh]	Janeiro de 2019
Demais consumidores	Janeiro de 2020

A divisão apresentada na Tabela 3-1 objetivava garantir uma mudança mais suave tanto do ponto de vista técnico (curva de carga), quanto econômico (receita da concessionária). Além disso, deu um maior prazo para que a concessionária instalasse os medidores especiais que fazem a distinção do consumo de energia conforme o período. Ressalta-se que a concessionária tem até trinta dias para atender a solicitação de mudança de modalidade, o que poderia ser desafiador caso muitos consumidores solicitassem a mudança ao mesmo tempo.

Diferentemente da Tarifa Convencional, que é constante, a Tarifa Branca faz a distinção de três períodos nos dias úteis: fora de ponta, intermediário e de ponta. Estes períodos são diferentes para cada distribuidora, devido às particularidades das curvas de carga dos sistemas, mas devem respeitar as seguintes condições citadas na Tabela 3-2:

Tabela 3-2 – Definição dos períodos da Tarifa Branca.

Período	Características
Ponta	Refere-se às três horas diárias consecutivas que refletem o pico de carga do sistema
Intermediário	Constituído pela hora que antecede e pela hora que sucede o período de ponta
Fora de ponta	Demais horas do dia

A partir da Figura 3-1, pode-se ter uma ideia qualitativa dos preços das respectivas tarifas:

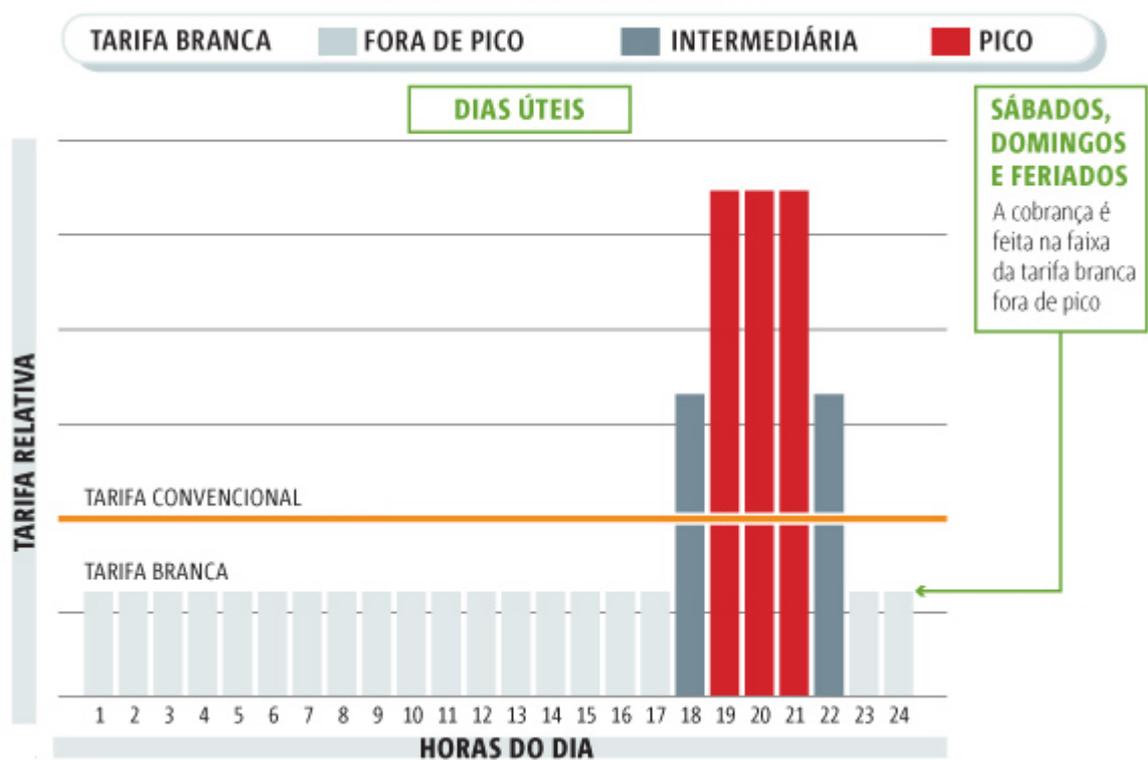


Figura 3-1 – Tarifa Branca. Fonte: [47] (adaptado).

A tarifa fora de ponta é mais barata que a Tarifa Convencional, enquanto que as tarifas intermediária e de ponta são mais caras. Portanto, os consumidores que optam pela Tarifa Branca têm o incentivo econômico de deslocar o consumo de

energia para o período fora de ponta. Os consumidores impossibilitados de deslocar o consumo devem optar pela Tarifa Convencional.

A Figura 3-2 ilustra a curva de carga típica dos consumidores do grupo B (residenciais e comerciais):

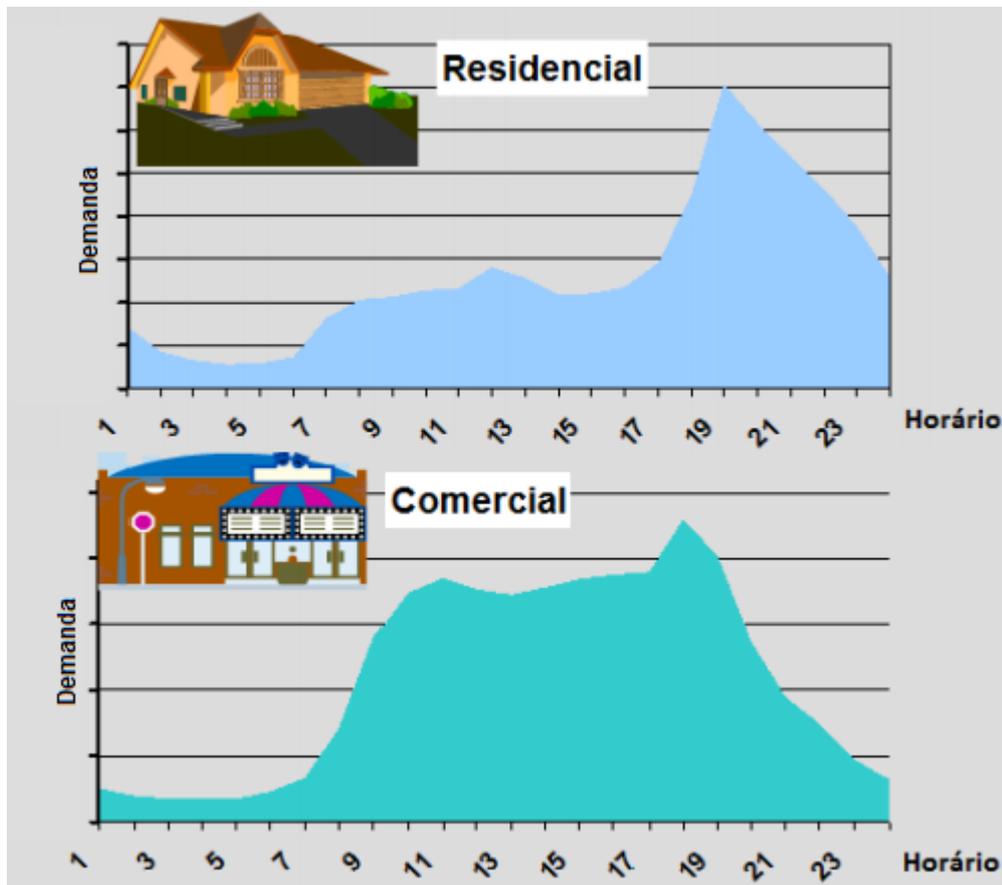


Figura 3-2 – Curva de carga típica de consumidores do grupo B. Fonte: [48].

Observa-se que há um pico de carga considerável à noite, principalmente com relação aos consumidores residenciais. Sabe-se que o sistema deve ser projetado para suportar o pico de carga, embora este dure apenas cerca de 15% do dia, o que implica em investimentos elevados que seriam dispensáveis caso a curva de carga fosse constante. Além do sobredimensionamento do sistema, sabe-se que as perdas de energia são proporcionais ao quadrado da corrente, ou seja, uma demanda mais regular resultaria em menores perdas. O consumo demasiado durante o período de ponta pode também levar ao despacho de fontes mais caras, aumentando os custos operacionais de compra de energia.

Esperava-se que a nova opção tarifária reduzisse o pico de consumo do sistema, o que implicaria em uma curva de carga mais constante ao longo do dia e, conseqüentemente, em um sistema mais eficiente.

### 3.2. A UTILIZAÇÃO DE BATERIAS EM CONJUNTO COM A TARIFA BRANCA

Dentre as tecnologias de armazenamento de energia, as baterias dominam o mercado para aplicações em pequena/média escala, como pode ser observado na Figura 3-3:

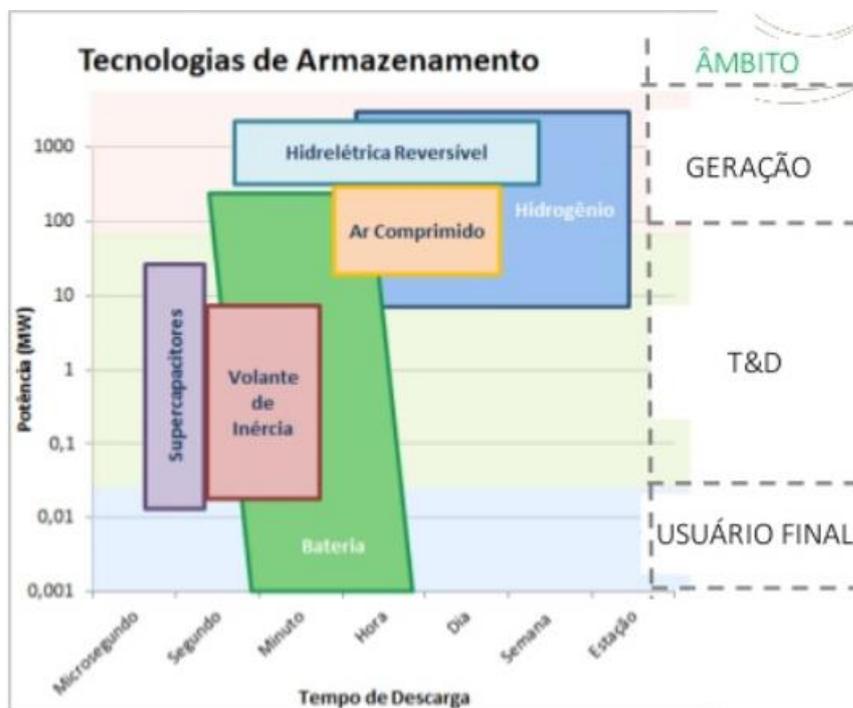


Figura 3-3 – Tecnologias de armazenamento. Fonte: [49].

A Resolução Normativa N° 687 não regulamenta a instalação de sistemas de GD que armazenam o excedente gerado para posterior transação no período de ponta. No entanto, o potencial de tal prática é inquestionável, pois diminui as perdas do sistema, aumenta a confiabilidade, adia investimentos na rede elétrica e mitiga problemas de qualidade da energia, como quedas de tensão e de frequência. Além disso, o desenvolvimento tecnológico e o barateamento de baterias têm sido notórios, principalmente pela motivação de viabilizar o comércio de carros elétricos em larga escala e também pela popularização das *smart grids* **Erro! Fonte de referên-**

**cia não encontrada.**[50]. Portanto, embora a regulação atual não considere a utilização de baterias, o estudo de sistemas de GD com armazenamento é imprescindível para possibilitar novas resoluções normativas que preveem tal prática. Na Alemanha, por exemplo, o governo tem incentivado a instalação de sistemas residenciais de geração solar com baterias. O programa recebeu 25 milhões de Euros de fundo inicial e, para que os consumidores participem do mesmo, são necessárias conformidades técnicas para assegurar benefícios à rede elétrica [51].

Ressalta-se que a geração distribuída sem armazenamento de energia traz diversos benefícios para a rede elétrica. Porém, é inquestionável que os potenciais benefícios da geração distribuída com armazenamento são superiores.

Para os *prosumers* do grupo B que não possuem baterias a opção pela Tarifa Convencional é mais viável, pois o sistema de GD gera energia majoritariamente durante o período fora de ponta. No entanto, caso sejam adquiridas baterias em conjunto com o sistema de GD, o *prosumer* pode armazenar a energia gerada durante o período fora de ponta e vendê-la à concessionária durante o período de ponta. Dependendo do custo das baterias e da diferença entre a tarifa de ponta e a tarifa fora de ponta, esses sistemas podem ser vantajosos para os *prosumers*. O funcionamento de um sistema solar com bateria ideal, em que exemplificou-se o período de ponta como sendo de 20h às 23h, pode ser observado na Figura 3-4 (as escalas das ordenadas dependem das necessidades energéticas do projeto):

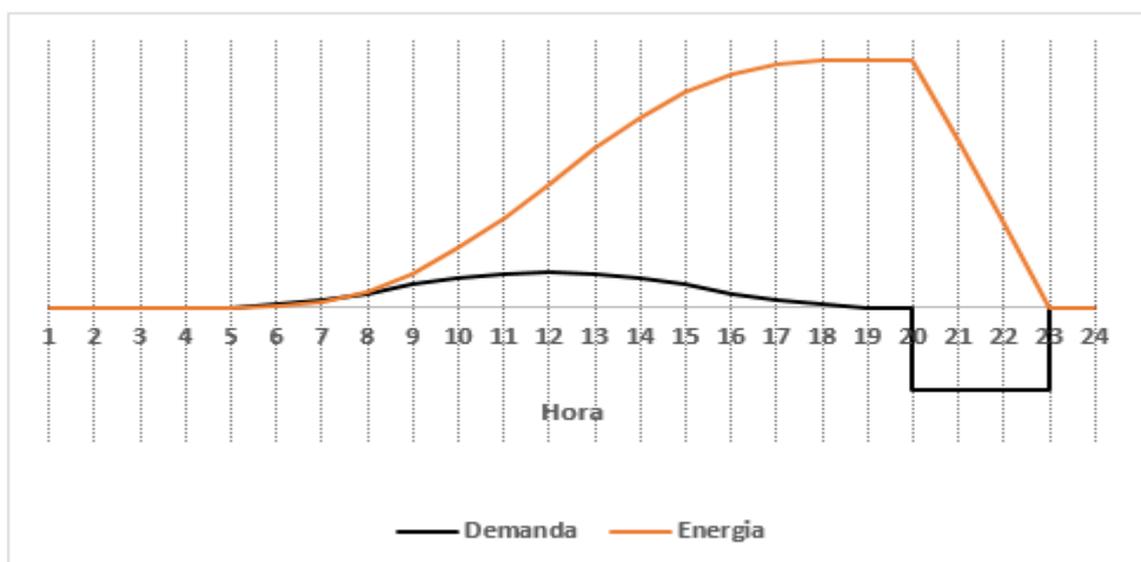


Figura 3-4 – Funcionamento do sistema solar com bateria.

Deve-se ressaltar que essa dissertação considera que toda energia proveniente de GD é armazenada para posterior transação no período de ponta. Portanto, é assumido que as baterias têm capacidade compatível com o sistema de GD. Esse perfil de operação não é o único possível, no entanto, possibilita a exploração da diferença tarifária entre os postos tarifários, de maneira a beneficiar os *prosumers* que empregam baterias e optam pela modalidade da Tarifa Branca.

Para que sistemas de GD com armazenamento de energia sejam praticáveis, é necessária a inserção de medidores bidirecionais inteligentes que façam a distinção dos postos tarifários.

### **3.3. CARACTERÍSTICAS DAS BATERIAS**

A Seção 3.3 tem a finalidade de expor a definição das características técnicas das baterias para fundamentar o estudo da Seção 3.5, em que é feita uma análise mais detalhada da viabilidade da implantação das mesmas.

#### **3.3.1. DEFINIÇÕES DAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

Existem diversas propriedades técnicas que variam de acordo com a tecnologia da bateria. A seguir são expostas as principais.

##### *3.3.1.1. EFICIÊNCIA COULÔMBICA, VOLTAICA E DO CICLO*

A eficiência coulômbica é definida como a razão entre a carga total extraída da bateria durante a descarga dividida pela carga total que foi transferida para a bateria durante a carga. As perdas de carga ocorrem devido às reações parasitas inerentes a qualquer tipo de bateria (reações indesejáveis), que geram calor e dendritos (abordado na Seção 3.3.2.6).

A eficiência voltaica é definida como a razão entre a tensão de descarga e a tensão de carga. A tensão de descarga é sempre menor que a de carga, devido à resistência interna da bateria e à polarização dos eletrodos.

A eficiência do ciclo é dada pelo produto da eficiência coulômbica pela eficiência voltaica. Do ponto de vista econômico, a eficiência do ciclo é a grandeza de

---

interesse, visto que o que importa é a quantificação das perdas e não a origem das mesmas.

#### *3.3.1.2. PROFUNDIDADE DE DESCARGA E TEMPO DE CARGA E DESCARGA*

A profundidade de descarga é definida como a porcentagem da capacidade total da bateria utilizada na descarga.

O tempo de carga e de descarga de uma bateria não é fixo, pois depende da corrente do circuito. Tal corrente é normalmente informada a partir da taxa  $C$ , para que seja normatizada com relação à capacidade da bateria [52]. Uma taxa de  $1C$ , por exemplo, é capaz de carregar ou descarregar 100% da capacidade da bateria em uma hora, enquanto que uma taxa de  $C/2$  leva duas horas, e assim por diante.

Sabe-se que taxas  $C$  elevadas são prejudiciais ao desempenho de qualquer bateria (eficiência), visto que perdas Joule são proporcionais ao quadrado da corrente.

#### *3.3.1.3. CICLO DE VIDA E TEMPO DE VIDA*

O ciclo de vida é definido como o número de ciclos de carga e descarga que uma bateria pode suportar antes que sua capacidade decresça de maneira significativa. Embora o conceito de “significativa” seja dependente da aplicação, normalmente uma diminuição de 20% a 40% da capacidade original caracteriza o final do ciclo de vida da bateria [51]. O número de ciclos é especificado para certa profundidade de descarga e para certa temperatura, visto que estes fatores podem ser prejudiciais à bateria. A Figura 3-5 ilustra o comportamento do número de ciclos em função da profundidade de descarga para uma temperatura constante (a escala das ordenadas depende da tecnologia da bateria):

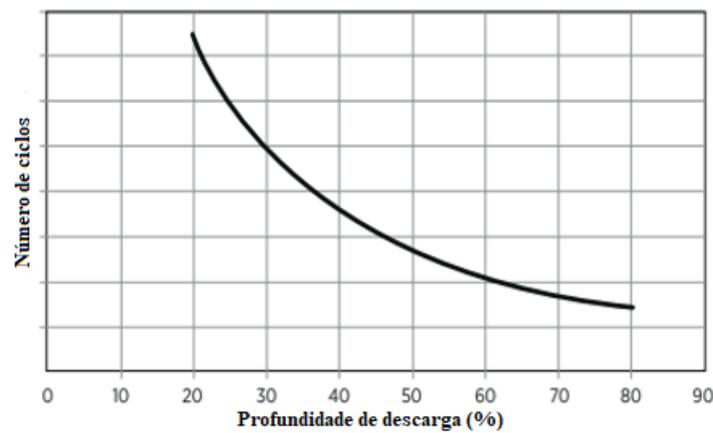


Figura 3-5 – Número de ciclos em função da profundidade de descarga. Fonte: [51] (adaptado).

O tempo de vida refere-se ao tempo necessário para que a capacidade da bateria decresça de maneira significativa e também é especificado para certa temperatura. É importante ressaltar que o tempo de vida é independente do número de ciclos.

Para aplicações em que o número de ciclos por unidade de tempo é elevado, como no caso do *prosumer* (um ciclo por dia), o ciclo de vida tende a ser mais influente que o tempo de vida no desempenho da bateria, enquanto que para aplicações em que o número de ciclos por unidade de tempo é baixo, como no caso de UPSs, o tempo de vida tende a ser mais influente.

#### 3.3.1.4. ENERGIA ESPECÍFICA E POTÊNCIA ESPECÍFICA

A energia específica é definida como a razão entre a energia total que pode ser armazenada na bateria e a massa da mesma, enquanto que a potência específica é definida como a razão entre a potência nominal e a massa da bateria. Em algumas aplicações a energia e a potência específicas são expressas em termos de volume.

A potência específica está diretamente relacionada ao tempo de descarga praticável, visto que um tempo de descarga elevado implica em uma baixa potência fornecida para a carga.

### 3.3.1.5. TAXA DE AUTODESCARGA

Alguns tipos de baterias sofrem autodescarga, ou seja, mesmo sem operar estas baterias se descarregam devido às reações químicas internas. A taxa de autodescarga é maior quando a bateria está totalmente carregada e também quando a temperatura ambiente é alta. A Figura 3-6 ilustra a autodescarga de uma bateria de chumbo-ácido convencional para diferentes temperaturas ambientes:

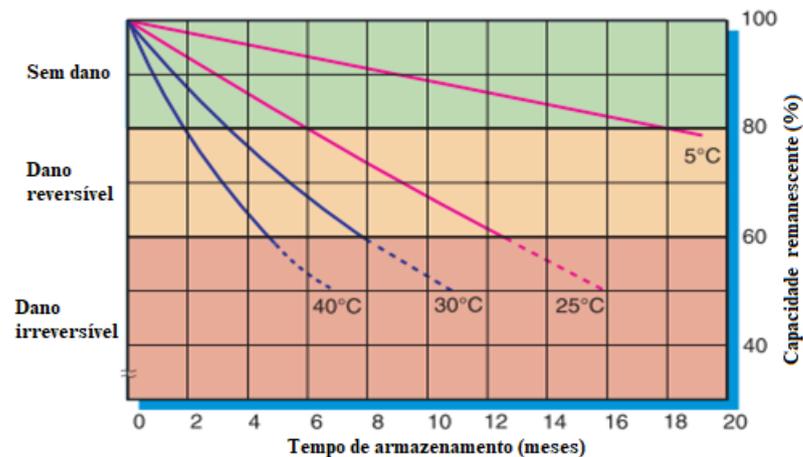


Figura 3-6 – Autodescarga de uma bateria de chumbo-ácido convencional. Fonte: [53] (adaptado).

Observa-se que a bateria não pode ser mantida muito tempo sem operar, pois implica em danos irreversíveis.

### 3.3.1.6. ESTADO DE CARGA E A FORMAÇÃO DE DENDRITOS

O estado de carga ou de carregamento (State of Charge – SoC) é um indicador da carga restante na bateria. É normalmente expressa em porcentagem, onde 100% de estado de carga corresponde a uma bateria totalmente carregada e 0% de estado de carga corresponde a uma bateria totalmente descarregada.

A Sulfatação, que é um processo de formação de dendritos particular da bateria de chumbo-ácido convencional, ocorre quando a bateria é deixada em estado de carga baixo por longos períodos, isto faz com que o eletrólito se rompa, formando cristais. O consumo do material ativo implica em uma perda permanente da capacidade que, em casos extremos, pode inutilizar a bateria. A velocidade com que a sulfatação ocorre é dependente da temperatura: algumas horas em temperaturas elevadas já são suficientes para causar sulfatação considerável [54].

O efeito memória, que é um processo de formação de dendritos característico das baterias de níquel, como a de níquel-cádmio e de níquel-hidreto metálico, ocorre quando a bateria é carregada com estado de carga maior que zero. Isto causa uma diminuição permanente da capacidade total da bateria. Embora este efeito tenha sido observado em outras baterias [55], somente as baterias de níquel tem efeito memória expressivo.

A formação de dendritos ocorre também nos outros tipos de bateria, o que explica o ciclo de vida limitado. Além do consumo de material ativo, esses cristais podem produzir curto-circuitos internos, o que implica em riscos à segurança. A Figura 3-7 ilustra como a formação de dendritos pode causar curto-circuitos em baterias de íon-lítio:

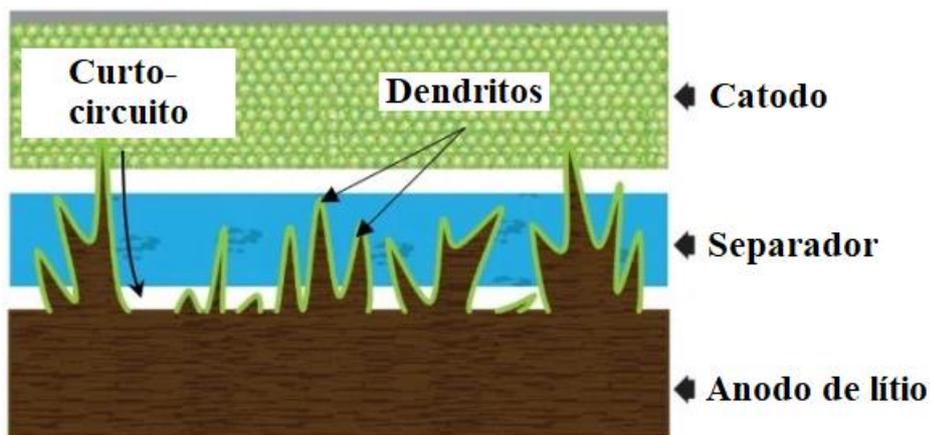


Figura 3-7 – Curto-circuito em bateria de íon-lítio. Fonte: [56] (adaptado).

### 3.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A Figura 3-8 ilustra a capacidade instalada *on-grid* das diferentes tecnologias de baterias:

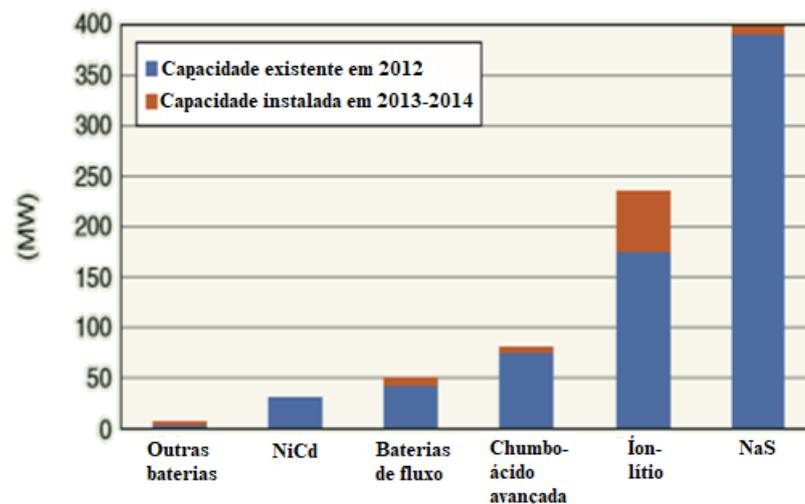


Figura 3-8 Capacidade instalada *on-grid* de baterias. Fonte: [50] (adaptado).

Observa-se uma predominância intensa de cinco tipos de baterias: níquel-cádmio (NiCd), baterias de fluxo redox (RFBs), chumbo-ácido avançada, íon-lítio e sódio-enxofre (NaS). A bateria de chumbo-ácido convencional também é muito utilizada em projetos de menor escala, destaca-se: “Marrocos implantou aproximadamente 50.000 sistemas solares domésticos equipados com baterias de chumbo-ácido para fornecer eletrificação rural entre 1995 e 2009” [50].

A Figura 3-8 aponta que a bateria de níquel-cádmio não tem sido implementada na rede elétrica nos últimos anos. A bateria de níquel-hidreto metálico é uma bateria de níquel mais avançada e tem substituído a bateria de níquel-cádmio em diversas aplicações, pois apresenta vantagens notórias: é menos prejudicial ao meio ambiente, tem maior energia e potência específicas e é menos suscetível ao efeito memória [50].

Com relação à aplicação da GD, de acordo com [57], embora haja uma discrepância na conclusão da tecnologia de bateria mais viável, a maioria dos artigos (83% dos artigos analisados) conclui que a bateria de chumbo-ácido convencional é a mais barata para sistemas residenciais. No entanto, estes estudos não analisam a GD em conjunto com a Tarifa Branca, o que pode alterar as conclusões obtidas. Estudos que analisam armazenamento de energia no contexto da Tarifa Branca são escassos, pois a Resolução Normativa Nº 733 é atual e própria do Brasil. A Tabela 3-3 exhibe a revisão bibliográfica dos trabalhos que tratam deste tema. Observa-se

que não há consenso entre os autores acerca da viabilidade das tecnologias de baterias.

Tabela 3-3 – Revisão bibliográfica da GD no contexto da Tarifa Branca.

Referência	Bateria analisada	Justificativa
[58]	Íon-lítio	Alta densidade energética, possibilidade de suportar altas taxas de carga/descarga e ausência de efeito memória
[59]	Chumbo-ácido convencional	Capacidade nominal e preço atrativos
[60]	Não especificada	Não especificada
[61]	Não especificada	Não especificada

### 3.5. ANÁLISE DA VIABILIDADE DAS TECNOLOGIAS EXISTENTES

A Seção 3.5 demonstrou que os trabalhos publicados referentes à implantação de baterias no contexto da Tarifa Branca são insuficientes. Portanto, esta seção tem como objetivo a realização de uma análise mais detalhada da viabilidade das tecnologias. Novamente, os sistemas fotovoltaicos são o foco do estudo. Esta seção é importante também para possibilitar o cálculo de parâmetros do TAROT no Capítulo 5.

Primeiramente, é essencial descrever as características técnicas mais importantes e as descartáveis para a aplicação proposta. A descrição da importância das características é exibida na Tabela 3-4:

Tabela 3-4 – Importância das características técnicas das baterias.

Característica	Importância	Justificativa
Alta energia específica	Descartável	Estas características são mais importantes em aplicações portáteis.
Alta potência específica	Descartável	
Ciclo de vida longo	Importante	A vida útil da bateria está diretamente relacionada à viabilidade do investimento.
Alta profundidade de descarga	Importante	Altas profundidades de descarga evitam o sobredimensionamento da bateria.

Característica	Importância	Justificativa
Alta eficiência do ciclo	Importante	Baixas eficiências implicam em sobredimensionamento não apenas da bateria, mas de todo o sistema.
Baixa taxa de autodescarga	Descartável	Não há necessidade de armazenar energia por longos períodos.
Ausência de efeito memória	Descartável	Não há necessidade de realizar ciclos parciais.
Ausência de sulfatação	Importante	Para evitar sobredimensionamento, a bateria precisa permanecer descarregada após o período de pico, até que haja radiação solar no dia seguinte.
Baixo custo de armazenamento	Importante	Razões óbvias.

As tecnologias de bateria que não apresentam características importantes listadas na Tabela 3-4 serão descartadas. Ressalta-se que não há tecnologia que atenda todas as características desejáveis, portanto uma abordagem moderada é necessária.

A Tabela 3-5 exibe a quantificação das características técnicas das tecnologias analisadas (foco nas tecnologias mais empregadas em aplicações *on-grid*):

Tabela 3-5 – Quantificação das características técnicas.

	Chumbo-ácido convencional	Chumbo-ácido avançada	Níquel-cádmio	Níquel-hidreto metálico	Íon-lítio	Sódio-enxofre	Redox de vanádio
Energia específica [Wh/kg]	25 – 50 [50]	Baixa** [62]	50 – 75 [67]	60 – 120 [50]	75 – 200 [50]	150 – 240 [50]	10 – 30 [50]
Potência específica [W/kg]	75 – 300 [50]	Alta** [63]	150 – 300 [67]	250 – 1000 [50]	500 – 2000 [50]	150 – 230 [50]	≅166 [50]
Ciclo de vida* [ciclos]	200 – 1000 [50]	>5000 [64]	2000 – 2500 [67]	180 – 2000 [50]	1000 – 10000 [50]	2500 – 4000 [50]	>12000 [50]

	Chumbo-ácido convencional	Chumbo-ácido avançada	Níquel-cádmio	Níquel-hidreto metálico	Íon-lítio	Sódio-enxofre	Redox de vanádio
Eficiência do ciclo [%]	75 – 85 [50]	≅90 [64]	60 – 70 [67]	≅65 [50]	85 – 97 [50]	75 – 90 [50]	65 – 75 [50]
Taxa de autodescarga	Baixa [50]	Baixa [65]	Alta [50]	Alta [50]	Média [50]	–	–
Efeito memória	–	–	Alto [50]	Médio [50]	–	–	–
Sulfatação	Ocorre [50]	–	–	–	–	–	–
Custo [US\$/kWh]	100 – 300 [50]	≅450 [66]	400 – 2400 [67]	900 – 3500 [50]	300 – 2500 [50]	300 – 500 [50]	≅365 [68]

\*Dependendo da profundidade de descarga. Os dados apresentados não incluem profundidades de descarga extremamente baixas para não distorcer as informações.

\*\*Apenas dados qualitativos encontrados.

Observa-se uma dispersão muito grande dos valores, devido ao grande número de fabricantes e subtipos de baterias (notavelmente de íon-lítio).

A seguir serão discutidas as vantagens e desvantagens das tecnologias apresentadas para conclusões acerca da viabilidade, com foco nas características mais importantes para a aplicação em pauta.

### 3.5.1. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO CONVENCIONAL

A bateria de chumbo-ácido convencional é a tecnologia mais madura e mais barata. No entanto, apresenta algumas limitações técnicas que dificultam sua implantação em sistemas de GD em conjunto com a Tarifa Branca. A principal limitação é o ciclo de vida da bateria. Com base nos dados da Tabela 3-5, um sistema de geração distribuída que tem vida útil de cerca de 25 anos, necessitaria da troca da bateria diversas vezes ao longo deste período. Para evitar trocas demasiadas, seria interessante o sobredimensionamento da bateria para evitar descargas profundas e

prolongar o ciclo de vida.

A ocorrência de sulfatação na bateria de chumbo-ácido convencional também é desfavorável, pois, conforme mencionado na Tabela 3-4, requer sobredimensionamento da bateria. O sobredimensionamento é necessário para evitar que a bateria permaneça em estado de carga baixo.

Baterias de chumbo-ácido convencionais são normalmente taxadas em 0,05C (descarga completa de 20 horas) [52], ou seja, descargas de 3 horas (período de ponta) resultariam em perdas excessivas, superiores às perdas das demais tecnologias. A eficiência limitada implicaria em mais sobredimensionamento do sistema.

### 3.5.2. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO AVANÇADA

A bateria de chumbo-ácido avançada difere-se da convencional devido à inserção de uma placa de carbono no anodo, em conjunto com a placa de chumbo metálico.

A placa de carbono traz vantagens notórias: a inibição da sulfatação e a possibilidade de operação em baixos estados de carga, isto aumenta de maneira significativa o ciclo de vida da bateria [50]. Outra vantagem é o alto rendimento: a taxa de descarga elevada (>1C) possibilita descarga eficiente no período de ponta [63].

A Figura 3-9 exhibe a capacidade residual em função do número de ciclos das baterias de chumbo-ácido avançadas (*Ultrabatteries*<sup>®</sup>) e de outras tecnologias (*Standard VRLA* corresponde à bateria de chumbo-ácido convencional). O ciclo de vida exorbitante das *Ultrabatteries*<sup>®</sup> evidenciado na Figura 3-9 é alcançado somente para profundidades de descarga mínimas. Porém, até mesmo para profundidades de descarga mais elevadas o ciclo de vida é vantajoso.

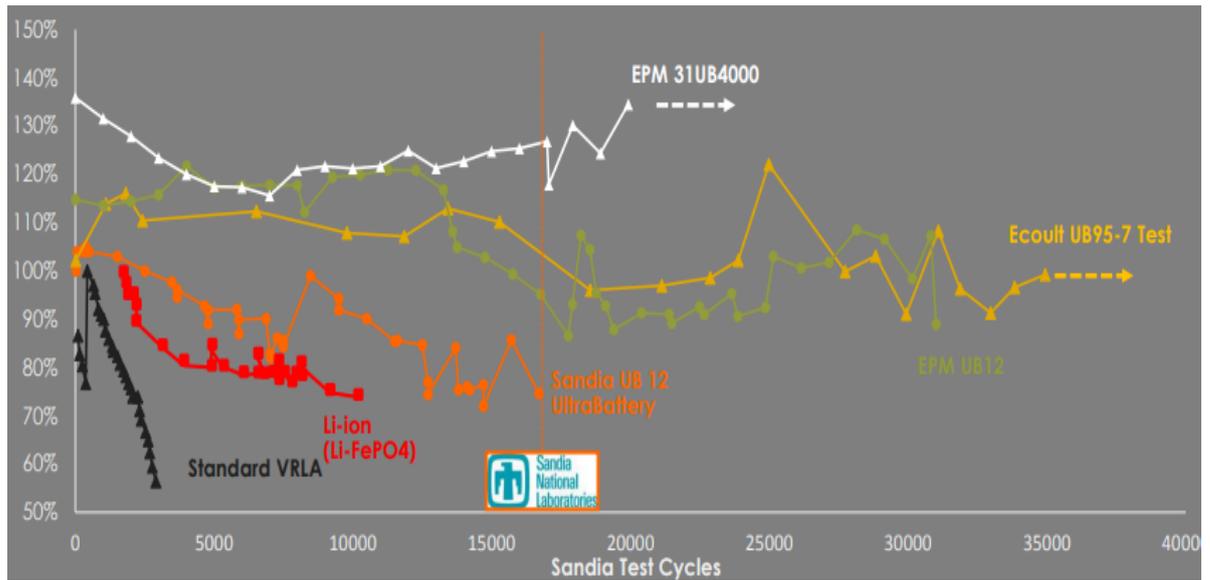


Figura 3-9 – Ciclo de vida das *Ultrabatteries*®. Fonte: [69].

Conforme exposto na Tabela 3-5, o custo das baterias de chumbo-ácido avançadas é razoável.

### 3.5.3. BATERIAS DE NÍQUEL

Do ponto de vista econômico, o ciclo de vida limitado, o alto custo e a baixa eficiência citados na Tabela 3-5 são fatores que prejudicam a utilização destas baterias.

### 3.5.4. BATERIAS DE ÍON-LÍTIO

As baterias de lítio são muito promissoras do ponto de vista econômico, pois apresentam alta eficiência, alto ciclo de vida e custo razoável.

Esta tecnologia tem uma característica particular: o grande número existente de subtipos. A Tabela 3-6 exhibe uma comparação dos mesmos.

Tabela 3-6 – Baterias de íon-lítio.

	Subtipo				
	LMO ( $LiMn_2O_4$ )	LFP ( $LiFePO_4$ )	LNMC ( $LiNiMnCoO_2$ )	LTO ( $Li_4Ti_5O_{12}$ )	Li-S
Ciclo de vida (100% de profundidade de	>2000 [50]	>2500 [50]	>2000 [50]	>10000 [50]	≈100 [50]

	Subtipo				
	LMO ( $LiMn_2O_4$ )	LFP ( $LiFePO_4$ )	LNMC ( $LiNiMnCoO_2$ )	LTO ( $Li_4Ti_5O_{12}$ )	Li-S
descarga)					
Custo de armazenamento [US\$/kWh]	$\cong 360$ [50]	$\cong 580$ [70]	$\cong 420$ [70]	$\cong 860$ [50]	–
Custo nivelado de armazenamento* [US\$/ciclo-kWh]	0,180	0,232	0,210	0,094	–
Maturidade	Comercial [50]	Comercial [50]	Comercial [50]	Demonstração [50]	Pesquisa e desenvolvimento [50]

\*Considerando-se 100% de profundidade de descarga e número máximo de ciclos igual a 9125, que corresponde aos 25 anos de vida útil do sistema.

Caso a bateria opere com 100% de profundidade de descarga, conclui-se que a LTO é a mais viável para a aplicação em pauta, devido ao menor custo nivelado de armazenamento.

No entanto, outra abordagem seria de utilizar baterias LMO com menor profundidade de descarga para prolongar o ciclo de vida. Observa-se, com base na Figura 3-10, que baterias LMO operando com 65% de profundidade de descarga têm ciclo de vida superior a 10000 ciclos.

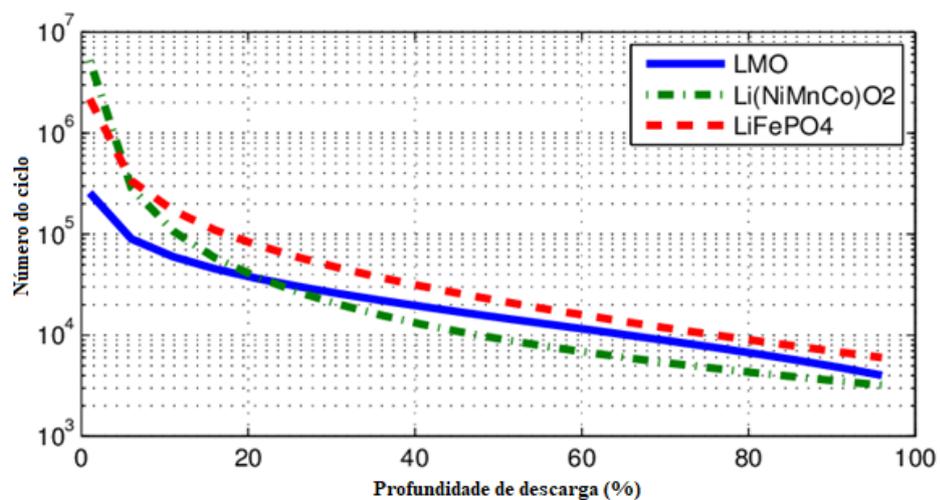


Figura 3-10 – Ciclo de vida de baterias de LMO, LNMC e LFP. Fonte: [71] (adaptado).

Considerando-se o sobredimensionamento referente à profundidade de descarga e o número máximo de ciclos igual a 9125 (vida útil do sistema fotovoltaico), o custo nivelado de armazenamento da bateria LMO é de 0,061 [US\$/((ciclo·kWh))]. Como consequência, dentre as baterias de íon-lítio esta é a mais viável do ponto de vista econômico, pois apresenta o menor custo nivelado de armazenamento.

### **3.5.5. BATERIA DE SÓDIO-ENXOFRE**

Como principais vantagens as baterias de sódio-enxofre apresentam custo relativamente baixo e descarga rápida e profunda. A eficiência e o ciclo de vida são razoáveis.

### **3.5.6. BATERIA DE REDOX DE VANÁDIO**

A bateria de redox de vanádio é a bateria de fluxo mais empregada. Como principal vantagem apresenta o maior ciclo de vida dentre as tecnologias abordadas. Além disso, é a única em que o ciclo de vida é independente da profundidade de descarga, o que evita o sobredimensionamento da bateria. No entanto, a eficiência desta tecnologia é relativamente baixa.

Baterias de redox de vanádio são não inflamáveis e praticamente livres da formação de dendritos. Portanto, esta é a tecnologia mais segura.

### **3.5.7. CUSTO DO SISTEMA COM BATERIA**

Com base nas características técnicas exibidas, pode-se afirmar que as tecnologias de bateria mais adequadas para a aplicação em pauta são a de chumbo-ácido avançada, LMO (íon-lítio), sódio-enxofre e redox de vanádio. Nesta seção, faz-se uma comparação entre o custo de sistemas que contém armazenamento e o custo de sistemas convencionais (ambos fotovoltaicos), com foco nas tecnologias que se mostraram mais viáveis. Para que tal comparação seja possível, algumas considerações são necessárias:

- Toda a energia armazenada pelas baterias é injetada na rede elétrica no período de ponta;
- A tarifação convencional é considerada para sistemas sem armazena-

mento e a modalidade da Tarifa Branca é considerada para sistemas com armazenamento;

- A política do *Net Metering* (sistema de compensação de energia) é considerada;
- Créditos equivalentes ao consumo são analisados tanto para sistemas convencionais quanto para sistemas com armazenamento;
- Controladores de carga MPPT são empregados, uma vez que verificou-se que eles são mais viáveis que os controladores de carga PWM (a baixa eficiência do PWM é muito prejudicial). Uma eficiência razoável de 0,95 é avaliada (a eficiência destes controladores não varia de maneira significativa). O custo em [kR\$] do controlador MPPT em função da razão entre a energia mensal média gerada ( $E_G$ ) e a energia mensal média proveniente de irradiação ( $E_R$ ) foi obtido com base em uma pesquisa de mercado [72]:

$$C_{MPPT} = 1,31 \cdot (E_G/E_R) \quad (3.1)$$

- Dois cenários de cada um dos fatores que influenciam o custo dos sistemas são abordados. Estes fatores são o consumo geral de energia, o perfil de carga, a irradiação solar, as tarifas, a eficiência da bateria e o custo de armazenamento. Essa abordagem é fundamental para conclusões mais sólidas;
- A taxa de câmbio considerada é de 1 (US\$) = 3,85 (R\$).

Para que o custo dos sistemas sejam comparados, deve-se determinar as profundidades de descarga das baterias. Como citado previamente, as profundidades de descarga das baterias LMO e de redox de vanádio são de 65% e 100%, respectivamente. Com relação às baterias de chumbo-ácido avançada e de sódio-enxofre, não foram encontrados gráficos do ciclo de vida em função da profundidade de descarga (como a Figura 3-10). No entanto, assim como ocorre para outras tecnologias, uma relação exponencial é esperada, conforme exhibe (3.2):

$$C_L = k_1 \cdot e^{-k_2 \cdot (DoD)} \quad (3.2)$$

onde:

$C_L$  é o ciclo de vida;

$DoD$  é a profundidade de descarga em decimal;

$k_1$  e  $k_2$  são constantes que dependem da tecnologia de bateria.

Embora outros fatores como temperatura e taxa de descarga influenciem o ciclo de vida, a equação (3.2) é razoável, uma vez que a profundidade de descarga é o fator dominante, particularmente para aplicações onde a temperatura e a taxa de descarga não são agressivas. Para garantir a exatidão, a equação (3.2) foi testada com base na Figura 3-10 e com base em curvas de baterias de chumbo-ácido convencionais e mostrou resultados satisfatórios.

Dois pontos são necessários para determinar  $k_1$  e  $k_2$ . A Tabela 3-7 exhibe os pontos encontrados na literatura:

Tabela 3-7 – Ciclo de vida para diferentes profundidades de descarga.

Bateria	Ponto	Profundidade de descarga	Ciclo de vida (ciclos)	Fonte
Chumbo-ácido avançada	1	1,00	5000	[73]
	2	0,05	25000	[64]
Sódio-enxofre	1	1,00	2500	[74]
	2	0,20	40000	[74]

A Tabela 3-8 mostra os resultados obtidos para  $k_1$  e  $k_2$ :

Tabela 3-8 – Parâmetros das baterias.

	$k_1$	$k_2$
Chumbo-ácido avançada	27200	1,69
Sódio-enxofre	80000	3,47

A partir da equação (3.2) e dos dados da Tabela 3-8, tem-se as profundidades de descarga das baterias indicadas na Tabela 3-9:

Tabela 3-9 – Profundidade de descarga das baterias.

Bateria	Profundidade de descarga para 9125 ciclos
Chumbo-ácido avançada	64,6%
LMO	65,0%
Sódio-enxofre	62,6%
Redox de vanádio	100%

Conforme abordado na Seção 2.5, o custo dos sistemas convencionais, em [kR\$], é dado por:

$$C_S = 3,66 \cdot (E_G/E_R) + 10,27 \quad (2.1)$$

Portanto, com base em (3.1), para sistemas que contém armazenamento de energia:

$$\begin{aligned} C_S &= 3,66 \cdot (E_G/E_R) + 10,27 + 1,31 \cdot (E_G/E_R) + B \Rightarrow \\ C_S &= 4,97 \cdot (E_G/E_R) + 10,27 + B \end{aligned} \quad (3.3)$$

onde  $B$  é o custo da bateria.

Para sistemas com armazenamento que geram créditos equivalentes ao consumo, a energia mensal média gerada pode ser equacionada segundo (3.4):

$$E_G = \frac{E_M \cdot (P_O \cdot T_O + P_I \cdot T_I + P_P \cdot T_P)}{(\eta_B \cdot T_P)} \quad (3.4)$$

onde:

$E_M$  é a energia consumida mensalmente;

$P_O$ ,  $P_I$  e  $P_P$  são as proporções de consumo nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

$T_O$ ,  $T_I$  e  $T_P$  são as tarifas nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

$\eta_B$  é a eficiência da bateria multiplicada pela eficiência do controlador de carga MPPT (0,95).

Para sistemas convencionais que geram créditos equivalentes ao consumo, a equação (3.4) se resume a:

$$E_G = E_M \quad (3.5)$$

Ressalta-se que as equações (3.4) e (3.5) são válidas para a política do *Net Metering*.

O custo da bateria, em [kR\$], é dado por:

$$B = \frac{E_G \cdot S_C \cdot (TC)}{30 \cdot (DoD)} \quad (3.6)$$

onde:

$S_C$  é o custo de armazenamento em [kUS\$/kWh];

$TC$  é a taxa de câmbio em [R\$/US\$];

$DoD$  é a profundidade de descarga;

$E_G$  é a energia mensal média gerada, dada por (3.4).

Ressalta-se que a profundidade de descarga influencia somente o custo da bateria, ao contrário de  $\eta_B$ , que influencia o custo da bateria e o custo do restante do sistema.

A Tabela 3-10 exibe os cenários considerados para cada variável que influencia o custo dos sistemas. Todos os cenários correspondem a valores realistas conforme esclarecido na Tabela 3-11.

Tabela 3-10 – Cenários considerados.

		Cenário							
		1	2	3	4	13	14	15	16
Consumo [kWh/mês]	$E_M$	698	3149	698	3149	698	3149	698	3149
Perfil de carga	$P_O$	0,63	0,63	0,85	0,85	0,63	0,63	0,85	0,85
	$P_I$	0,13	0,13	0,1	0,1	0,13	0,13	0,1	0,1
	$P_P$	0,24	0,24	0,05	0,05	0,24	0,24	0,05	0,05
Irradiação solar média [kWh/(mês.m <sup>2</sup> )]	$E_R$	156	156	156	156	168	168	168	168
Tarifas [R\$/kWh]	$T_O$	0,36	0,36	0,36	0,36	0,83	0,83	0,83	0,83
	$T_I$	0,6	0,6	0,6	0,6	1,71	1,71	1,71	1,71
	$T_P$	0,83	0,83	0,83	0,83	2,6	2,6	2,6	2,6
Eficiência ( $\eta_B$ )	Chumbo	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
	NaS	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
	LMO	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
	VRB	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
Custo de armazenamento [US\$/kWh]	Chumbo	585	585	585	585	585	585	585	585
	NaS	520	520	520	520	520	520	520	520
	LMO	468	468	468	468	468	468	468	468
	VRB	475	475	475	475	475	475	475	475
		Cenário							
		17	18	19	20	29	30	31	32
Consumo [kWh/mês]	$E_M$	698	3149	698	3149	698	3149	698	3149
Perfil de carga	$P_O$	0,63	0,63	0,85	0,85	0,63	0,63	0,85	0,85
	$P_I$	0,13	0,13	0,1	0,1	0,13	0,13	0,1	0,1
	$P_P$	0,24	0,24	0,05	0,05	0,24	0,24	0,05	0,05
Irradiação solar média [kWh/(mês.m <sup>2</sup> )]	$E_R$	156	156	156	156	168	168	168	168
Tarifas [R\$/kWh]	$T_O$	0,36	0,36	0,36	0,36	0,83	0,83	0,83	0,83
	$T_I$	0,6	0,6	0,6	0,6	1,71	1,71	1,71	1,71



	VRB	256	256	256	256	256	256	256	256
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tabela 3-11 – Justificativa para os cenários.

	Justificativa para o cenário considerado	
	Cenário branco	Cenário cinza
Perfil de carga	Perfil de carga típico brasileiro sem deslocamento [75].	Consumidor que deslocou o consumo com a finalidade de diminuir a conta de energia.
Tarifas	Concessionária de Santa Catarina que tem a menor tarifa de ponta do país [76] (considerou-se 50% de impostos).	Concessionária do Rio de Janeiro que tem a maior tarifa de ponta do país [76] (considerou-se 50% de impostos).
Irradiação solar média	Irradiação solar média do sul de Santa Catarina [77].	Irradiação solar média do Rio de Janeiro [78].
Consumo	Igual à média de geração de sistemas residenciais [79].	Igual à média de geração de sistemas comerciais [79].
Eficiência	Média de eficiência da bateria (Tabela 3-5) subtraída de 5% (cenário pessimista).	Média de eficiência da bateria (Tabela 3-5) somada de 5% (cenário otimista).
Custo de armazenamento	Média do custo de armazenamento (Tabela 3-5 e Tabela 3-6) somada de 30% (cenário pessimista).	Média do custo de armazenamento (Tabela 3-5 e Tabela 3-6) subtraída de 30% (cenário otimista).

A Tabela 3-10 elimina cenários que não são sensatos (cenários que cogitam, simultaneamente, tarifas de Santa Catarina e irradiação do Rio de Janeiro ou tarifas do Rio de Janeiro e irradiação de Santa Catarina). Portanto, pode-se reduzir o número total de cenários de 64 para 32.

### 3.5.8. RESULTADOS E CONCLUSÕES

A partir das informações apresentadas, pode-se comparar o custo dos sistemas de geração distribuída convencionais com o custo dos sistemas que contém armazenamento no contexto da Tarifa Branca, para conclusões acerca da viabilidade.

Os resultados obtidos para cada cenário podem ser visualizados na Figura 3-11:

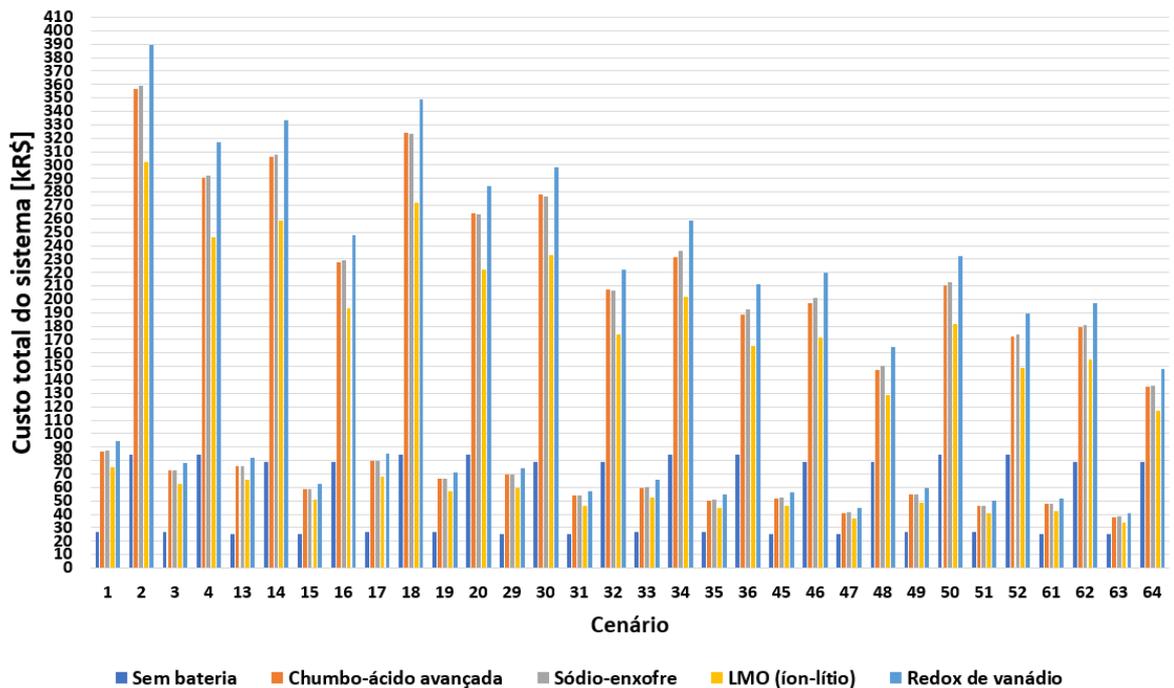


Figura 3-11 – Comparação dos custos.

Observa-se que, dentre as tecnologias de bateria, a LMO se mostrou a mais promissora. No entanto, em todos os cenários considerados, sistemas convencionais (sem bateria) apresentaram menor custo. Para a maioria dos cenários, a diferença do custo é substancial, porém, em alguns casos a diferença é limitada. O cenário em que os sistemas com armazenamento apresentaram custo mais competitivo foi o de número 63, conforme apresentado na Tabela 3-12:

Tabela 3-12 – Melhor cenário para armazenamento de energia.

Sistema	Custo [kR\$]	Custo relativo
Sem armazenamento	25,5	1,00
Chumbo-ácido avançada	37,9	1,49
Sódio-enxofre	38,1	1,50
LMO	33,9	1,33
RFB	40,8	1,60

Políticas de incentivo econômico por parte do governo, como subsídios, podem tornar sistemas com armazenamento viáveis para alguns consumidores. Levando-se em conta os benefícios do armazenamento de energia, políticas de incentivo são interessantes como forma de otimizar o sistema elétrico.

Com relação ao barateamento das tecnologias, as baterias de íon-lítio também são as mais promissoras. De acordo com [80], o custo destas baterias em 2030 será de cerca de 75 [US\$/kWh], o que pode tornar sistemas com armazenamento viáveis no futuro. Verificou-se que atualmente o maior obstáculo para a implantação destes sistemas é o alto custo associado.

---

## 4. O MODELO TAROT - TARIFA OTIMIZADA

O modelo TARifa OTimizada (TAROT) tem como objetivo a representação matemática do mercado de energia elétrica, formado por consumidores e concessionária. A modelagem é realizada com base num diagrama de blocos de fluxos econômicos, que não é único, pois pode incluir tantos termos quanto julgar-se necessário. Quanto mais termos considerados, maior é a exatidão, porém menor é a simplicidade do modelo. A partir do diagrama de blocos, obtém-se as equações que regem o mercado de energia, que podem ser manipuladas para alcançarem objetivos específicos, como a maximização do bem-estar socioeconômico. A simplicidade e a exatidão singulares deste modelo motivam a utilização do mesmo nos estudos referentes ao mercado de energia elétrica.

O diagrama de blocos do TAROT convencional pode ser visualizado na Figura 4-1:

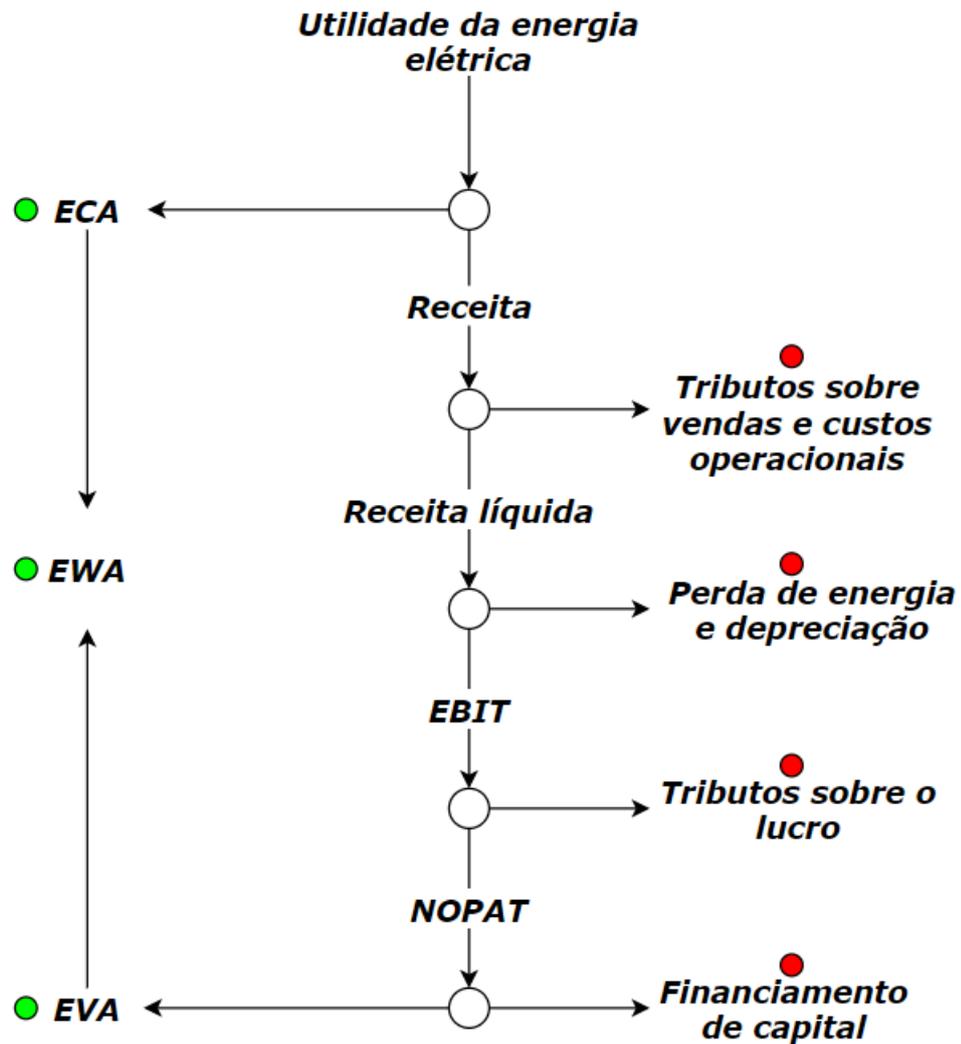


Figura 4-1 – Diagrama de blocos convencional.

Os termos representados em verde correspondem aos excedentes do mercado e os termos representados em vermelho referem-se aos custos.

#### 4.1. MODELAGEM PARA O CONSUMIDOR

Ao comprar um bem, seja ele energia elétrica ou não, o consumidor espera que o bem adquirido forneça-o satisfação e aumente sua qualidade de vida. O termo utilidade da energia elétrica tem como finalidade quantificar monetariamente esta satisfação a partir de uma função da energia consumida ( $E$ ):

$$U(E) = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \quad (4.1)$$

O parâmetro  $a$  corresponde à avidez do consumidor, ou seja, a vontade de comprar energia elétrica (*willingness to pay*), dada em [ $R\$/Wh$ ] ou múltiplos. A avidez depende de uma série de fatores, como, por exemplo, a personalidade, a situação econômica do consumidor e a qualidade da energia elétrica (qualidade do produto). O parâmetro  $b$  é a saciedade do consumidor, isto é, o grau de satisfação com a energia adquirida, dada em [ $R\%/(Wh)^2$ ] ou múltiplos. Ressalta-se que  $a$  e  $b$  podem representar tanto um consumidor específico quanto a sociedade como um todo a partir de uma média ponderada. Para um estudo do bem-estar socioeconômico, deve-se optar pela última hipótese, visto que a aplicação do modelo para cada consumidor de energia é impraticável.

Sabe-se que, do ponto de vista do consumidor, o valor pago à concessionária pela compra da energia é um sacrifício econômico. Ou seja, tem-se que o benefício econômico ou excedente do consumidor (*ECA – Economic Value Added*), correspondente ao seu ganho na transação econômica, é dado por:

$$ECA = U(E) - R = U(E) - T \cdot E \quad (4.2)$$

em que:

$U(E)$  é a utilidade econômica da energia elétrica equacionada em (4.1);

$E$  é a energia consumida;

$R$  é a receita paga à concessionária;

$T$  é a tarifa de energia.

A derivada da utilidade com relação à energia, chamada de utilidade marginal (*UM*), é dada por:

$$\frac{dU(E)}{dE} = UM = a - b \cdot E \quad (4.3)$$

Graficamente, tem-se a Figura 4-2:

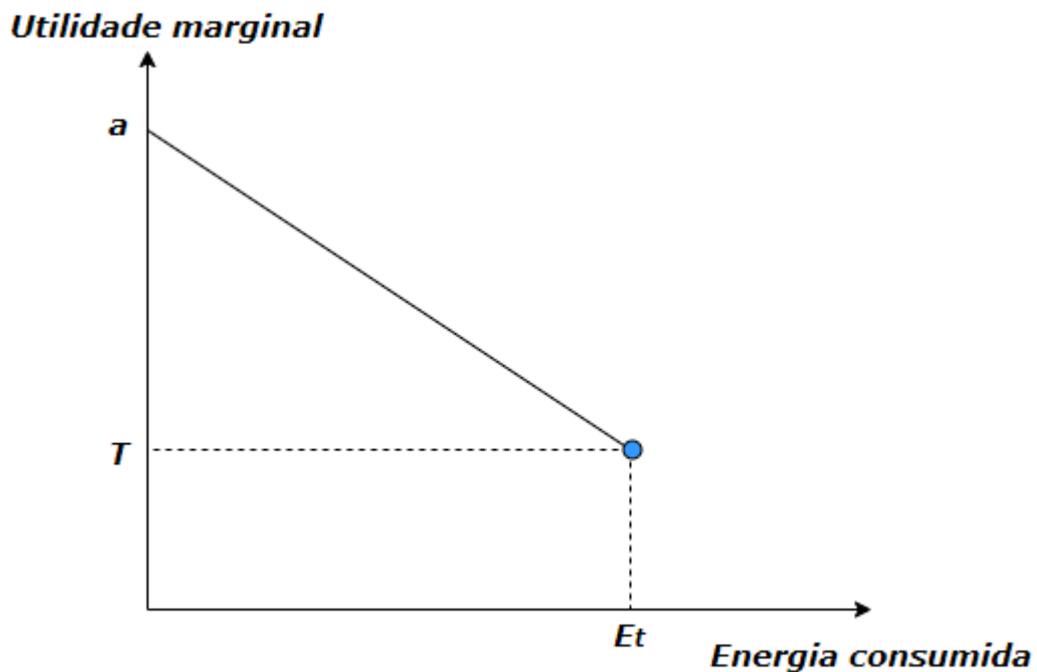


Figura 4-2 – Utilidade marginal.

Verifica-se que a utilidade marginal é sempre positiva, porém decrescente devido ao parâmetro  $b$ . Ou seja, a satisfação do consumidor sempre cresce com o aumento da energia consumida, mas cresce cada vez menos. Ao consumir certa energia, chamada na Figura 4-2 de  $E_t$ , a utilidade marginal passa a ser menor que a tarifa, o que significa que o consumidor não tem mais incentivo para comprar energia. Matematicamente, tem-se:

$$ECA(E_t + \Delta E) < ECA(E_t) \quad (4.4)$$

O consumidor para de consumir energia elétrica quando a utilidade marginal se iguala à tarifa porque esta é a condição de máximo excedente, ou seja,  $E_t$  corresponde a energia ótima do ponto de vista do consumidor.

Com base no conceito de utilidade marginal, pode-se expressar a tarifa em termos da energia ótima:

$$UM = a - b \cdot E_t = T \Rightarrow \quad (4.5)$$

Portanto, tem-se o excedente do consumidor em função da energia ótima (para simplificação da notação  $E_t$  será chamado de  $E$ ):

$$ECA = U(E) - R = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - (a - b \cdot E) \cdot E \Rightarrow$$

$$ECA = \frac{b}{2} \cdot E^2 \quad (4.6)$$

#### 4.2. MODELAGEM PARA O PRODUTOR

Diferentemente do consumidor, que, ao comprar um bem, busca satisfação por um baixo custo, o produtor tem o objetivo de lucrar com a transação econômica. Tem-se, portanto, que o excedente do produtor (*EVA – Economic Value Added*®) é dado pelo seu lucro, ou seja:

$$EVA = R - C = T \cdot E - C \quad (4.7)$$

em que  $R$  é a receita e  $C$  é o somatório dos custos da concessionária (blocos em vermelho na Figura 4-1).

O custo da concessionária é o termo mais complexo do modelo, por envolver muitas parcelas, além de ser uma função de duas variáveis. O custo referente à soma dos encargos, gastos e depreciação pode ser modelado da seguinte maneira [27]:

$$C_1(E, B) = e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} + d \cdot B \quad (4.8)$$

onde:

$E$  é a energia consumida;

$B$  corresponde aos investimentos na rede elétrica;

$e$ ,  $p$  e  $d$  são coeficientes ajustáveis;

$C_e = e \cdot E$  são os encargos e os custos operacionais eficientes;

$C_p = p \cdot \frac{E^2}{B}$  são os custos associados às perdas técnicas;

$C_d = d \cdot B$  é a depreciação da rede elétrica.

Ao incorporar na modelagem os tributos, tem-se:

$$TRIB_V = \mu \cdot R \quad (4.9)$$

$$TRIB_L = t \cdot (R - \mu \cdot R - C_1) \quad (4.10)$$

onde:

$\mu$  e  $t$  são coeficientes ajustáveis;

$TRIB_V$  é a tributação sobre vendas (proporcional à receita);

$TRIB_L$  é a tributação sobre o lucro (proporcional ao lucro).

O bloco “Financiamento de capital” corresponde à remuneração dos acionistas e credores da empresa. Ao realizar um empréstimo, a empresa tem o objetivo de investir na rede elétrica, ou seja, o financiamento de capital é proporcional aos investimentos realizados:

$$Y = r_w \cdot B \quad (4.11)$$

Finalmente, pode-se determinar o custo total ( $C$ ):

$$\begin{aligned} C &= C_1 + TRIB_V + TRIB_L + Y \Rightarrow \\ C &= C_1 + t \cdot (R - \mu \cdot R - C_1) + \mu \cdot R + r_w \cdot B \end{aligned} \quad (4.12)$$

Evidenciando o termo  $(1 - t)$ , tem-se:

$$C = t \cdot R + (1 - t) \cdot \left( C_1 + \mu \cdot R + \frac{r_w \cdot B}{1 - t} \right) \quad (4.13)$$

Substituindo (4.8) em (4.13):

$$C = t \cdot R + (1 - t) \cdot \left[ e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} + \mu \cdot R + B \cdot \left( d + \frac{r_w}{1 - t} \right) \right] \quad (4.14)$$

Com finalidade de simplificação, faz-se a mudança de parâmetros:

$$\left( d + \frac{r_w}{1 - t} \right) = k \quad (4.15)$$

Substituindo (4.15) em (4.14):

$$C = t \cdot R + (1 - t) \cdot \left[ e \cdot E + p \cdot \frac{E^2}{B} + \mu \cdot R + B \cdot k \right] \quad (4.16)$$

Com base na equação (4.7), observa-se que para maximizar o excedente do produtor é necessária a minização da função custo. Embora o investimento na rede ( $B$ ) diminua as perdas técnicas, ele aumenta o financiamento de capital. Para encontrar o investimento na rede que minimiza a função custo, deve-se calcular a derivada parcial da função e igualar o resultado a zero:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = (t - 1) \cdot \left( p \cdot \frac{E^2}{B^2} - k \right) = 0 \quad (4.17)$$

A partir de (4.17), tem-se o investimento ótimo ( $B^*$ ):

$$B^* = \sqrt{\frac{p}{k}} \cdot E \quad (4.18)$$

Ressalta-se que, matematicamente, o que determina se  $B^*$  é um ponto de mínimo ou máximo da função custo é a concavidade da mesma. Para que de fato  $B^*$  corresponda a um ponto de mínimo, é necessário que a concavidade da função seja positiva, ou seja, que a derivada segunda da função com relação a  $B$  seja positiva. Tem-se a derivada segunda:

$$\frac{\partial^2 C}{\partial B^2} = \frac{2 \cdot (1 - t) \cdot p \cdot E^2}{B^3} \quad (4.19)$$

Observa-se que:

$$\frac{2 \cdot p \cdot E^2}{B^3} > 0 \quad (4.20)$$

pois  $p$ ,  $E$  e  $B$  são positivos. Portanto, para que  $B^*$  corresponda a um ponto de mínimo da função custo, basta que o termo  $(1 - t)$  seja positivo. Tendo em vista que  $t$  corresponde a porcentagem de tributação sobre o lucro, tem-se que o mesmo é sempre menor que 1, ou seja, o termo  $(1 - t)$  é de fato positivo.

Substituindo (4.18) em (4.16), tem-se o custo ótimo ( $C^*$ ):

$$C^* = t \cdot R + (1 - t) \cdot [(e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k}) \cdot E + \mu \cdot R] \quad (4.21)$$

Deseja-se expressar o custo somente em termos da energia. Portanto, a partir do conceito de utilidade marginal, equacionado em (4.5), tem-se:

$$R = T \cdot E = UM \cdot E = a \cdot E - b \cdot E^2 \quad (4.22)$$

Portanto, substituindo (4.22) em (4.21), tem-se:

$$C^* = t \cdot (a \cdot E - b \cdot E^2) + (1 - t) \cdot [(e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k}) \cdot E + \mu \cdot (a \cdot E - b \cdot E^2)] \quad (4.23)$$

Novamente, com finalidade de simplificação, faz-se:

$$e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} = c_1 \Rightarrow \quad (4.24)$$

$$C^* = t \cdot (a \cdot E - b \cdot E^2) + (1 - t) \cdot [c_1 \cdot E + \mu \cdot (a \cdot E - b \cdot E^2)]$$

Com base nas equações (4.7), (4.22) e (4.24), o excedente otimizado do produtor é dado por:

$$EVA = (1 - t) \cdot [(a - \mu \cdot a - c_1) \cdot E + (\mu \cdot b - b) \cdot E^2] \quad (4.25)$$

### 4.3. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO

Nas Seções 4.1 e 4.2 verificou-se que tanto o consumidor quanto o produtor (concessionária) possuem um excedente resultante da transação econômica, isto é, ambos os agentes se beneficiam da atividade de compra e venda de energia. Como forma de analisar a sociedade como um todo, define-se o bem-estar socioeconômico (*EWA – Economic Wealth Added*), dado pelo excedente total do mercado, ou seja, a soma dos benefícios de ambos os agentes econômicos. Portanto, com base em (4.6) e (4.25):

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$EWA = \frac{b}{2} \cdot E^2 + (1 - t) \cdot [(a - \mu \cdot a - c_1) \cdot E + (\mu \cdot b - b) \cdot E^2] \quad (4.26)$$

A maximização do bem-estar socioeconômico é dada por:

$$\frac{d(EWA)}{dE} = 0 \quad (4.27)$$

De acordo com [27], a energia ótima encontrada em (4.27) resulta em um excedente da concessionária (*EVA*) negativo. Essa situação é inaceitável, visto que corresponde a um prejuízo à concessionária que, no longo prazo, implicaria em sua falência. Portanto, a solução forçada referente à energia ótima é tal que zera o valor do excedente ( $EVA = 0$ ), resultando no máximo bem-estar socioeconômico para uma situação aceitável, em que a empresa é capaz de quitar os custos e remunerar os acionistas sem ter prejuízo. Matematicamente:

$$EVA = (1 - t) \cdot [(a - \mu \cdot a - c_1) \cdot E + (\mu \cdot b - b) \cdot E^2] = 0 \quad (4.28)$$

Finalmente, ao obter a solução da equação (4.28), utiliza-se a equação (4.5) para determinação da tarifa que maximiza o bem-estar socioeconômico e mantém o equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da concessionária.

## 5. O MODELO TARIFA OTIMIZADA NO CONTEXTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O *prosumer* provoca mudanças no diagrama de blocos de fluxos econômicos do modelo TAROT. A GD acarreta numa diminuição do consumo de energia proveniente do sistema de distribuição, portanto, a receita da concessionária tende a diminuir. Porém, a GD diminui os custos da concessionária. A Tabela 5-1 expõe as justificativas para a diminuição dos custos:

Tabela 5-1 – Diminuição dos custos da concessionária.

Modalidade do custo	Termo da equação (4.8)	Justificativa para diminuição dos custos
Encargos e custos operacionais eficientes.	$C_e = e \cdot E$	Menos manutenção na rede devido à menor sobrecarga do sistema (o que implica em menos mão-de-obra) e menores valores pagos à transmissora e à geradora devido a uma menor compra de energia (além de menos encargos).
Custos associados às perdas técnicas.	$C_p = p \cdot \frac{E^2}{B}$	Menos perdas Joule devido à menor intensidade de corrente circulando entre o sistema de geração, transmissão e distribuição e o ponto de consumo. Na GD há também menor resistência entre o ponto de geração e de consumo local.

Com base nos fatos explicitados, a Figura 5-1 ilustra o diagrama de blocos de fluxos econômicos:

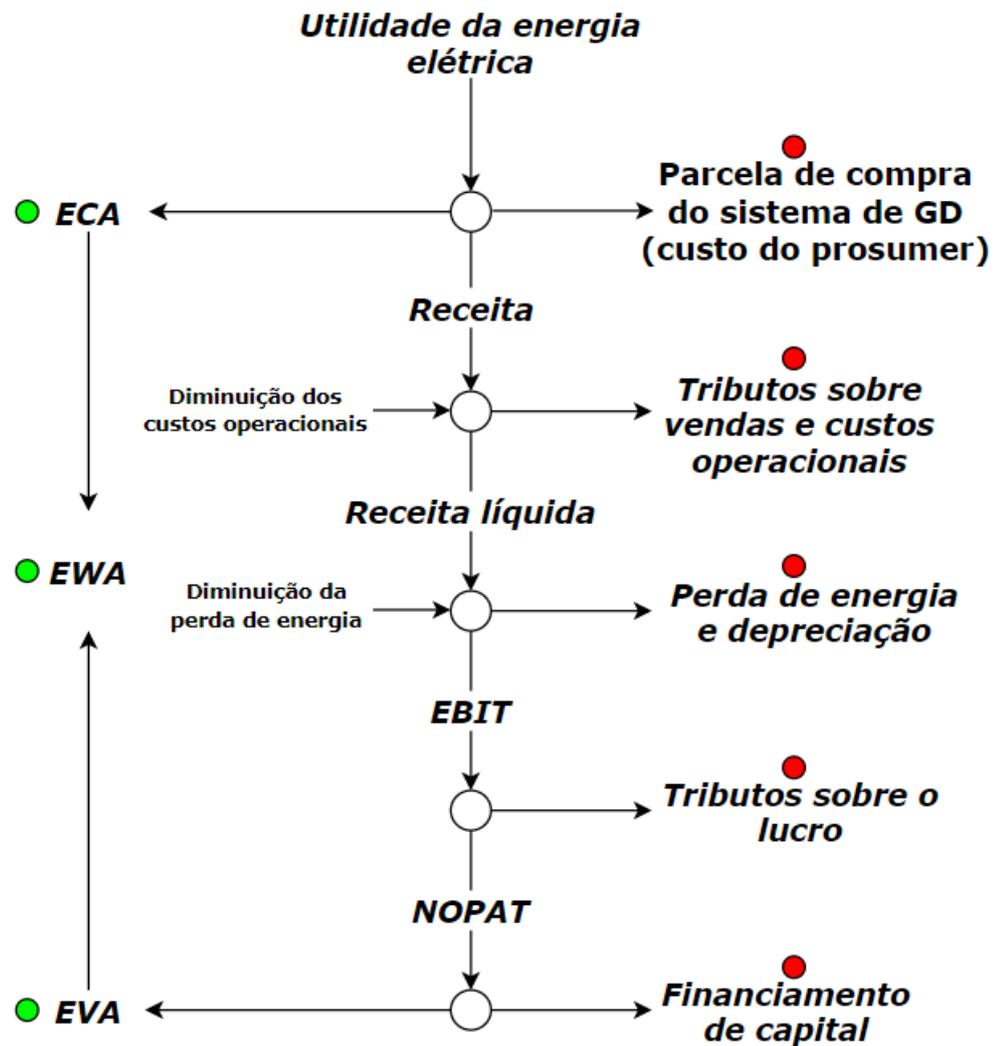


Figura 5-1 – Diagrama de blocos *prosumer*.

### 5.1. MODELAGEM PARA O PROSUMER

Nesta seção será realizada uma análise exclusiva do *prosumer* com base no modelo TAROT, tendo como finalidade a determinação do investimento em GD que maximiza o excedente do *prosumer*. O mercado como um todo será abordado nas seções seguintes.

O excedente do *prosumer* tem estrutura semelhante ao excedente do consumidor convencional: utilidade da energia elétrica subtraída do valor pago. Porém, o valor pago é diferente nesse caso, visto que o *prosumer* deve arcar com o custo de

implantação do sistema de GD e com o custo da energia solicitada do sistema de distribuição. Matematicamente, tem-se:

$$ECA = U - R - C_S \quad (5.1)$$

onde:

$U$  é a utilidade da energia elétrica, expressa em (4.1);

$R$  é a receita paga à concessionária;

$C_S$  é o custo anualizado de implantação do sistema de GD;

Após o consumo de toda energia proveniente do sistema de GD, tem-se dois cenários possíveis: o sistema é sobredimensionado e a utilidade marginal encontra-se menor que a tarifa, de maneira que o *prosumer* não tem mais incentivo para consumir energia (Caso 1) ou o sistema é subdimensionado e a utilidade marginal encontra-se maior que a tarifa, de maneira que o *prosumer* continuará consumindo energia proveniente do sistema de distribuição (Caso 2).

No Caso 1, a única receita paga à concessionária corresponde ao custo de disponibilidade. Portanto, tem-se o excedente:

$$ECA_1 = U - C_S - C_D \quad (5.2)$$

onde  $C_D$  é o custo de disponibilidade.

A partir da equação (4.1):

$$ECA_1 = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - C_S - C_D \quad (5.3)$$

Conforme abordado na Seção 2.5, o custo do sistema de GD é dado por:

$$C_S = s \cdot E_G + j \quad (5.4)$$

onde  $s$  e  $j$  são parâmetros ajustáveis e  $E_G$  é a energia média gerada pelo sistema.

Esta dissertação considera GD fotovoltaica para o cálculo do parâmetro  $s$ . No entanto, a mesma modelagem pode ser utilizada para outra fonte de GD (ou para um conjunto de fontes). Nesse caso, deve-se realizar uma pesquisa de mercado referente as fontes empregadas para cálculo do parâmetro  $s$ .

Substituindo (5.4) em (5.3):

$$ECA_1 = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - s \cdot E_G - (j + C_D) \quad (5.5)$$

Por hipótese, no Caso 1 a energia consumida é igual à energia gerada. Portanto:

$$ECA_1 = a \cdot E_G - \frac{b}{2} \cdot E_G^2 - s \cdot E_G - (j + C_D) \Rightarrow \quad (5.6)$$

$$ECA_1 = (a - s) \cdot E_G - \frac{b}{2} \cdot E_G^2 - (j + C_D)$$

Com finalidade de encontrar a energia gerada que maximiza o valor do excedente ( $E_G^*$ ), faz-se:

$$\frac{d(ECA_1)}{dE_G} = 0 \Rightarrow$$

$$a - s - b \cdot E_G^* = 0 \Rightarrow \quad (5.7)$$

$$E_G^* = \frac{a - s}{b}$$

Devido ao termo quadrático negativo na equação (5.6), sabe-se que este é, de fato, um ponto de máximo.

Para o Caso 2, a receita da concessionária é dada por (considerando-se *Net Metering*):

$$R = (E - E_G) \cdot T \quad (5.8)$$

Ou seja, encontra-se o excedente:

$$ECA_2 = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - (E - E_G) \cdot T - s \cdot E_G - j \Rightarrow \quad (5.9)$$

$$ECA_2 = (a - T) \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 + (T - s) \cdot E_G - j$$

Observa-se que, se o termo  $(T - s)$  for positivo, o excedente cresce com  $E_G$ . Caso contrário, significa que a energia proveniente do sistema de GD é mais onerosa que a energia proveniente do sistema de distribuição, de maneira que o investimento não se justifica. Como na prática o termo  $(T - s)$  é sempre positivo, o *prosumer* do Caso 1 apresenta excedente superior ao *prosumer* do Caso 2.

Conclui-se, portanto, que para que o *prosumer* maximize o seu excedente, o sistema deve ser dimensionado conforme a equação (5.7).

A análise previamente realizada não levou em consideração que o investidor pode diversificar sua carteira de investimentos. Considerando-se, agora, que o consumidor de energia elétrica possui um montante  $F$  para investir uma parte  $P$  em um

sistema de GD e o restante  $I$  em um outro tipo de investimento de baixo risco com rentabilidade  $r$ . O capital investido é dado por:

$$F = P + I \Rightarrow \quad (5.10)$$

$$F = s \cdot E_G + j + I$$

Isolando  $I$ :

$$I = F - (s \cdot E_G + j) \quad (5.11)$$

O ganho ( $G$ ) sobre o investimento  $I$  corresponde à:

$$G = r \cdot I \Rightarrow \quad (5.12)$$

$$G = r \cdot [F - (s \cdot E_G + j)]$$

Como o Caso 1 representa um maior excedente para o *prosumer*, este será o caso analisado. Portanto:

$$ECA = (a - s) \cdot E_G - \frac{b}{2} \cdot E_G^2 - (j + C_D) + G \Rightarrow \quad (5.13)$$

$$ECA = (a - s) \cdot E_G - \frac{b}{2} \cdot E_G^2 - (j + C_D) + r \cdot [F - (s \cdot E_G + j)]$$

Novamente, com finalidade de encontrar a energia gerada que maximiza o valor do excedente ( $E_G^*$ ), faz-se:

$$\frac{d(ECA)}{dE_G} = 0 \Rightarrow \quad (5.14)$$

$$E_G^* = \frac{a - s \cdot (1 + r)}{b}$$

Como esperado,  $E_G^*$  apresenta um valor inferior ao calculado em (5.7).

Embora o Caso 1 represente um maior excedente para o *prosumer*, para modelagem do mercado nas seções seguintes o Caso 2 será analisado, pois este representa uma condição sustentável para a concessionária.

## 5.2. MODELAGEM PARA A CONCESSIONÁRIA

Para modelar o excedente do produtor, torna-se necessária a estruturação da função custo, que é menor para o caso do mercado formado por *prosumers*, consumidores e concessionária. A Tabela 5-2 exhibe os termos propostos para a função custo:

Tabela 5-2 – Termos propostos para a função custo.

Modalidade do custo	Termo proposto
Encargos e custos operacionais eficientes	$C_e = e \cdot E - \eta_e \cdot e \cdot E_G$
Custos associados às perdas técnicas	$C_p = \frac{(\sqrt{p} \cdot E - \eta_p \cdot \sqrt{p} \cdot E_G)^2}{B}$

A diminuição do custo foi modelada de maneira crescente com a energia proveniente de GD ( $E_G$ ). Os parâmetros  $\eta_e$  e  $\eta_p$  são menores que 1 e correspondem aos coeficientes aplicados aos custos da concessionária para obter os novos custos, reduzidos com a penetração de GD no sistema. Para simplificação da notação, faz-se a substituição de parâmetros indicada em (5.15):

$$\begin{aligned} \eta_e \cdot e &= e' \\ \eta_p \cdot \sqrt{p} &= \sqrt{p'} \end{aligned} \quad (5.15)$$

Sabe-se que na realidade tais parâmetros são funções de  $E_G$ , pois para penetrações excessivas de GD, a diminuição do custo torna-se ineficiente (para casos extremos a GD pode até mesmo aumentar o custo). No entanto, para viabilizar a modelagem, os parâmetros  $e'$  e  $p'$  serão considerados constantes, ou seja, será considerada uma penetração limitada de GD. Deve-se ressaltar também que  $e'$  e  $p'$  são diferentes para cada fonte, de acordo com o nível de intermitência.

A capacidade de hospedagem, definida como o limite de potência instalada de GD a partir da qual resulta em problemas de qualidade de energia, não é considerada nesse estudo. Embora a capacidade de hospedagem seja um parâmetro de extrema importância no quesito de qualidade de energia, foge do âmbito exclusivamente econômico do presente trabalho. A desconsideração da capacidade de hospedagem é razoável para penetrações limitadas de GD.

Com base na modelagem proposta, tem-se a função custo referente à soma dos encargos, gastos e depreciação:

$$C_1(E, B) = e \cdot E - e' \cdot E_G + \frac{(\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G)^2}{B} + d \cdot B \quad (5.16)$$

Substituindo na equação (4.13), tem-se o custo total:

$$C = t \cdot R + (1 - t) \cdot \left[ e \cdot E - e' \cdot E_G + \frac{(\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G)^2}{B} + \mu \cdot R + B \cdot \left( d + \frac{r_w}{1 - t} \right) \right] \quad (5.17)$$

A partir da mudança de parâmetros indicada em (4.15):

$$C = t \cdot R + (1 - t) \cdot \left[ e \cdot E - e' \cdot E_G + \frac{(\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G)^2}{B} + \mu \cdot R + B \cdot k \right] \quad (5.18)$$

Com o objetivo de encontrar o investimento ótimo ( $B^*$ ), faz-se:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = 0 \quad (5.19)$$

Resultando em:

$$B^* = \frac{\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G}{\sqrt{k}} \quad (5.20)$$

Observa-se que o investimento ótimo na rede elétrica é menor para o caso do *prosumer*, devido à diminuição do custo referente à GD.

A receita da concessionária é dada pela equação (5.21):

$$R = (E - E_G) \cdot T \quad (5.21)$$

Sabe-se que o *prosumer* para de consumir energia quando a utilidade marginal se iguala à tarifa (de maneira similar ao consumidor tradicional). Portanto:

$$UM = T = a - b \cdot E \Rightarrow \quad (5.22)$$

$$R = (E - E_G) \cdot (a - b \cdot E) \quad (5.23)$$

Substituindo as equações (5.20) e (5.23) em (5.18), tem-se a função custo otimizada ( $C^*$ ):

$$C^* = t \cdot (E - E_G) \cdot (a - b \cdot E) + (1 - t) \cdot \left[ e \cdot E - e' \cdot E_G + 2 \cdot \sqrt{k} \cdot (\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G) + \mu \cdot (E - E_G) \cdot (a - b \cdot E) \right] \quad (5.24)$$

O excedente ótimo do produtor é dado por:

$$\begin{aligned} EVA &= R - C^* \Rightarrow \\ EVA &= (1 - t) \cdot \{ (E - E_G) \cdot (a - b \cdot E) \\ &- [e \cdot E - e' \cdot E_G + 2 \cdot \sqrt{k} \cdot (\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G) + \mu \cdot (E - E_G) \\ &\cdot (a - b \cdot E)] \} \end{aligned} \quad (5.25)$$

Agrupando-se os termos:

$$EVA = (1 - t) \cdot \left[ (a + b \cdot E_G - e - 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G) \cdot E + (-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + (-a + e' + 2 \cdot \sqrt{p' \cdot k} + \mu \cdot a) \cdot E_G \right] \quad (5.26)$$

Com finalidade de simplificação, faz-se a mudança de parâmetros:

$$e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} = c_1 \quad (5.27)$$

$$e' + 2 \cdot \sqrt{p' \cdot k} = c_1' \quad (5.28)$$

Portanto:

$$EVA = (1 - t) \cdot \left[ (a + b \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G) \cdot E + (-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + (-a + c_1' + \mu \cdot a) \cdot E_G \right] \quad (5.29)$$

Com base em (5.18) e (5.23), caso não sejam realizados investimentos ótimos na rede, o excedente da concessionária é dado por:

$$EVA = (1 - t) \cdot \left[ \left( a + b \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G \right) \cdot E + \left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 + \left( -a \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} + \mu \cdot a \cdot E_G - B \cdot k \right) \right] \quad (5.30)$$

### 5.3. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO

De maneira análoga ao mercado formado por consumidor convencional e concessionária, o bem-estar socioeconômico é dado pela soma do excedente do *prosumer* com o excedente do produtor. A partir da equação (5.31), tem-se o excedente do *prosumer*:

$$ECA = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - (E - E_G) \cdot T - s \cdot E_G - j \Rightarrow \quad (5.31)$$

$$ECA = (a - T) \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 + (T - s) \cdot E_G - j$$

Com base em (5.22), pode-se expressar (5.31) somente em termos da energia consumida ( $E$ ) e da energia gerada ( $E_G$ ):

$$ECA = \frac{b}{2} \cdot E^2 + (a - b \cdot E - s) \cdot E_G - j \quad (5.32)$$

A partir de (5.29) e (5.32), tem-se o bem-estar socioeconômico para investimentos ótimos na rede:

$$\begin{aligned}
EWA &= ECA + EVA \Rightarrow \\
EWA &= \frac{b}{2} \cdot E^2 + (a - b \cdot E - s) \cdot E_G - j + (1 - t) \\
&\cdot [(a + b \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G) \cdot E + (-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 \\
&+ (-a + c_1' + \mu \cdot a) \cdot E_G]
\end{aligned} \tag{5.33}$$

Observa-se que, para  $E_G = j = 0$ , a modelagem é exatamente igual à modelagem do consumidor convencional (Capítulo 4).

Para maximização do bem-estar socioeconômico, faz-se:

$$\begin{aligned}
EVA &= 0 \Rightarrow \\
(a + b \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G) \cdot E + (-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + (-a + c_1' + \mu \cdot a) \\
&\cdot E_G = 0
\end{aligned} \tag{5.34}$$

A equação (5.34) garante o equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da concessionária ao mesmo tempo em que garante modicidade tarifária aos *prosumers*.

Para investimentos não ótimos, o bem-estar socioeconômico é dado por:

$$\begin{aligned}
EWA &= ECA + EVA \Rightarrow \\
EWA &= \frac{b}{2} \cdot E^2 + (a - b \cdot E - s) \cdot E_G - j + (1 - t) \\
&\cdot \left[ \left( a + b \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G \right) \cdot E + \left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 \right. \\
&\left. + \left( -a \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} + \mu \cdot a \cdot E_G - B \cdot k \right) \right]
\end{aligned} \tag{5.35}$$

e a tarifa que zera o excedente da concessionária pode ser obtida a partir de (5.22) e (5.36):

$$\begin{aligned}
EVA &= 0 \Rightarrow \\
\left( a + b \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a - \mu \cdot b \cdot E_G \right) \cdot E + \left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 \\
&+ \left( -a \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} + \mu \cdot a \cdot E_G - B \cdot k \right) = 0
\end{aligned} \tag{5.36}$$

#### 5.4. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO MODELO TAROT

Conforme verificado nas seções antecedentes, o modelo TAROT apresenta diversos parâmetros. Esta seção tem como finalidade expor como os parâmetros são calculados a partir das notas técnicas de revisão tarifária, que são publicadas periodicamente pela ANEEL [81].

A energia vendida é obtida de maneira direta:

$$E = MR \quad (5.37)$$

onde  $MR$  é o mercado de referência.

De acordo com [82], a avidéz é dada por:

$$a = T \cdot \frac{1 + \varepsilon}{\varepsilon} \quad (5.38)$$

onde  $T$  é a tarifa de venda média da energia e  $\varepsilon$  é a elasticidade demanda-preço da energia elétrica. A elasticidade mede o impacto que a alteração do preço tem na demanda. A Tabela 5-3 exhibe as elasticidades estimadas para as três principais classes de consumo [83]:

Tabela 5-3 – Elasticidade demanda-preço.

Classe de consumo	Elasticidade (adimensional)
Residencial	0,118
Comercial	0,062
Industrial	0,451

Como usualmente o TAROT não faz distinção das classes de consumo, a elasticidade deve ser agregada. Para tal, faz-se a média ponderada equacionada em (5.39):

$$\varepsilon = 0,118 \cdot \varphi_R + 0,062 \cdot \varphi_C + 0,451 \cdot \varphi_I \quad (5.39)$$

em que:

$\varphi_R$  é a participação do consumo residencial em relação ao consumo total;

$\varphi_C$  é a participação do consumo comercial em relação ao consumo total;

$\varphi_I$  é a participação do consumo industrial em relação ao consumo total;

A tarifa de venda média da energia pode ser calculada com base em (5.40):

$$T = \frac{RV \cdot (1 + IRT_{EMC})}{MR \cdot (1 - ICMS - PIS - COFINS)} \quad (5.40)$$

onde:

$RV$  é a receita verificada;

$IRT_{EMC}$  é o efeito médio para o consumidor do índice de reposicionamento tarifário em processamento;

*ICMS* é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços;

*PIS* é o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público;

*COFINS* é a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

O termo  $ICMS + PIS + COFINS$  da equação (5.40), representado no modelo TAROT pelo parâmetro  $\mu$ , corresponde à alíquota dos tributos sobre as vendas.

Após o cálculo da avidez, pode-se obter a saciedade do consumidor a partir de (5.41):

$$UM = a - b \cdot E = T \Rightarrow$$

$$b = \frac{a - T}{E} \quad (5.41)$$

O parâmetro  $e$  é dado por:

$$e = \frac{C_e}{E} \quad (5.42)$$

onde  $C_e$  são os encargos mais os custos operacionais eficientes. Nas notas técnicas de revisão tarifária,  $C_e$  é equacionado por:

$$C_e = ES + CT + CE + CAOM + CAIMI - OR - C_p \quad (5.43)$$

em que:

*ES* são os encargos setoriais definidos em legislação específica;

*CT* é o custo de conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

*CE* é o custo com aquisição de energia elétrica (incluindo perdas);

*CAOM* são os custos de administração, operação e manutenção;

*CAIMI* é o custo anual das instalações móveis e imóveis;

*OR* são as outras receitas (receitas não decorrentes da aplicação da tarifa de energia elétrica), como, por exemplo, o compartilhamento de infraestrutura com empresas de telefonia;

$C_p$  é o custo associado às perdas técnicas. Este custo não é fornecido diretamente, e deve ser calculado a partir de (5.44):

$$C_p = T_C \cdot E_P \quad (5.44)$$

onde:

$T_C$  é a tarifa média de compra de energia pela concessionária;

$E_p$  é a energia perdida.

Após o cálculo de  $C_p$ , o parâmetro  $p$  pode ser obtido por:

$$p = C_p \cdot \frac{B}{E^2} \quad (5.45)$$

em que  $B$  corresponde aos investimentos na rede elétrica.

Os parâmetros  $d$ ,  $r_w$  e  $t$  são obtidos de maneira direta.

Para o cálculo do parâmetro  $k$ , utiliza-se (4.15):

$$\left(d + \frac{r_w}{1-t}\right) = k \quad (4.15)$$

Os dados de capacidade instalada de GD são disponibilizados pela ANEEL de maneira independente das notas técnicas de revisão tarifária [84]. Para a obtenção da energia proveniente de GD ( $E_G$ ), basta multiplicar a capacidade instalada pela produtividade solar média da área de concessão em [Wh/(W·ano)].

Os parâmetros de custo do sistema de GD fotovoltaica ( $s$  e  $j$ ) podem ser obtidos com base em uma pesquisa de mercado e com base no atlas solarimétrico do Brasil (Figura 2-8), conforme discutido na Seção 2.5. O custo total do sistema, em [kR\$], é dado pela equação (2.1):

$$C_S = 3,66 \cdot (E_G/E_R) + 10,27 \quad (2.1)$$

onde:

$E_G$  é a energia média gerada em [kWh/mês];

$E_R$  é a irradiação solar média da área de concessão em [kWh/(m<sup>2</sup>·mês)];

Como o modelo TAROT é aplicado anualmente, os parâmetros  $s$  e  $j$  não correspondem ao custo total do sistema, mas sim ao custo anual (fracionado ao longo da vida útil). Além disso, as unidades devem estar de acordo com as unidades utilizadas no modelo ([TWh], [MR\$] e [anos]). Após os ajustes necessários, tem-se:

$$s = \frac{304917}{V_U \cdot E_R} \left[ \frac{MR\$}{TWh} \right] \quad (5.46)$$

$$j = \frac{0,010269}{V_U} \cdot n_p \left[ \frac{MR\$}{ano} \right] \quad (5.47)$$

onde:

$V_U$  é a vida útil do sistema de GD em [anos];

$E_R$  é a irradiação solar média da área de concessão em [kWh/(m<sup>2</sup>·mês)];

$n_p$  é o número de *prosumers*, que foi incluído pois a equação (2.1) corresponde ao custo de somente um sistema.

Os parâmetros que modelam a redução dos custos da concessionária devido à GD ( $e'$  e  $p'$ ) são os mais difíceis de se obter. Portanto, nos estudos de caso realizados a seguir (Seção 5.5) uma abordagem multi-cenário é fundamental. A partir da abordagem multi-cenário, é possível verificar o comportamento do modelo proposto para diferentes valores de ( $e'$  e  $p'$ ).

## 5.5. ESTUDOS DE CASO

### 5.5.1. CONSIDERAÇÕES E DADOS DE ENTRADA

Para realização dos estudos de caso, algumas considerações são necessárias:

- O modelo proposto pode ser aplicado tanto para o mercado formado por *prosumer* e concessionária quanto para o mercado formado por consumidor convencional, *prosumer* e concessionária. A segunda opção será tratada nos estudos de caso, visto que as notas técnicas de revisão tarifária só disponibilizam a energia total consumida pelo mercado;
- Para a obtenção de conclusões mais sólidas, três concessionárias brasileiras serão analisadas: AES Eletropaulo, Elektro e Light;
- Os parâmetros do TAROT serão considerados constantes para limitar a complexidade do modelo e da análise dos resultados;
- Como existem seis fontes distribuídas distintas (solar fotovoltaica, biogás, biomassa, eólica, hídrica e cogeração qualificada), a realização de uma pesquisa de mercado para cada fonte é impraticável. Será considerado que toda geração distribuída é proveniente de fontes fotovoltaicas (esta consideração é razoável, visto que 94% da **capacidade instalada** brasileira de GD é fotovoltaica [5]). Portanto, as equações (5.46) e (5.47) serão utilizadas para o cálculo dos parâmetros  $s$  e  $j$ ;
- Será empregada uma vida útil de 25 anos nas equações (5.46) e (5.47);

- Com relação aos parâmetros que modelam a redução dos custos da concessionária ( $e'$  e  $p'$ ), três cenários serão considerados: otimista (90% de eficiência), realista (80% de eficiência) e pessimista (70% de eficiência);

- Três cenários de penetrações de GD serão considerados: atual (2019), projeção para 2022 e projeção para 2024. As projeções foram realizadas pela ANEEL (Figura 2-10), que estima que a GD irá crescer 303% em três anos e 748% em cinco anos;

- Será considerado que a GD cresce a uma mesma taxa para todas as concessionárias (303% em três anos e 748% em cinco anos). Esta premissa é importante pois a ANEEL não disponibiliza projeções de GD individuais para cada concessionária.

- É importante ressaltar que o crescimento da demanda foi desconsiderado (a energia consumida foi fixada). Portanto, os resultados não devem ser interpretados como previsões para 2022 e 2024.

A Tabela 5-4 resume os dados de GD de cada concessionária. Conforme discutido na Seção 5.4, a energia gerada é obtida a partir da multiplicação da capacidade instalada pela produtividade solar anual da área de concessão.

Tabela 5-4 – Resumo dos dados de geração distribuída (ano de 2019).

	Eletropaulo	Elektro	Light
Capacidade total instalada [MW]	10,53	22,93	27,71
Capacidade total instalada até 2022 [MW]	31,91	69,48	83,96
Capacidade total instalada até 2024 [MW]	78,76	171,52	207,27
Produtividade solar da região [Wh/(W·ano)]	1376	1376	1400
Energia gerada [TWh/ano]	0,0145	0,0316	0,0388
Energia gerada em 2022 [TWh/ano]	0,0439	0,0956	0,1175

	Eletropaulo	Elektro	Light
Energia gerada em 2024 [TWh/ano]	0,1084	0,2360	0,2902
Número de sistemas	1003	3404	1921
Número de sistemas em 2022	3040	10315	5821
Número de sistemas em 2024	7503	25462	14370

A Tabela 5-5 exibe os parâmetros de cada concessionária, obtidos com base nas notas técnicas de revisão tarifária [81] (os cálculos foram realizados com base no procedimento descrito na Seção 5.4). Ressalta-se que, com finalidade de simplificação, a unidade de tempo é normalmente omitida em trabalhos que empregam o modelo TAROT, embora o modelo seja aplicado anualmente.

Tabela 5-5 – Parâmetros do modelo TAROT.

Parâmetro/variável	Cenário	AES Eletropaulo	Elektro	Light
$E$ [TWh]		42,72	16,36	27,39
$T$ [MR\$/TWh]*		447,14	457,95	629,66
$d$		0,0375	0,0388	0,0384
$r_w$		0,0809	0,0809	0,0809
$t$		0,3400	0,3400	0,3400
$k$		0,1600	0,1610	0,1610
$\varepsilon$		0,1352	0,1722	0,1122
$\mu$		0,2691	0,2129	0,3259
$a$ [MR\$/TWh]		3755,10	3117,40	6239,33
$b$ [MR\$/(TWh) <sup>2</sup> ]		77,43	162,59	204,79
$e$ [MR\$/TWh]		278,76	291,02	298,84
$p$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		2831,63	2996,73	15841,55
$E_R$ [kWh/(m <sup>2</sup> · mês)]		153,00	153,00	141,00
$s$ [MR\$/TWh]		79,72	79,72	86,50
$B$ [MR\$]**		6085,26	2830,86	8033,11

Parâmetro/variável	Cenário	AES Eletropaulo	Elektro	Light
$E_G$ [TWh]	Penetração de GD atual (2019)	0,0145	0,0316	0,0388
$j$ [MR\$]***		0,41	1,40	0,79
$E_G$ [TWh]	Projeção de GD para 2022	0,0439	0,0956	0,1175
$j$ [MR\$]***		1,25	4,24	2,39
$E_G$ [TWh]	Projeção de GD para 2024	0,1084	0,2360	0,2902
$j$ [MR\$]***		3,08	10,46	5,90
$e'$ [MR\$/TWh]	Redução dos custos otimista (coeficientes $\eta_e = \eta_p = 0,9$ )	250,88	261,92	268,96
$p'$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		2293,62	2427,35	12831,66
$e'$ [MR\$/TWh]	Redução dos custos realista (coeficientes $\eta_e = \eta_p = 0,8$ )	223,01	232,82	239,07
$p'$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		1812,24	1917,91	10138,59
$e'$ [MR\$/TWh]	Redução dos custos pessimista (coeficientes $\eta_e = \eta_p = 0,7$ )	195,13	203,71	209,19
$p'$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		1387,50	1468,40	7762,36

\*Tarifas vigentes.

\*\*Investimentos atuais na rede elétrica.

\*\*\*O parâmetro  $j$  é diferente para cada cenário de geração, visto que o mesmo é proporcional ao número de sistemas, conforme apontado na equação (5.47).

Para facilitar a exibição dos resultados, pode-se designar um número para cada uma das nove possibilidades referentes aos cenários, conforme indicado na Tabela 5-6. **O Cenário 0 corresponde à ausência de GD**, e serve como uma base de comparação.

Tabela 5-6 – Cenários.

Projeção de GD	Eficiência na redução dos custos	Cenário
–	–	0
Atual (2019)	Otimista	1
Atual (2019)	Realista	2
Atual (2019)	Pessimista	3
2022	Otimista	4
2022	Realista	5

Projeção de GD	Eficiência na redução dos custos	Cenário
2022	Pessimista	6
2024	Otimista	7
2024	Realista	8
2024	Pessimista	9

### 5.5.1. RESULTADOS

A partir das equações (5.22), (5.34) e (5.36), pode-se obter as tarifas que zeram os excedentes das concessionárias e que maximizam o bem-estar socioeconômico, conforme evidenciado na Tabela 5-7:

Tabela 5-7 – Tarifas ótimas.

Cenário	Tarifas ótimas [ $MR\$/TWh$ ]					
	Considerando-se investimentos ótimos na rede elétrica			Considerando-se investimentos atuais na rede elétrica		
	AES Eletropaulo	Elektro	Light	AES Eletropaulo	Elektro	Light
0	439,64	425,55	593,15	439,76	426,99	593,56
1	439,65	425,63	593,24	439,78	427,09	593,63
2	439,67	425,71	593,32	439,79	427,17	593,72
3	439,68	425,79	593,40	439,81	427,25	593,80
4	439,68	425,80	593,41	439,81	427,30	593,77
5	439,73	426,04	593,66	439,86	427,54	594,03
6	439,77	426,29	593,92	439,90	427,79	594,29
7	439,75	426,17	593,78	439,88	427,78	594,09
8	439,86	426,78	594,42	440,00	428,38	594,73
9	439,97	427,40	595,05	440,11	428,98	595,37

Para facilitar a análise dos resultados, a Tabela 5-7 é expressa em forma de gráficos na Figura 5-3.

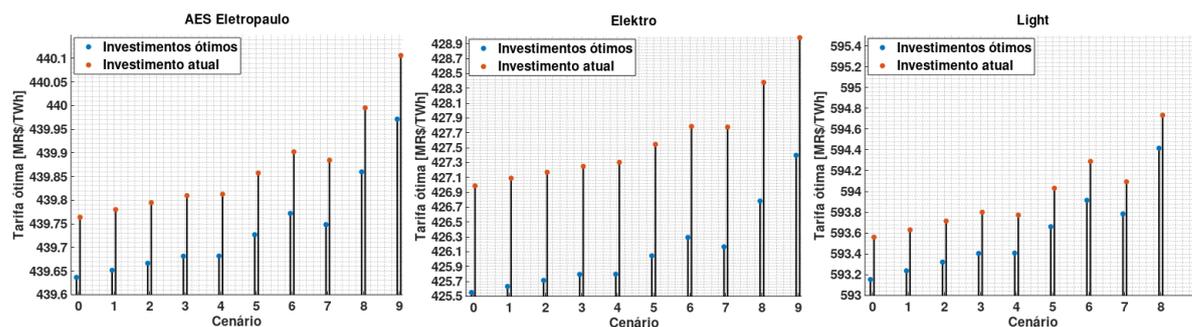


Figura 5-2 – Tarifas ótimas.

É importante também verificar como a GD influencia os excedentes mediante as tarifas de energia **vigentes**, expressas na Tabela 5-5. A partir da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, o comportamento dos excedentes pode ser observado:

Tabela 5-8 – Influência da GD nos excedentes

		<i>ECA</i> [MR\$]		<i>EVA</i> [MR\$]		<i>EWA</i> [MR\$]	
Cenário		Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos	Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos	Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos
Eletropaulo	0	70661,24	70661,24	154,92	157,73	70816,16	70818,97
	1	70666,16	70666,16	154,54	157,37	70820,69	70823,52
	2	70666,16	70666,16	154,23	157,06	70820,39	70823,21
	3	70666,16	70666,16	153,93	156,75	70820,08	70822,91
	4	70676,12	70676,12	153,75	156,63	70829,87	70832,75
	5	70676,12	70676,12	152,83	155,70	70828,95	70831,82
	6	70676,12	70676,12	151,91	154,77	70828,03	70830,89
	7	70697,99	70697,99	152,04	155,03	70850,02	70853,01
	8	70697,99	70697,99	149,76	152,73	70847,75	70850,72
9	70697,99	70697,99	147,48	150,43	70845,47	70848,42	
Elektro	0	21750,03	21750,03	257,46	270,92	22007,49	22020,95
	1	21760,58	21760,58	256,06	269,70	22016,64	22030,28
	2	21760,58	21760,58	255,38	269,00	22015,96	22029,58
	3	21760,58	21760,58	254,70	268,30	22015,28	22028,88

		<i>ECA [MR\$]</i>		<i>EVA [MR\$]</i>		<i>EWA [MR\$]</i>	
	Cenário	Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos	Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos	Investi- mentos não óti- mos	Investi- mentos ótimos
	4	21781,95	21781,95	253,23	267,22	22035,17	22049,17
	5	21781,95	21781,95	251,17	265,11	22033,12	22047,06
	6	21781,95	21781,95	249,12	263,00	22031,07	22044,94
	7	21828,83	21828,83	247,00	261,79	22075,83	22090,62
	8	21828,83	21828,83	241,93	256,58	22070,76	22085,41
	9	21828,83	21828,83	236,87	251,36	22065,70	22080,19
Light	0	76830,89	76830,89	446,49	450,62	77277,38	77281,51
	1	76851,18	76851,18	444,99	448,96	77296,17	77300,13
	2	76851,18	76851,18	443,95	447,93	77295,13	77299,11
	3	76851,18	76851,18	442,91	446,91	77294,08	77298,09
	4	76892,32	76892,32	441,93	445,58	77334,26	77337,91
	5	76892,32	76892,32	438,78	442,48	77331,11	77334,81
	6	76892,32	76892,32	435,63	439,38	77327,95	77331,71
	7	76982,62	76982,62	435,18	438,19	77417,80	77420,80
	8	76982,62	76982,62	427,41	430,53	77410,02	77413,15
	9	76982,62	76982,62	419,63	422,87	77402,25	77405,49

Novamente, para facilitar a análise dos resultados, a Tabela 5-8 é expressa em forma de gráficos na Figura 5-3.

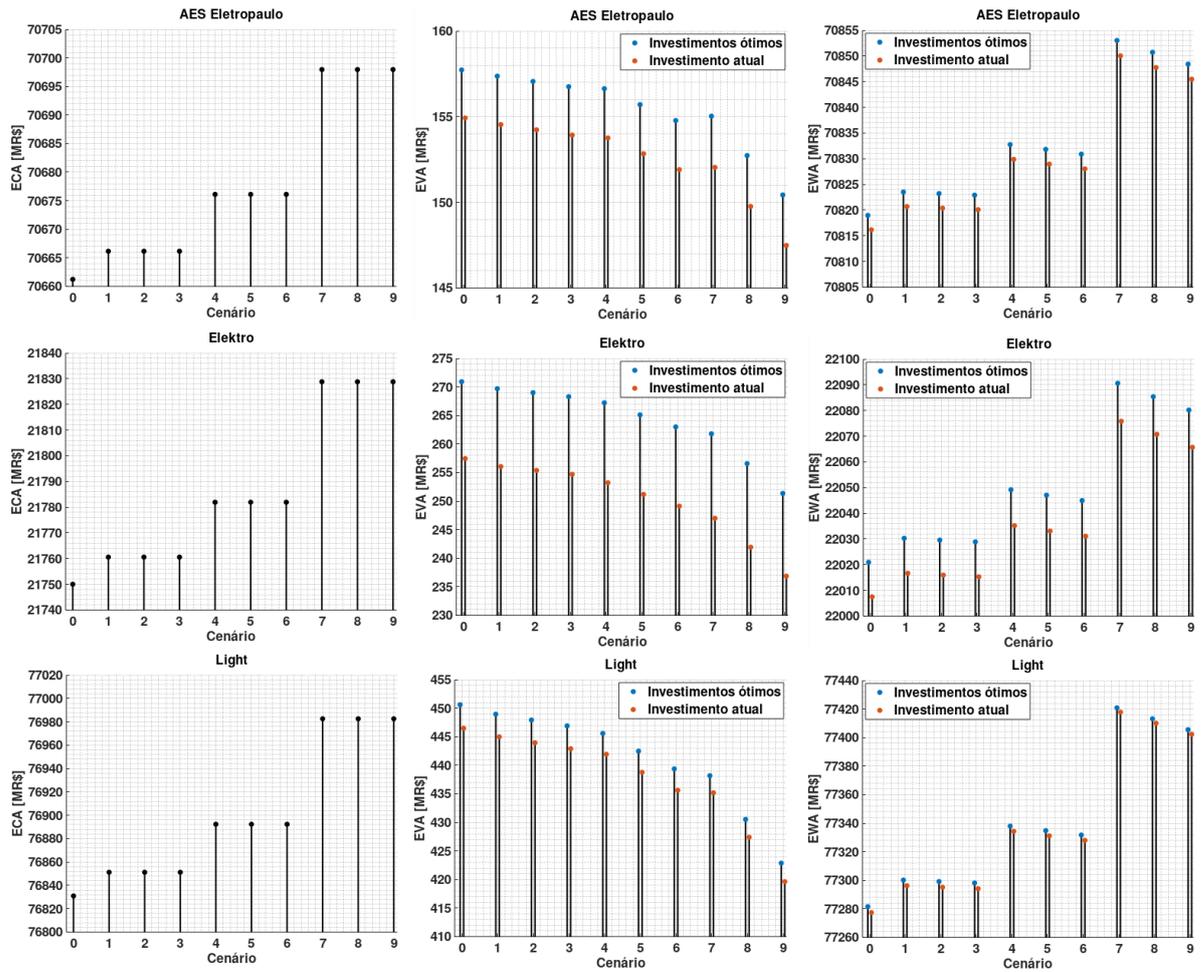


Figura 5-3 – Influência da GD nos excedentes.

Para que a perda de eficiência devido a investimentos não ótimos seja mais evidente, tem-se os gráficos dos excedentes das concessionárias em função dos investimentos na rede elétrica (Figura 5-4):

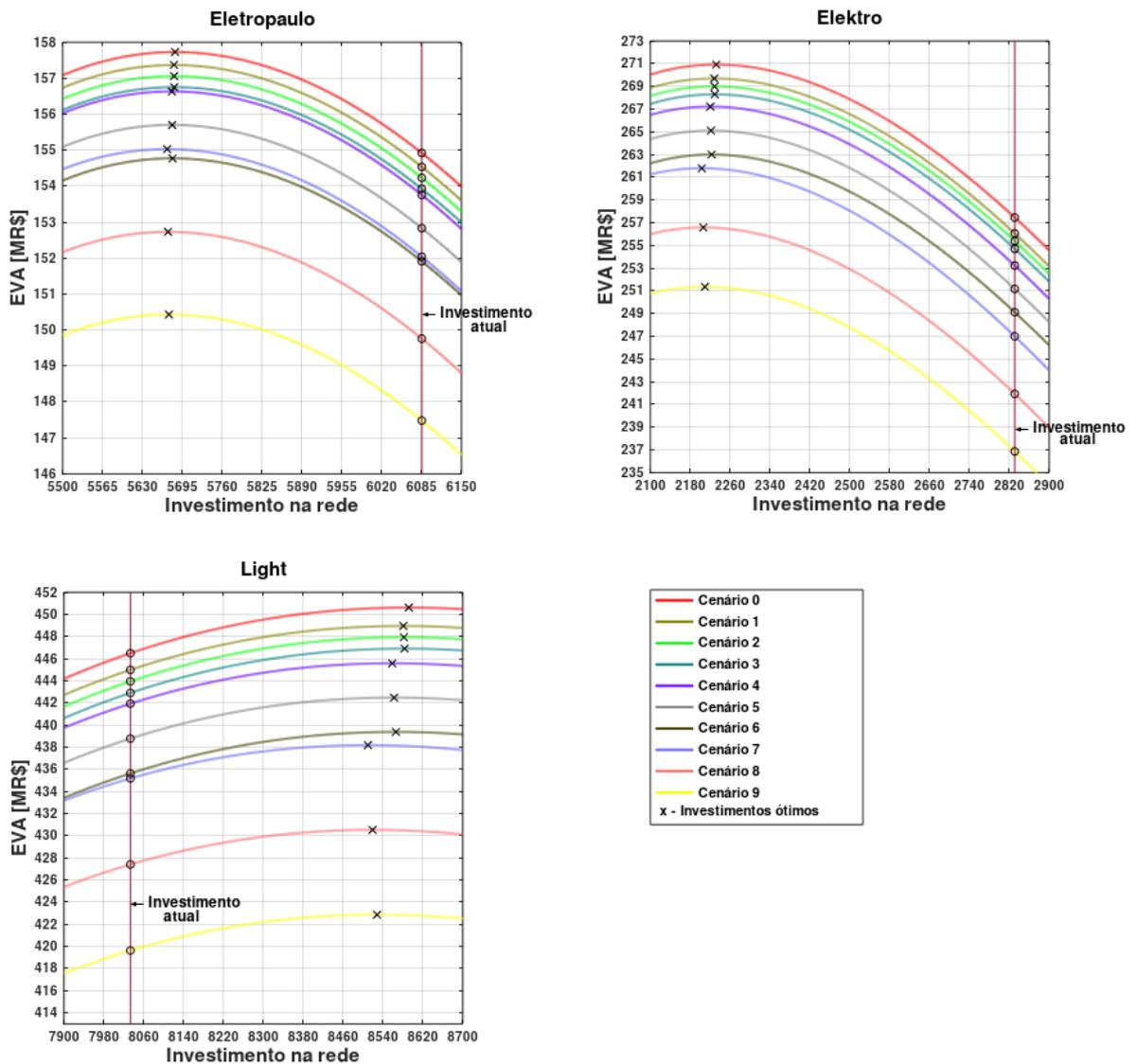


Figura 5-4 – Influência que o investimento desempenha no excedente da concessionária.

Para facilitar a compreensão dos resultados, pode-se expressar a tarifa ótima de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (Figura 5-5), assim como o excedente da concessionária (Figura 5-6) e o bem-estar socioeconômico do mercado (Figura 5-7). As Figuras Figura 5-5Figura 5-6Figura 5-7 não têm relação com os cenários propostos, mas podem ser utilizadas para interpretar mais facilmente o impacto da GD no mercado de energia. Os resultados são referentes à concessionária AES Eletropaulo e expressos considerando-se investimentos ótimos na rede elétrica.

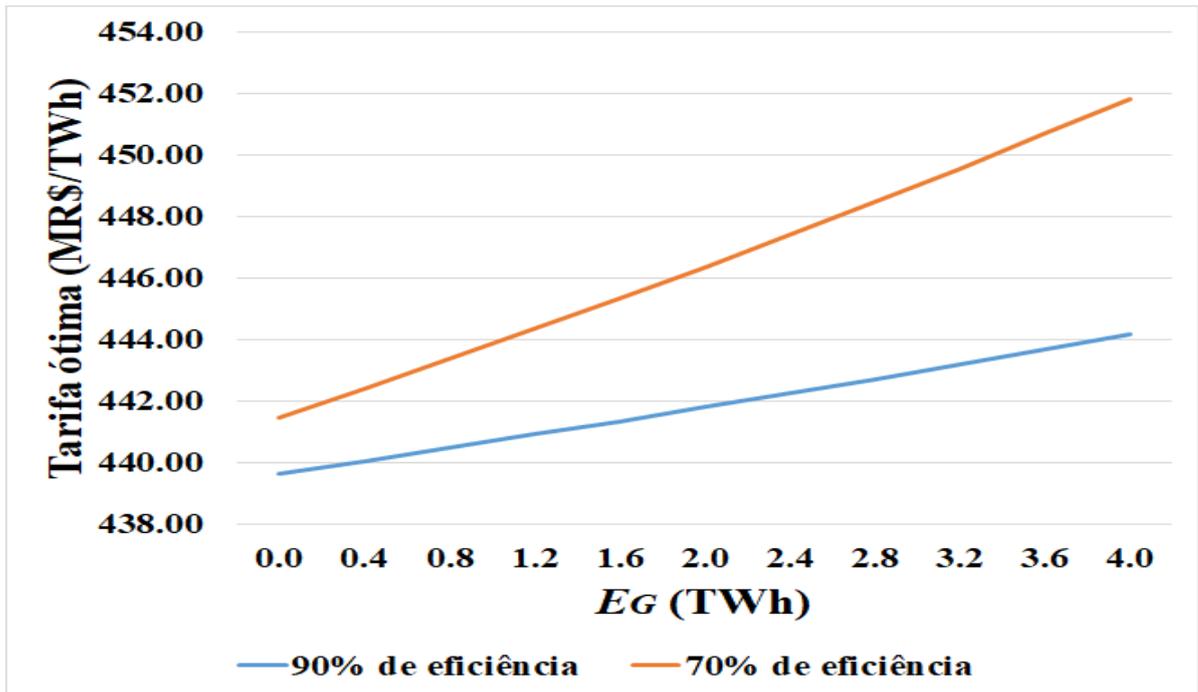


Figura 5-5 – Tarifa ótima de energia elétrica em função da energia proveniente de GD.

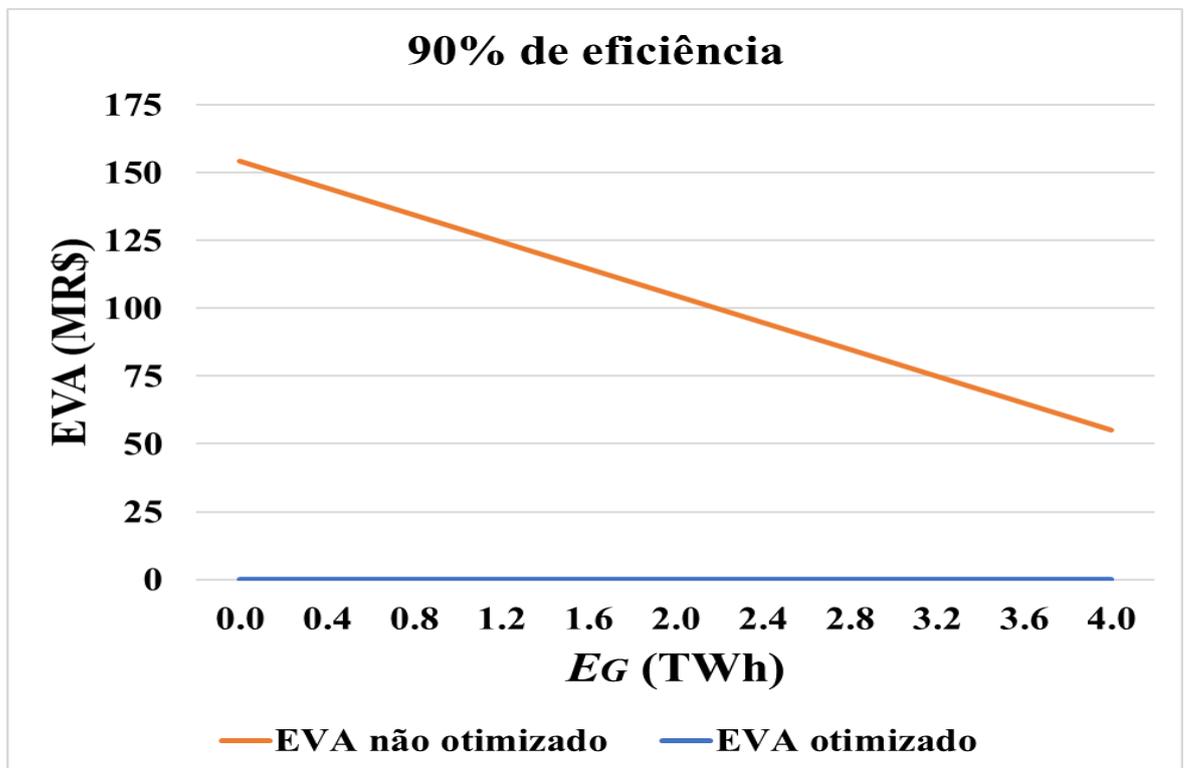


Figura 5-6 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD.

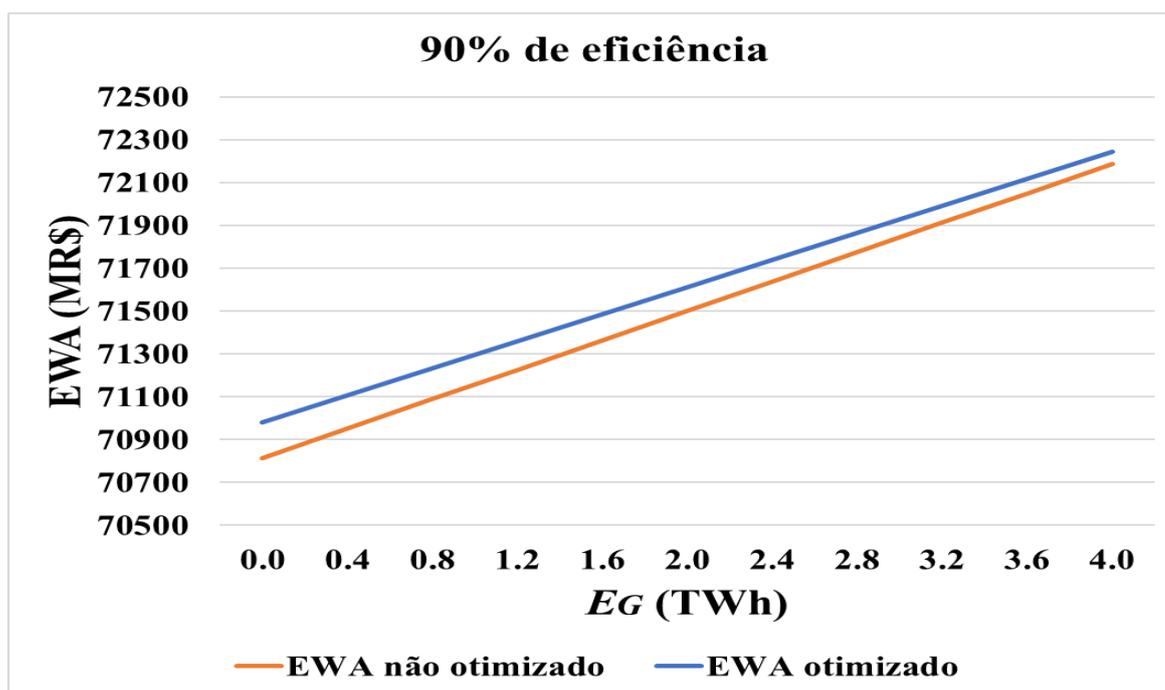


Figura 5-7 – Bem-estar socioeconômico do mercado em função da energia proveniente de GD.

### 5.5.1. CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos, tem-se as conclusões acerca dos estudos de caso:

- Com base na Tabela 5-7, conclui-se que quanto maior a penetração de GD, maior a tarifa de energia ótima. A eficiência na redução dos custos apresenta comportamento contrário, ou seja, quanto menor a eficiência, maior é a tarifa de energia ótima. Observa-se, no entanto, que como a capacidade instalada de GD é limitada em relação ao mercado de energia, a tarifa ótima não aumenta de maneira expressiva (para todos os cenários considerados a tarifa ótima aumenta menos de 0,5% em relação ao Cenário 0);

- Com base na Tabela 5-8, observa-se que o impacto que a GD manifesta nos excedentes das concessionárias (*EVA*) difere-se consideravelmente, devido às penetrações distintas. A concessionária mais afetada foi a Elektro, por apresentar a maior penetração de GD, chegando a até 8% de redução do *EVA* ao comparar-se o Cenário 9 com o Cenário 0;

- A Tabela 5-7 aponta que diminuições da tarifa da ordem de 0,13 [MR\$/TWh]

(Eletropaulo), 1,51 [MR\$/TWh] (Elektro) e 0,36 [MR\$/TWh] (Light) seriam possíveis se as concessionárias realizassem investimentos ótimos na rede elétrica. Com base na Figura 5-4, observa-se que as concessionárias Eletropaulo e Elektro estão sobreinvestidas, enquanto que a concessionária Light está subinvestida;

- Com base na Figura 5-4, verifica-se que o gráfico do excedente da concessionária em função do investimento na rede apresenta o formato de uma parábola. Para investimentos próximos do investimento ótimo, o excedente da concessionária é aproximadamente constante, e então decresce abruptamente conforme o investimento se distancia de maneira significativa do ponto ótimo;

- A partir da Tabela 5-7, observa-se que as tarifas de energia ótimas são menores que as tarifas de energia vigentes (Tabela 5-5), o que ocorreu pois as concessionárias analisadas apresentam excedente positivo (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Até mesmo no pior cenário do ponto de vista da concessionária (Cenário 9), que apresenta alta penetração de GD e baixa eficiência, diminuições da tarifa de 7,03 [MR\$/TWh] ou 1,57% (Eletropaulo), 28,97 [MR\$/TWh] ou 6,32% (Elektro) e 34,29 [MR\$/TWh] ou 5,45% (Light) seriam sensatas para garantir modicidade tarifária e maximizar o bem-estar socioeconômico;

- Ao comparar-se o Cenário 0 com o restante dos cenários, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** evidencia que a GD aumenta o excedente dos consumidores (*ECA*), enquanto que diminui o excedente da concessionária. Observa-se também que a GD aumenta o bem-estar socioeconômico do mercado (*EWA*), até mesmo para baixas eficiências na redução dos custos da concessionária (Cenário 3, 6 e 9). O Cenário 7 (alta penetração de GD e alta eficiência) é o que apresenta o maior ganho de bem-estar socioeconômico, alcançando cerca de 0,32% no caso da concessionária Elektro;

- Com base na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, verifica-se que o Cenário 7 apresenta *EVA* superior ao Cenário 6 no caso da concessionária Eletropaulo, ou seja, baixas eficiências podem ser mais prejudiciais às concessionárias do que altas penetrações de GD;

- Ressalta-se que, assim como o investimento na rede elétrica, a eficiência na redução dos custos não influencia o excedente dos consumidores, o que justifica os resultados iguais obtidos na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

## 5.6. NOVA PROPOSTA DA ANEEL PARA REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 5.6.1. DESCRIÇÃO DA NOVA PROPOSTA

Em janeiro de 2019 a ANEEL introduziu a Audiência Pública Nº 001, que tem a finalidade de diminuir o impacto tarifário provocado pela geração distribuída. Ao que tudo indica, a prática do *Net Metering* será abolida num futuro próximo, visto que a regulação será baseada em tarifas de compra e “venda” distintas (de fato não há transação comercial entre *prosumer* e concessionária, mas um mecanismo de compensação da energia excedente em até 5 anos). Cinco novas alternativas tarifárias foram apresentadas pela ANEEL [85]:

- **Alternativa 0:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual à tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária (*Net Metering*);
- **Alternativa 1:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual a 72% da tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;
- **Alternativa 2:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual a 66% da tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;
- **Alternativa 3:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual a 59% da tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;
- **Alternativa 4:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual a 51% da tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;
- **Alternativa 5:** Tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária igual a 37% da tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;

A partir dos estudos realizados, a agência propõe que para a geração local (modalidades “Geração na Própria UC” e “Múltiplas UCs”) a Alternativa 0 pode ser mantida até o marco de 3,40 [GW] de potência instalada no país. A partir deste marco, sugere-se a adoção da Alternativa 1. Para geração remota (modalidades “Autoconsumo Remoto” e “Geração Compartilhada”) sugere-se a adoção da Alternativa 1 ao atingir o marco de 1,25 [GW]. A partir do momento em que a geração remota atingir 2,13 [GW], sugere-se a adoção da Alternativa 3. A ANEEL afirma ainda que a Alternativa 0 será mantida para os sistemas instalados antes do gatilho, por um período de 25 anos.

## 5.6.2. ADAPTAÇÕES DO MODELO TAROT

### 5.6.2.1. MODELAGEM PARA O PROSUMER

O modelo previamente apresentado parte do pressuposto que a regulação vigente é a de *Net Metering*. No entanto, a partir de ajustes, o modelo é capaz de representar diferentes regulações, como é o caso da nova proposta da ANEEL.

A receita adaptada é dada por (5.48):

$$R = T_P \cdot E - T_{S0} \cdot E_{G0} - T_{S1} \cdot E_{G1} - T_{S3} \cdot E_{G3} \quad (5.48)$$

onde:

$T_P$  é a tarifa que o *prosumer* compra energia da concessionária;

$T_S$  é a tarifa que o *prosumer* “vende” energia à concessionária. Existem três tarifas de venda distintas (Alternativa 0, Alternativa 1 e Alternativa 3), separadas pelo índice;

A energia proveniente de GD é dividida em três termos ( $E_{G0}$ ,  $E_{G1}$  e  $E_{G3}$ ) devido às tarifas de venda distintas.

O conceito de utilidade marginal ainda é válido para a tarifa que o *prosumer* compra energia, ou seja, o *prosumer* pára de consumir energia quando a utilidade marginal se iguala à tarifa. Matematicamente:

$$T_P = a - b \cdot E \quad (5.49)$$

Como a tarifa que o *prosumer* vende energia é uma parcela da tarifa de compra, tem-se:

$$\begin{aligned} T_{S0} &= \lambda_0 \cdot (a - b \cdot E) \\ T_{S1} &= \lambda_1 \cdot (a - b \cdot E) \\ T_{S3} &= \lambda_3 \cdot (a - b \cdot E) \end{aligned} \quad (5.50)$$

onde:

$$\lambda_0 = 1;$$

$$\lambda_1 = 0,72;$$

$$\lambda_3 = 0,59.$$

Com base em (5.48), (5.49) e (5.50), tem-se a receita somente em termos da energia consumida e da energia gerada:

$$R = -b \cdot E^2 + [a + b \cdot (\lambda_0 \cdot E_{G0} + \lambda_1 \cdot E_{G1} + \lambda_3 \cdot E_{G3})] \cdot E - a \cdot (\lambda_0 \cdot E_{G0} + \lambda_1 \cdot E_{G1} + \lambda_3 \cdot E_{G3}) \quad (5.51)$$

Com finalidade de simplificação, faz-se:

$$(\lambda_0 \cdot E_{G0} + \lambda_1 \cdot E_{G1} + \lambda_3 \cdot E_{G3}) = \lambda \quad (5.52)$$

Substituindo a equação (5.52) na equação (5.51):

$$R = -b \cdot E^2 + (a + b \cdot \lambda) \cdot E - a \cdot \lambda \quad (5.53)$$

Assim como no caso da política do *Net Metering*, o excedente do *prosumer* é dado pela função utilidade subtraída da receita e do custo do sistema de GD. Portanto:

$$ECA = U - R - C_S \quad (5.1)$$

Como a nova proposta da ANEEL não muda a função utilidade e nem o custo do sistema de GD, as equações (4.1) e (2.2) ainda são válidas. Logo, tem-se:

$$ECA = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 - [-b \cdot E^2 + (a + b \cdot \lambda) \cdot E - a \cdot \lambda] - s \cdot E_G - j \Rightarrow \quad (5.54)$$

$$ECA = \frac{b}{2} \cdot E^2 - b \cdot \lambda \cdot E + a \cdot \lambda - s \cdot E_G - j$$

onde:  $E_G = E_{G0} + E_{G1} + E_{G3}$

As equações deduzidas até o momento levam em consideração o mercado como um todo, visto que incluem as três alternativas tarifárias simultaneamente.

Analisando-se o *prosumer* individualmente, é importante ressaltar que, como a nova proposta da ANEEL muda a receita paga à concessionária, o dimensionamento ótimo do sistema de GD demonstrado na Seção 5.1 (equação (5.7)) não é mais válido. Para o cálculo do dimensionamento ótimo, deve-se separar a receita de acordo com a alternativa tarifária, uma vez que cada parcela dos *prosumers* será tarifada de maneira diferente:

$$\begin{aligned} R_0 &= T_p \cdot E - \lambda_0 \cdot T_p \cdot E_{G0} \quad \rightarrow \text{Receita para prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 0} \\ R_1 &= T_p \cdot E - \lambda_1 \cdot T_p \cdot E_{G1} \quad \rightarrow \text{Receita para prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 1} \\ R_3 &= T_p \cdot E - \lambda_3 \cdot T_p \cdot E_{G3} \quad \rightarrow \text{Receita para prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 3} \end{aligned} \quad (5.55)$$

Conforme demonstrado na Seção 5.1, a condição de máximo excedente do *prosumer* é atingida quando a única receita paga à concessionária corresponde ao custo de disponibilidade (esta condição condiz com o Caso 1 discutido na Seção 5.1). Portanto:

$$\begin{aligned}
E_0 &= \lambda_0 \cdot E_{G0} \rightarrow \text{Energia consumida pelos prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 0} \\
E_1 &= \lambda_1 \cdot E_{G1} \rightarrow \text{Energia consumida pelos prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 1} \\
E_3 &= \lambda_3 \cdot E_{G3} \rightarrow \text{Energia consumida pelos prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 3}
\end{aligned} \tag{5.56}$$

Substituindo na equação (5.31), tem-se:

$$\begin{aligned}
ECA_0 &= a \cdot \lambda_0 \cdot E_{G0} - \frac{b}{2} \cdot \lambda_0^2 \cdot E_{G0}^2 - s \cdot E_{G0} - (j + C_D) \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 0} \\
ECA_1 &= a \cdot \lambda_1 \cdot E_{G1} - \frac{b}{2} \cdot \lambda_1^2 \cdot E_{G1}^2 - s \cdot E_{G1} - (j + C_D) \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 1} \\
ECA_3 &= a \cdot \lambda_3 \cdot E_{G3} - \frac{b}{2} \cdot \lambda_3^2 \cdot E_{G3}^2 - s \cdot E_{G3} - (j + C_D) \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 3}
\end{aligned} \tag{5.57}$$

onde  $C_D$  é o custo de disponibilidade, que foi incluído devido à receita nula.

Derivando os excedentes em relação à energia gerada e igualando a zero, obtém-se:

$$\begin{aligned}
E_{G0}^* &= \frac{a \cdot \lambda_0 - s}{b \cdot \lambda_0^2} \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 0} \\
E_{G1}^* &= \frac{a \cdot \lambda_1 - s}{b \cdot \lambda_1^2} \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 1} \\
E_{G3}^* &= \frac{a \cdot \lambda_3 - s}{b \cdot \lambda_3^2} \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 3}
\end{aligned} \tag{5.58}$$

O dimensionamento do sistema em conformidade com a equação (5.58) garante ao *prosumer* o máximo excedente.

Com relação aos *prosumers* tarifados de acordo com as Alternativas 1 e 3, como  $\lambda_1 = 0,72$  e  $\lambda_3 = 0,59$ , conclui-se que a nova proposta da ANEEL aumenta  $E_G$  ótimo em relação à política do *Net Metering*, uma vez que:

$$\begin{aligned}
\frac{a \cdot \lambda_1 - s}{b \cdot \lambda_1^2} &= \frac{a \cdot 0,72 - s}{b \cdot 0,52} > \frac{a - s}{b} \\
\frac{a \cdot \lambda_3 - s}{b \cdot \lambda_3^2} &= \frac{a \cdot 0,59 - s}{b \cdot 0,35} > \frac{a - s}{b}
\end{aligned} \tag{5.59}$$

Para todo  $\lambda < 1$  a inequação (5.59) é verdadeira.

Com relação aos *prosumers* tarifados de acordo com a Alternativa 0, o dimensionamento ótimo do sistema é o mesmo para ambas as políticas tarifárias, uma vez que  $\lambda_0 = 1$ .

De maneira análoga à Seção 5.1, caso o consumidor de energia elétrica possua um montante para investir uma parte em um sistema de GD e o restante em um outro tipo de investimento de baixo risco com rentabilidade  $r$ , o investimento ótimo é dado por:

$$\begin{aligned}
E_{G0}^* &= \frac{a \cdot \lambda_0 - s \cdot (1+r)}{b \cdot \lambda_0^2} \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 0} \\
E_{G1}^* &= \frac{a \cdot \lambda_1 - s \cdot (1+r)}{b \cdot \lambda_1^2} \rightarrow \text{Prosumers tarifados de acordo com a Alternativa 1} \\
E_{G3}^* &= \frac{a \cdot \lambda_3 - s \cdot (1+r)}{b \cdot \lambda_3^2} \rightarrow \text{Prosumers trifados de acordo com a Alternativa 3}
\end{aligned} \tag{5.60}$$

Novamente, o investimento alternativo diminui  $E_G$  ótimo.

### 5.6.2.2. MODELAGEM PARA A CONCESSIONÁRIA

O excedente da concessionária é dado pela receita subtraída dos custos. Os custos apresentam o mesmo equacionamento do caso da política do *Net Metering* (equação (5.18)), enquanto que a receita deve ser substituída pela equação (5.53). Portanto, após o agrupamento dos termos, tem-se:

$$\begin{aligned}
EVA &= R - C \Rightarrow \\
EVA &= (1-t) \cdot \left\{ \left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 + \left[ (a + b \cdot \lambda) \cdot (1-\mu) - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} \right] \cdot E - a \right. \\
&\quad \left. \cdot (1-\mu) \cdot \lambda + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} - k \cdot B \right\}
\end{aligned} \tag{5.61}$$

A derivada parcial da equação (5.61) com relação ao investimento na rede elétrica é exatamente a mesma que para o caso da política do *Net Metering*, ou seja, o investimento ótimo é novamente dado pela equação (5.20):

$$B^* = \frac{\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G}{\sqrt{k}} \tag{5.20}$$

Substituindo (5.20) em (5.61), tem-se o excedente da concessionária para investimentos ótimos:

$$\begin{aligned}
EVA &= R - C^* \Rightarrow \\
EVA &= (1-t) \cdot \{ (-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + [(a + b \cdot \lambda) \cdot (1-\mu) - c_1] \cdot E - a \cdot (1-\mu) \cdot \lambda + c_1' \cdot E_G \}
\end{aligned} \tag{5.62}$$

em que:

$$e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} = c_1 \tag{5.27}$$

$$e' + 2 \cdot \sqrt{p' \cdot k} = c_1' \tag{5.28}$$

### 5.6.2.3. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO

Analogamente ao modelo prévio, o bem-estar socioeconômico é dado pela

soma do excedente do *prosumer* com o excedente da concessionária. Portanto, com base nas equações (5.54) e (5.62), tem-se para investimentos ótimos:

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$EWA = \frac{b}{2} \cdot E^2 - b \cdot \lambda \cdot E + a \cdot \lambda - s \cdot E_G + (1 - t) \cdot \{(-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + [(a + b \cdot \lambda) \cdot (1 - \mu) - c_1] \cdot E - a \cdot (1 - \mu) \cdot \lambda + c_1' \cdot E_G\} \quad (5.63)$$

O máximo bem-estar socioeconômico é atingido quando o excedente da concessionária se iguala a zero, garantindo, assim, modicidade tarifária e uma operação sustentável do mercado. Logo, a energia ótima é obtida a partir da equação (5.64):

$$EVA = 0 \Rightarrow$$

$$(-b + \mu \cdot b) \cdot E^2 + [(a + b \cdot \lambda) \cdot (1 - \mu) - c_1] \cdot E - a \cdot (1 - \mu) \cdot \lambda + c_1' \cdot E_G = 0 \quad (5.64)$$

Após o cálculo da energia ótima, utiliza-se a equação (5.49) para a obtenção da tarifa ótima.

Similarmente, a partir das equações (5.54) e (5.61), o bem-estar socioeconômico para investimentos não ótimos é dado por:

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$EWA = \frac{b}{2} \cdot E^2 - b \cdot \lambda \cdot E + a \cdot \lambda - s \cdot E_G + (1 - t) \cdot \left\{ \left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 + \left[ (a + b \cdot \lambda) \cdot (1 - \mu) - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} \right] \cdot E - a \cdot (1 - \mu) \cdot \lambda + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} - k \cdot B \right\} \quad (5.65)$$

e a energia pode ser obtida a partir da equação (5.66):

$$EVA = 0 \Rightarrow$$

$$\left( -b - \frac{p}{B} + \mu \cdot b \right) \cdot E^2 + \left[ (a + b \cdot \lambda) \cdot (1 - \mu) - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} \right] \cdot E - a \cdot (1 - \mu) \cdot \lambda + e' \cdot E_G - \frac{p' \cdot E_G^2}{B} - k \cdot B = 0 \quad (5.66)$$

A tarifa é novamente obtida a partir da equação (5.49).

### 5.6.3. ESTUDOS DE CASO

#### 5.6.3.1. CONSIDERAÇÕES E DADOS DE ENTRADA

Para que as conclusões obtidas a partir dos estudos de caso sejam mais sólidas, novamente optou-se por uma abordagem multi-cenário. Além disso, as mesmas concessionárias da Seção 5-5 serão analisadas (Eletropaulo, Elektro e Light), ou seja, os parâmetros da Tabela 5-5 ainda são válidos, com exceção dos dados de geração. As considerações preliminares discutidas na Seção 5-5, que tinham como

finalidade limitar a complexidade do modelo e da análise dos resultados também serão empregadas.

Com relação aos dados de geração, verificou-se que as penetrações de GD analisadas na Seção 5-5 (ano de 2019, ano de 2022 e ano de 2024) são insuficientes para avaliar o impacto econômico decorrente da nova regulação, uma vez que a Alternativa 3 não seria alcançada. Portanto, a Tabela 5-9 exhibe os novos cenários que serão analisados. Novamente, o Cenário 0 corresponde à ausência de GD e serve como base de comparação.

Tabela 5-9 – Cenários – proposta da ANEEL.

Cenário	Capacidade de GD instalada no Brasil [GW]			Coeficiente de custos da concessionária após a inserção de GD
	Local	Remota	Total	
0	0	0	0	–
1	3,00	0,97	3,97	90% (otimista)
2	3,00	0,97	3,97	80% (realista)
3	3,00	0,97	3,97	70% (pessimista)
4	6,00	1,94	7,94	90% (otimista)
5	6,00	1,94	7,94	80% (realista)
6	6,00	1,94	7,94	70% (pessimista)
7	12,00	3,89	15,89	90% (otimista)
8	12,00	3,89	15,89	80% (realista)
9	12,00	3,89	15,89	70% (pessimista)

No Brasil, a geração remota corresponde a cerca de 24% da capacidade total instalada [84]. Todos os cenários da Tabela 5-9 pressupõem esta proporção.

A Tabela 5-10 separa a capacidade instalada dos cenários de acordo com as alternativas tarifárias propostas pela ANEEL. Os dados da Tabela 5-10 estão de acordo com o que foi apresentado na Seção 5.7.1.

Tabela 5-10 – Capacidade instalada por alternativa.

		Capacidade de GD instalada no Brasil [GW]								
		Alternativa 0			Alternativa 1			Alternativa 3		
		Local	Remota	Total	Local	Remota	Total	Local	Remota	Total
Cenários	1, 2 e 3	3,00	0,97	3,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	4, 5 e 6	3,40	1,25	4,65	2,60	0,69	3,29	0,00	0,00	0,00
	7, 8 e 9	3,40	1,25	4,65	8,60	0,88	9,48	0,00	1,76	1,76

Conforme observado na Tabela 5-10, as capacidades instaladas foram escolhidas de maneira que os Cenários 1, 2 e 3 abrangem a Alternativa 0, os Cenários 4, 5 e 6 abrangem as Alternativas 0 e 1, e os Cenários 7, 8 e 9 abrangem as três alternativas. Esta abordagem garante conclusões mais sólidas acerca da nova regulação proposta pela ANEEL. Ressalta-se que, para os Cenários 1, 2 e 3, não há diferença entre a política do *Net Metering* e a nova proposta da ANEEL, visto que somente a Alternativa 0 é abrangida, mas estes cenários são importantes para verificar se a modelagem foi implementada de maneira pertinente, conforme será exposto na Seção 5.6.3.3 (Conclusões).

Os dados da Tabela 5-10 são nacionais. Para a realização dos estudos de caso, os dados devem ser adaptados para a realidade das concessionárias analisadas. A partir da regra de três exposta na equação (5.67), pode-se adequar os dados:

$$E_{GL} = \frac{C_{BL}}{C_{BL}'} \cdot C_L \cdot P \quad (5.67)$$

$$E_{GR} = \frac{C_{BR}}{C_{BR}'} \cdot C_R \cdot P$$

onde:

O índice  $L$  refere-se à geração local e o índice  $R$  refere-se à geração remota;

$E_G$  é a energia anual proveniente de GD na área de concessão para cada um dos cenários;

$C_B$  é a capacidade instalada de GD no Brasil (cenários expostos na Tabela 5-10);

$C_B'$  é a capacidade instalada de GD no Brasil atualmente. De acordo com [84],  $C_{LB} = 583,40$  [MW] e  $C_{BR}' = 187,30$  [MW];

$C$  é a capacidade instalada de GD na área de concessão atualmente, conforme apresentado na Tabela 5-11 [84]:

Tabela 5-11 – Capacidade instalada por modalidade

	Eletropaulo	Elektro	Light
Capacidade instalada de GD local [MW]	6,62	21,01	21,32
Capacidade instalada de GD remota [MW]	3,91	1,92	6,39

$P$  é a produtividade solar em [Wh/(W·ano)], e tem como finalidade transformar potência em energia (Tabela 5-4).

Optou-se por separar a GD local da GD remota na equação (5.67), pois as concessionárias apresentam as modalidades de geração em proporções muito distintas, conforme observado na Tabela 5-11. Ressalta-se, também, que a equação (5.67) deve ser aplicada separadamente para cada alternativa tarifária, o que justifica a divisão realizada na Tabela 5-10.

Com base nas informações apresentadas, a Tabela 5-12 exhibe os dados de entrada que serão empregados no modelo, referentes à geração de energia.

Tabela 5-12 – Dados de entrada de geração.

Concessionária	Cenários	Energia proveniente de GD (local mais remota) [TWh]		
		Alternativa 0	Alternativa 1	Alternativa 3
Eletropaulo	1, 2 e 3	0,0618	0,0000	0,0000
	4, 5 e 6	0,0734	0,0501	0,0000
	7, 8 e 9	0,0734	0,1340	0,0400
Elektro	1, 2 e 3	0,1370	0,0000	0,0000
	4, 5 e 6	0,1569	0,1171	0,0000
	7, 8 e 9	0,1569	0,3715	0,0196
Light	1, 2 e 3	0,1669	0,0000	0,0000
	4, 5 e 6	0,1949	0,1390	0,0000
	7, 8 e 9	0,1949	0,4067	0,0665

Como o parâmetro  $j$  (parâmetro de custo do sistema de GD) é proporcional

ao número de sistemas, o mesmo deve ser recalculado. Para tal, pode-se utilizar a equação (5.68):

$$n_p = \frac{C_B}{C_B'} \cdot n_p' \quad (5.68)$$

onde:

$n_p$  é o número de sistemas para qualquer um dos cenários;

$C_B$  é a capacidade instalada de GD no Brasil (local mais remota) para qualquer um dos cenários (Tabela 5-9);

$C_B'$  é a capacidade instalada de GD no Brasil atualmente (local mais remota). De acordo com [84],  $C_B' = 770,70 [MW]$ ;

$n_p'$  é o número atual de sistemas (Tabela 5-4).

Não há necessidade de separar a geração local da geração remota na equação (5.68), visto que o custo do sistema é o mesmo independente da modalidade.

A equação (5.68) leva em consideração que o número de *prosumers* cresce na mesma taxa que a capacidade instalada de GD, assim como é previsto pela ANEEL (Figura 2-10).

Após aplicar (5.68) individualmente para cada concessionária, o parâmetro  $j$  pode ser obtido a partir de (5.47). A Tabela 5-13 exhibe os resultados obtidos:

Tabela 5-13 – Parâmetro  $j$ .

	Parâmetro $j$ [MR\$]		
	Eletropaulo	Elektro	Light
Cenários 1, 2 e 3	2,12	7,20	4,06
Cenários 4, 5 e 6	4,24	14,41	8,13
Cenários 7, 8 e 9	8,49	28,83	16,27

### 5.6.3.2. RESULTADOS

A Tabela 5-14 exhibe uma comparação entre as tarifas ótimas (tarifas que zeram o excedente da concessionária, ou seja,  $EVA=0$ ) para o caso da política do *Net Metering* e para o caso da nova proposta da ANEEL. Ressalta-se que os dados de entrada exibidos na Seção 5.6.3.1 foram utilizados em ambas as políticas tarifárias,

garantindo, assim, uma comparação correta. Além disso, os cálculos foram realizados considerando-se investimentos ótimos.

Tabela 5-14 – Tarifas ótimas – Nova proposta da ANEEL.

Cenário	Tarifa ótima [MR\$/TWh]								
	Net Metering			Nova proposta da ANEEL			Diferença		
	Eletro-paulo	Elektro	Light	Eletro-paulo	Elektro	Light	Eletro-paulo	Elektro	Light
0	439,64	425,55	593,15	439,64	425,55	593,15	0,00	0,00	0,00
1	439,70	425,91	593,51	439,70	425,91	593,51	0,00	0,00	0,00
2	439,76	426,26	593,88	439,76	426,26	593,88	0,00	0,00	0,00
3	439,83	426,62	594,24	439,83	426,62	594,24	0,00	0,00	0,00
4	439,76	426,27	593,88	439,62	425,41	593,03	0,14	0,86	0,85
5	439,89	426,98	594,61	439,75	426,12	593,76	0,14	0,86	0,85
6	440,02	427,70	595,34	439,87	426,84	594,49	0,14	0,86	0,85
7	439,89	427,01	594,63	439,34	424,04	591,52	0,56	2,97	3,10
8	440,15	428,47	596,10	439,59	425,49	592,99	0,56	2,98	3,11
9	440,40	429,93	597,58	439,85	426,93	594,45	0,56	3,00	3,12

Para facilitar a análise dos resultados, a Tabela 5-14 é expressa em forma de gráficos na Figura 5-8. Portanto, para cada uma das três concessionárias analisadas as tarifas ótimas referentes as colunas “Net Metering” e Nova proposta da ANEEL” da Tabela 5-14, são expressas em forma de barras na Figura 5-8.

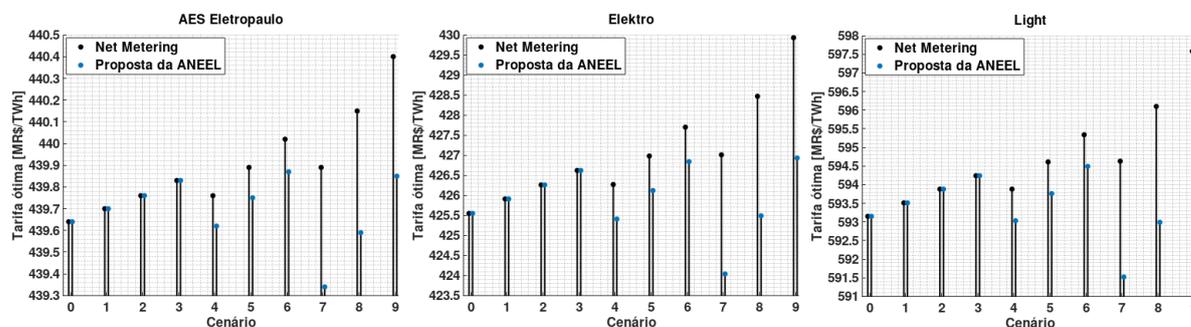


Figura 5-8 – Tarifas ótimas – Nova proposta da ANEEL.

Considerando-se as tarifas de energia vigentes (Tabela 5-5), a Tabela 5-15 demonstra como a nova proposta da ANEEL influencia os excipientes:

Tabela 5-15 – Influência da GD nos excedentes – proposta da ANEEL.

	Cenário	ECA [MR\$]		EVA [MR\$]		EWA [MR\$]	
		Net Metering	Proposta da ANEEL	Net Metering	Proposta da ANEEL	Net Metering	Proposta da ANEEL
Eletropaulo	0	70661,24	70661,24	154,63	154,63	70815,87	70815,87
	1	70681,82	70681,82	153,09	153,09	70834,92	70834,92
	2	70681,82	70681,82	151,78	151,78	70833,61	70833,61
	3	70681,82	70681,82	150,47	150,47	70832,30	70832,30
	4	70702,37	70696,10	151,56	154,59	70853,94	70850,69
	5	70702,37	70696,10	148,94	151,97	70851,32	70848,07
	6	70702,37	70696,10	146,32	149,35	70848,70	70845,45
	7	70743,65	70719,54	148,49	160,12	70892,13	70879,65
	8	70743,65	70719,54	143,24	154,87	70886,89	70874,41
	9	70743,65	70719,54	137,99	149,62	70881,64	70869,16
Elektro	0	21750,03	21750,03	275,36	275,36	22025,39	22025,39
	1	21794,65	21794,65	270,02	270,02	22064,67	22064,67
	2	21794,65	21794,65	267,00	267,00	22061,64	22061,64
	3	21794,65	21794,65	263,97	263,97	22058,61	22058,61
	4	21839,25	21824,24	264,69	272,49	22103,94	22096,73
	5	21839,25	21824,24	258,63	266,43	22097,89	22090,67
	6	21839,25	21824,24	252,58	260,38	22091,83	22084,61
	7	21928,47	21877,15	254,02	280,68	22182,49	22157,83
	8	21928,47	21877,15	241,91	268,56	22170,37	22145,72
	9	21928,47	21877,15	229,79	256,45	22158,26	22133,60
Light	0	76830,89	76830,89	444,87	444,87	77275,76	77275,76
	1	76917,49	76917,49	437,75	437,75	77355,24	77355,24
	2	76917,49	76917,49	433,35	433,35	77350,83	77350,83
	3	76917,49	76917,49	428,94	428,94	77346,43	77346,43
	4	77004,12	76979,62	430,63	441,54	77434,76	77421,15
	5	77004,12	76979,62	421,82	432,72	77425,95	77412,34
	6	77004,12	76979,62	413,01	423,91	77417,13	77403,53

	Cenário	ECA [MR\$]		EVA [MR\$]		EWA [MR\$]	
		Net Metering	Proposta da ANEEL	Net Metering	Proposta da ANEEL	Net Metering	Proposta da ANEEL
	7	77177,51	77088,64	416,39	455,92	77593,89	77544,56
	8	77177,51	77088,64	398,75	438,29	77576,26	77526,93
	9	77177,51	77088,64	381,12	420,66	77558,63	77509,30

Novamente, para facilitar a análise dos resultados, a Tabela 5-15 é expressa em forma de gráficos na Figura 5-9.

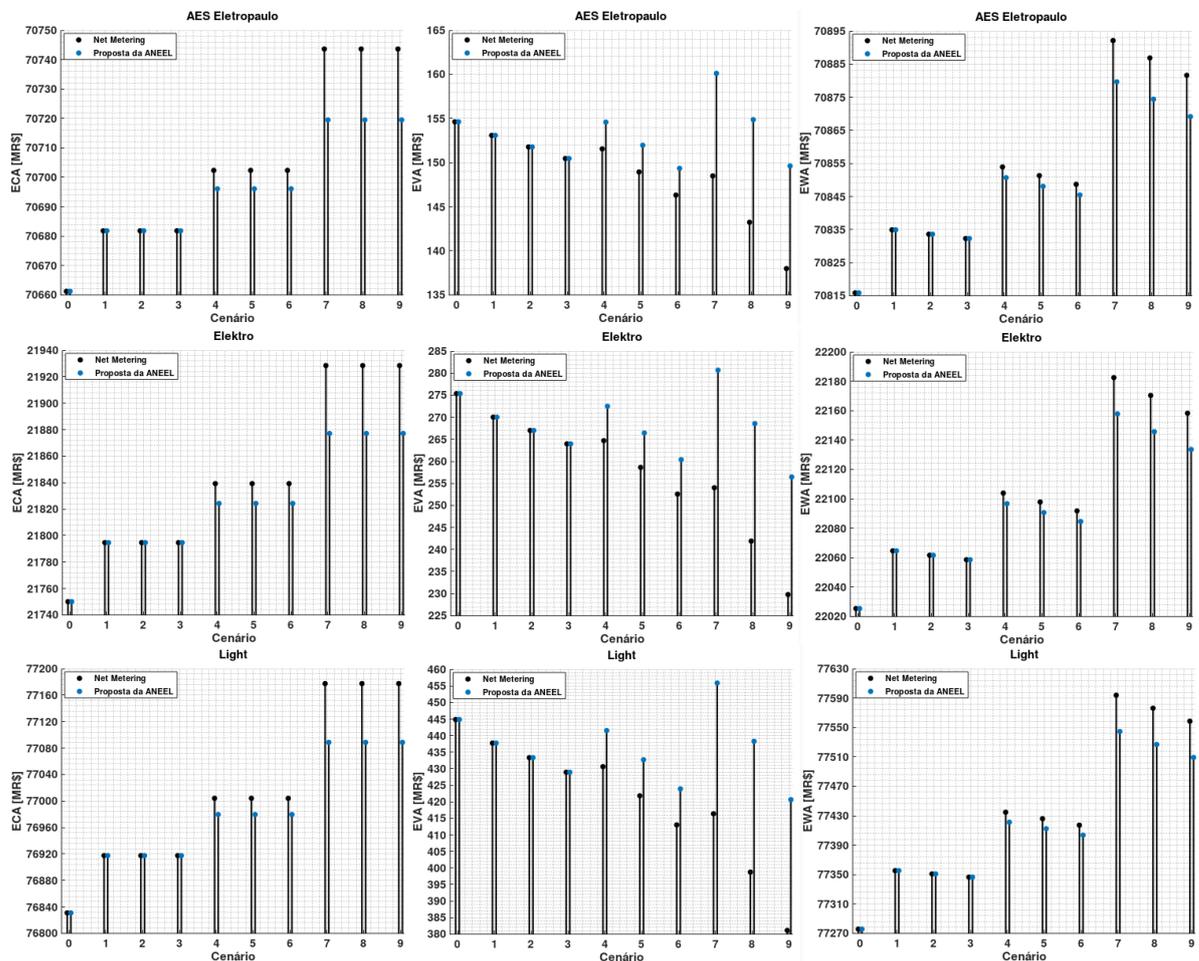


Figura 5-9 – Influência da GD nos excedentes – proposta da ANEEL.

Para conclusões mais sólidas, a Tabela 5-16 mostra, em termos percentuais, quanto a nova proposta da ANEEL variou os excedentes em relação à política do *Net Metering* e em relação ao Cenário 0 (ausência de GD).

Tabela 5-16 – Variação dos excedentes em porcentagem.

	Cenário	Variação do ECA (%)		Variação do EVA (%)		Variação do EWA (%)	
		Em relação ao Cenário 0	Em relação ao <i>Net Metering</i>	Em relação ao Cenário 0	Em relação ao <i>Net Metering</i>	Em relação ao Cenário 0	Em relação ao <i>Net Metering</i>
Eletropaulo	1	0,029	0,000	-0,992	0,000	0,027	0,000
	2	0,029	0,000	-1,840	0,000	0,025	0,000
	3	0,029	0,000	-2,688	0,000	0,023	0,000
	4	0,049	-0,009	-0,026	1,996	0,049	-0,005
	5	0,049	-0,009	-1,720	2,032	0,045	-0,005
	6	0,049	-0,009	-3,414	2,068	0,042	-0,005
	7	0,083	-0,034	3,549	7,833	0,090	-0,018
	8	0,083	-0,034	0,156	8,120	0,083	-0,018
	9	0,083	-0,034	-3,237	8,428	0,075	-0,018
Elektro	1	0,205	0,000	-1,937	0,000	0,178	0,000
	2	0,205	0,000	-3,037	0,000	0,165	0,000
	3	0,205	0,000	-4,137	0,000	0,151	0,000
	4	0,341	-0,069	-1,042	2,947	0,324	-0,033
	5	0,341	-0,069	-3,242	3,016	0,296	-0,033
	6	0,341	-0,069	-5,441	3,088	0,269	-0,033
	7	0,584	-0,234	1,932	10,494	0,601	-0,111
	8	0,584	-0,234	-2,468	11,020	0,546	-0,111
	9	0,584	-0,234	-6,867	11,601	0,491	-0,111
Light	1	0,113	0,000	-1,599	0,000	0,103	0,000
	2	0,113	0,000	-2,589	0,000	0,097	0,000
	3	0,113	0,000	-3,580	0,000	0,091	0,000
	4	0,194	-0,032	-0,749	2,532	0,188	-0,018
	5	0,194	-0,032	-2,730	2,585	0,177	-0,018
	6	0,194	-0,032	-4,710	2,640	0,165	-0,018
	7	0,335	-0,115	2,485	9,496	0,348	-0,064
	8	0,335	-0,115	-1,478	9,916	0,325	-0,064
	9	0,335	-0,115	-5,441	10,374	0,302	-0,064

De maneira análoga à Seção 5.5.1, para facilitar a compreensão dos resultados, pode-se expressar as tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (Figura 5-10), assim como o excedente da concessionária (Figura 5-11) e o bem-estar socioeconômico do mercado (Figura 5-12). As Figuras Figura 5-10 Figura 5-11 Figura 5-12 não têm relação com os cenários propostos, mas podem ser utilizadas para interpretar mais facilmente o impacto da GD no mercado de energia. Os resultados são referentes à concessionária AES Eletropaulo e expressos considerando-se investimentos ótimos na rede elétrica. Ressalta-se também que as alternativas tarifárias foram separadas nas Figuras Figura 5-10 Figura

5-11 Figura 5-12 para facilitar a visualização dos gráficos.

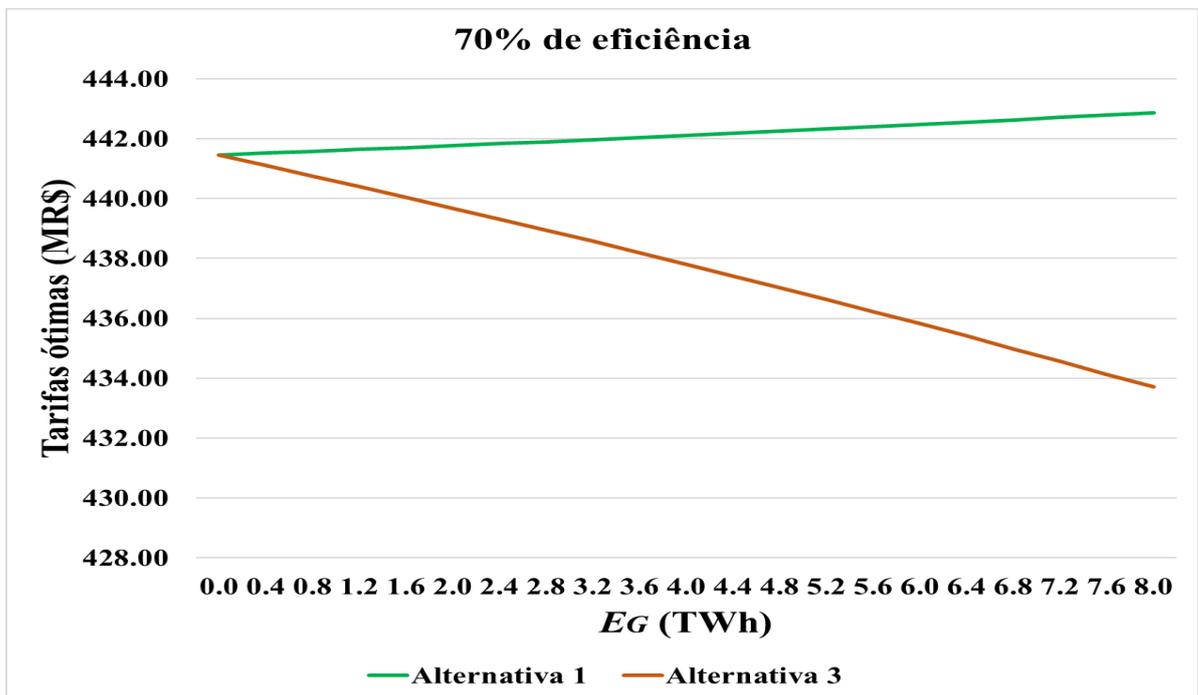


Figura 5-10 – Tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL).

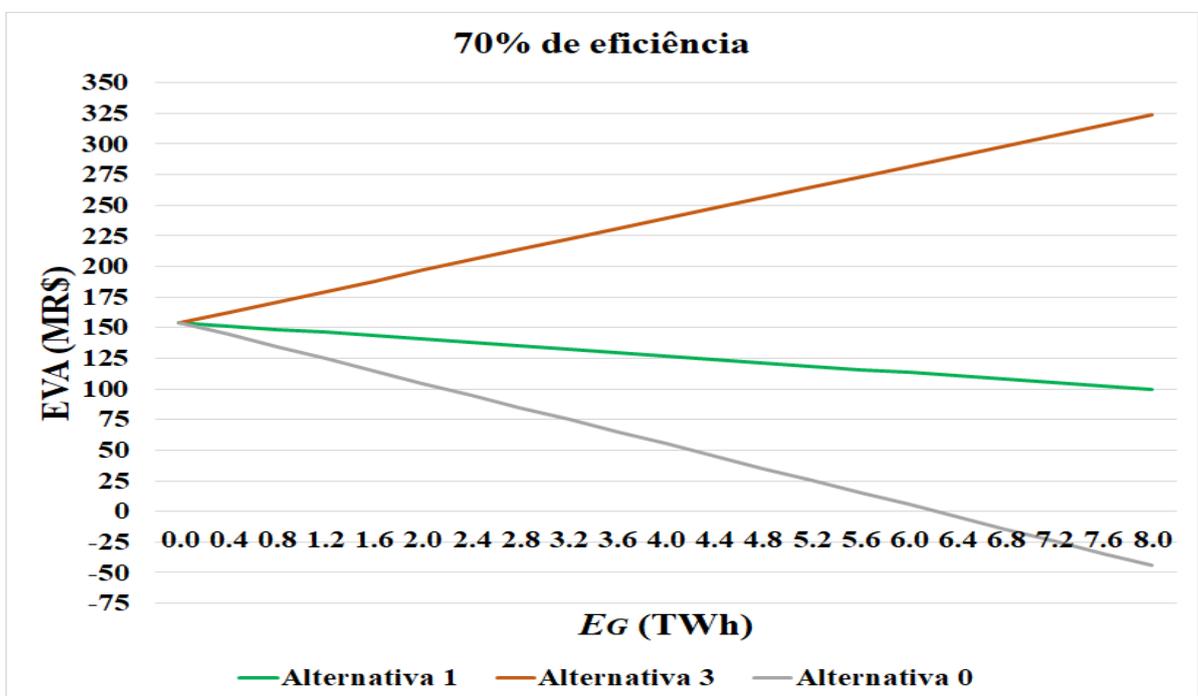


Figura 5-11 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL).

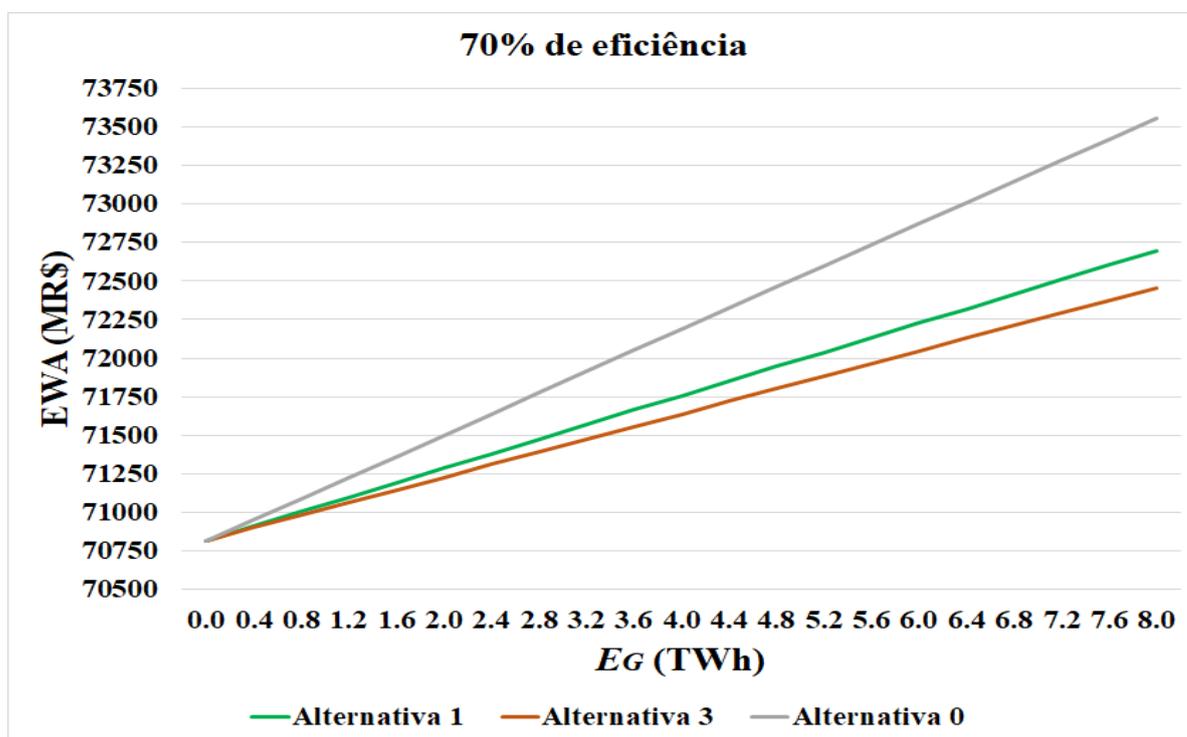


Figura 5-12 – Bem-estar socioeconômico do mercado em função da energia proveniente de GD (proposta da ANEEL).

### 5.6.3.3. CONCLUSÕES

- Com base na Tabela 5-14, observa-se que a nova proposta da ANEEL diminuiu a tarifa de energia ótima em relação à política do *Net Metering*. Isto ocorre devido ao aumento do excedente da concessionária proporcionado pelas alternativas tarifárias distintas. Verifica-se, também, que quanto maior a penetração de GD, maior a diferença entre as tarifas de energia ótimas;

- Constata-se que os resultados obtidos referentes aos Cenários 0, 1, 2 e 3 foram idênticos para ambas as políticas tarifárias. Isto é um indício de que a modelagem foi implementada de maneira pertinente, uma vez que tais cenários abrangem somente a Alternativa 0;

- Ao comparar o Cenário 0 com os Cenários 4, 5, 6, 7, 8 e 9, as Tabela 5-15 e Tabela 5-16 confirmam que a nova proposta da ANEEL foi bem-sucedida em di-

minuir, significativamente, o impacto que a GD manifesta nos excedentes das concessionárias. No entanto, observa-se que para baixas eficiências na redução dos custos (Cenários 6 e 9) a GD ainda é prejudicial para as empresas.

- Apesar de a nova proposta da ANEEL ter diminuído os excedentes dos consumidores em relação à política do *Net Metering* (Tabela 5-15Tabela 5-16), verifica-se que sistemas de GD ainda são viáveis, uma vez que a variação do *ECA* é positiva em relação ao Cenário 0;

- A nova proposta da ANEEL diminui o bem-estar socioeconômico do mercado em relação à política do *Net Metering* (Tabela 5-15Tabela 5-16). No entanto, com base na Tabela 5-16, observa-se que o bem-estar socioeconômico não decresce de maneira expressiva em termos percentuais;

- No Cenário 7 (alta penetração de GD e alta eficiência na redução dos custos), a nova proposta da ANEEL aumentou os excedentes das concessionárias em relação ao Cenário 0 (Tabela 5-15Tabela 5-16), ou seja, a GD foi benéfica para as três empresas analisadas quando operam com alta eficiência. Exclusivamente para a concessionária Eletropaulo, a Tabela 5-16 mostra que a GD também foi benéfica no Cenário 8 (eficiência realista), isto ocorreu pois 37% da capacidade instalada da Eletropaulo é remota (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**), enquanto que a Elektro e a Light apresentam somente 8% e 23% de geração remota, respectivamente. Uma alta capacidade instalada de GD remota implica em maiores ganhos para a concessionária, pois a Alternativa 3 torna-se mais influente.

### 5.7. MODELAGEM PARA O PROSUMER COM BATERIA

Embora na Seção 3.6.7 tenha sido verificado que sistemas de GD com armazenamento de energia são atualmente inviáveis no Brasil (considerando-se a política do *Net Metering*), a modelagem ainda será desenvolvida, pois o barateamento das baterias e potenciais políticas públicas de incentivo podem tornar estes sistemas viáveis num futuro próximo. As políticas públicas são uma tendência mundial, devido à popularização das *smart grids*, que são dependentes de armazenamento de energia, e também devido à possibilidade de otimizar o sistema elétrico.

Embora no Brasil a GD com armazenamento ainda não seja realidade, é importante ressaltar que o modelo apresentado nas seções subsequentes pode também ser utilizado para a análise do mercado da Tarifa Branca sem GD. Para tal, basta fazer  $E_G = j = 0$ , onde  $E_G$  é a energia proveniente de GD e  $j$  é um dos parâmetros de custo do sistema. Conclui-se, portanto, que a modelagem proposta tem relevância atual, uma vez que a modalidade da Tarifa Branca já está em vigor para todos os consumidores a partir de 2020.

Como apresentado na Seção 3.5.8 (equação (3.6)), o custo da bateria é proporcional à energia armazenada (ou fornecida). Portanto, pode-se afirmar que a função custo do sistema de GD apresenta a mesma estrutura que para o caso sem armazenamento de energia:

$$C_S = s \cdot E_G + j \quad (2.2)$$

Ressalta-se que o custo do sistema com armazenamento é numericamente diferente do custo do sistema convencional, ou seja,  $s$  e  $j$  assumem valores distintos. Além disso, considera-se que a equação (2.2) engloba todos os custos (placas, inversor, *soft costs* e etc). Para o cálculo dos parâmetros  $s$  e  $j$  serão utilizados os resultados da análise da viabilidade de baterias da Seção 5.5, ou seja, não considera-se a diminuição do custo dos componentes ao longo do tempo.

Considerando-se a política da Tarifa Branca, tem-se a receita:

$$R = (P_O \cdot T_O + P_I \cdot T_I + P_P \cdot T_P) \cdot E - T_P \cdot E_G \quad (5.69)$$

onde:

$E$  é a energia total consumida;

$P_O$ ,  $P_I$  e  $P_P$  são as proporções de consumo nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

$T_O$ ,  $T_I$  e  $T_P$  são as tarifas nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

Sabe-se que, no contexto da Tarifa Branca, os três períodos diários apresentam avidezes e saciedades distintas, portanto, tem-se a função utilidade:

$$U = (a_O \cdot P_O + a_I \cdot P_I + a_P \cdot P_P) \cdot E - \frac{1}{2} \cdot (b_O \cdot P_O^2 + b_I \cdot P_I^2 + b_P \cdot P_P^2) \cdot E^2 \quad (5.70)$$

onde:

$a_0$ ,  $a_I$  e  $a_P$  são as avides nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

$b_0$ ,  $b_I$  e  $b_P$  são as saciedades nos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente;

Com finalidade de simplificação, faz-se a mudança de parâmetros:

$$\begin{aligned} a_0 \cdot P_0 + a_I \cdot P_I + a_P \cdot P_P &= a_1 \\ b_0 \cdot P_0^2 + b_I \cdot P_I^2 + b_P \cdot P_P^2 &= b_1 \end{aligned} \quad (5.71)$$

Os parâmetros  $a_1$  e  $b_1$  correspondem à avides e à saciedade equivalentes da modalidade da Tarifa Branca, respectivamente.

Substituindo em (5.70):

$$U = a_1 \cdot E - \frac{b_1}{2} \cdot E^2 \quad (5.72)$$

Por consequência, o excedente do *prosumer* é dado por:

$$\begin{aligned} ECA &= U - R - C_s \Rightarrow \\ ECA &= a_1 \cdot E - \frac{b_1}{2} \cdot E^2 - [(P_0 \cdot T_0 + P_I \cdot T_I + P_P \cdot T_P) \cdot E - T_P \cdot E_G] - (s \cdot E_G + j) \end{aligned} \quad (5.73)$$

A partir do conceito de utilidade marginal, pode-se equacionar as tarifas em termos das proporções de consumo e da energia total consumida:

$$\begin{aligned} T_0 &= a_0 - b_0 \cdot P_0 \cdot E \\ T_I &= a_I - b_I \cdot P_I \cdot E \\ T_P &= a_P - b_P \cdot P_P \cdot E \end{aligned} \quad (5.74)$$

Substituindo em (5.73):

$$\begin{aligned} ECA &= a_1 \cdot E - \frac{b_1}{2} \cdot E^2 - [(P_0 \cdot a_0 + P_I \cdot a_I + P_P \cdot a_P) \cdot E - (b_0 \cdot P_0^2 + b_I \cdot P_I^2 + b_P \cdot P_P^2) \cdot E^2 - (a_P - b_P \cdot P_P \cdot E) \cdot E_G] \\ &\quad - (s \cdot E_G + j) \end{aligned} \quad (5.75)$$

Novamente, a partir da simplificação indicada em (5.71):

$$\begin{aligned} ECA &= a_1 \cdot E - \frac{b_1}{2} \cdot E^2 - [a_1 \cdot E - b_1 \cdot E^2 - (a_P - b_P \cdot P_P \cdot E) \cdot E_G] - (s \cdot E_G + j) \Rightarrow \\ ECA &= \frac{b_1}{2} \cdot E^2 + (a_P - b_P \cdot P_P \cdot E - s) \cdot E_G - j \end{aligned} \quad (5.76)$$

### 5.8. MODELAGEM PARA A CONCESSIONÁRIA - PROSUMER COM BATERIA

O excedente da concessionária é dado pela receita subtraída dos custos. Os custos seguem o mesmo equacionamento que para o caso do *prosumer* sem armazenamento de energia (equação (5.18)), enquanto que a receita deve ser substituída pela equação (5.69), ou seja:

$$\begin{aligned}
 EVA &= R - C \Rightarrow \\
 EVA &= (1 - t) \cdot \left\{ (P_o \cdot T_o + P_l \cdot T_l + P_p \cdot T_p) \cdot E - T_p \cdot E_G \right. \\
 &\quad \left. - \left[ e \cdot E - e' \cdot E_G + \frac{(\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G)^2}{B} + \mu \cdot R + k \cdot B \right] \right\} \quad (5.77)
 \end{aligned}$$

A partir do conceito de utilidade marginal indicado na equação (5.74), tem-se o excedente não ótimo da concessionária:

$$\begin{aligned}
 EVA &= (1 - t) \cdot \left[ \left( -b_1 - \frac{p}{B} + \mu \cdot b_1 \right) \cdot E^2 \right. \\
 &\quad \left. + \left( a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G \right) \cdot E \right. \\
 &\quad \left. + \left( -a_p \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p'}{B} \cdot E_G^2 + \mu \cdot a_p \cdot E_G - k \cdot B \right) \right] \quad (5.78)
 \end{aligned}$$

Como os custos seguem o mesmo equacionamento que para o caso do *prosumer* sem armazenamento de energia, o investimento ótimo é novamente dado pela equação (5.20):

$$B^* = \frac{\sqrt{p} \cdot E - \sqrt{p'} \cdot E_G}{\sqrt{k}} \quad (5.20)$$

Substituindo (5.20) em (5.78), obtém-se o excedente otimizado:

$$\begin{aligned}
 EVA &= (1 - t) \cdot [(-b_1 + \mu \cdot b_1) \cdot E^2 + (a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G) \cdot E \\
 &\quad + (-a_p + c_1' + \mu \cdot a_p) \cdot E_G] \quad (5.79)
 \end{aligned}$$

em que:

$$e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} = c_1 \quad (5.27)$$

$$e' + 2 \cdot \sqrt{p' \cdot k} = c_1' \quad (5.28)$$

### 5.9. BEM-ESTAR SOCIOECONÔMICO – PROSUMER COM BATERIA

Novamente, para o cálculo do bem-estar socioeconômico, basta somar o excedente do *prosumer* com o excedente da concessionária. Com base nas equações (5.76) e (5.79), tem-se para investimentos ótimos na rede:

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$EWA = \frac{b_1}{2} \cdot E^2 + (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E - s) \cdot E_G - j + (1 - t) \cdot [(-b_1 + \mu \cdot b_1) \cdot E^2 + (a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G) \cdot E + (-a_p + c_1' + \mu \cdot a_p) \cdot E_G] \quad (5.80)$$

A partir de (5.76) e (5.78), pode-se equacionar o bem-estar socioeconômico para investimentos não ótimos:

$$EWA = ECA + EVA \Rightarrow$$

$$EWA = \frac{b_1}{2} \cdot E^2 + (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E - s) \cdot E_G - j + (1 - t) \cdot \left[ \left( -b_1 - \frac{p}{B} + \mu \cdot b_1 \right) \cdot E^2 + \left( a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G \right) \cdot E + \left( -a_p \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p'}{B} \cdot E_G^2 + \mu \cdot a_p \cdot E_G - k \cdot B \right) \right] \quad (5.81)$$

Originalmente, o modelo era dependente de sete variáveis:  $T_0$ ,  $T_I$ ,  $T_P$ ,  $P_0$ ,  $P_I$ ,  $P_P$  e  $E$ . No entanto, a partir do conceito de utilidade marginal (equação (5.74)), foi possível reduzir o número de variáveis para quatro ( $P_0$ ,  $P_I$ ,  $P_P$  e  $E$ ). Logo, para resolução do problema de maximização do bem-estar socioeconômico, serão necessárias mais quatro equações. A priori, as equações (5.82) e (5.83) são conhecidas:

$$EVA = 0 \quad (5.82)$$

$$P_0 + P_I + P_P = 1 \quad (5.83)$$

Conclui-se que mais duas equações são necessárias. Uma hipótese razoável para resolução do problema é considerar que as tarifas fora de ponta e intermediária são parcelas fixas e bem definidas da tarifa de ponta, conforme equacionado em (5.84) e (5.85):

$$T_0 = \omega_0 \cdot T_P \quad (5.84)$$

$$T_I = \omega_I \cdot T_P \quad (5.85)$$

onde  $\omega_0 < \omega_I < 1$ .

Utilizando-se, novamente, o conceito de utilidade marginal, pode-se reescrever as equações (5.84) e (5.85) em termos da energia consumida e das proporções de consumo:

$$a_0 - b_0 \cdot P_0 \cdot E = \omega_0 \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.86)$$

$$a_I - b_I \cdot P_I \cdot E = \omega_I \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.87)$$

A partir da modelagem proposta, tem-se o número de variáveis igual ao número de equações, e o máximo bem-estar socioeconômico pode ser obtido.

Para investimentos ótimos, o sistema de equações é dado por:

$$(-b_1 + \mu \cdot b_1) \cdot E^2 + (a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - c_1 - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G) \cdot E + (-a_p + c_1' + \mu \cdot a_p) \cdot E_G = 0 \quad (5.88)$$

$$P_0 + P_I + P_p = 1 \quad (5.83)$$

$$a_0 - b_0 \cdot P_0 \cdot E = \omega_0 \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.86)$$

$$a_I - b_I \cdot P_I \cdot E = \omega_I \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.87)$$

e, após a resolução do sistema, utiliza-se a equação (5.74) para o cálculo das tarifas ótimas.

Para investimentos não ótimos, o sistema de equações se resume a:

$$\begin{aligned} & \left(-b_1 - \frac{p}{B} + \mu \cdot b_1\right) \cdot E^2 + \left(a_1 + b_p \cdot P_p \cdot E_G - e + \frac{2 \cdot \sqrt{p \cdot p'} \cdot E_G}{B} - \mu \cdot a_1 - \mu \cdot b_p \cdot P_p \cdot E_G\right) \cdot E \\ & + \left(-a_p \cdot E_G + e' \cdot E_G - \frac{p'}{B} \cdot E_G^2 + \mu \cdot a_p \cdot E_G - k \cdot B\right) = 0 \end{aligned} \quad (5.89)$$

$$P_0 + P_I + P_p = 1 \quad (5.83)$$

$$a_0 - b_0 \cdot P_0 \cdot E = \omega_0 \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.86)$$

$$a_I - b_I \cdot P_I \cdot E = \omega_I \cdot (a_p - b_p \cdot P_p \cdot E) \quad (5.87)$$

Novamente, utiliza-se a equação (5.74) para o cálculo das tarifas.

## 5.10. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DO MODELO TAROT – PROSUMER COM BATERIA

Os parâmetros do modelo são calculados de maneira análoga ao exposto na Seção 5.5.

As tarifas de venda médias podem ser calculadas a partir da equação (5.90):

$$T_0 = \frac{RV_0 \cdot (1 + IRT_{EMCO})}{MR_0 \cdot (1 - ICMS - PIS - COFINS)} \quad (5.90)$$

$$T_I = \frac{RV_I \cdot (1 + IRT_{EMCI})}{MR_I \cdot (1 - ICMS - PIS - COFINS)}$$

$$T_P = \frac{RV_P \cdot (1 + IRT_{EMCP})}{MR_P \cdot (1 - ICMS - PIS - COFINS)}$$

onde:

$RV_0$ ,  $RV_I$  e  $RV_P$  são as receitas verificadas para cada um dos três períodos;

$IRT_{EMCO}$ ,  $IRT_{EMCI}$  e  $IRT_{EMCP}$  são os efeitos médios dos índices de reposicionamento tarifários para cada um dos três períodos;

$MR_0$ ,  $MR_I$  e  $MR_P$  são os mercados de referência para cada um dos três períodos, isto é, a energia consumida, conforme equacionado em (5.91):

$$MR_0 = P_0 \cdot E$$

$$MR_I = P_I \cdot E \quad (5.91)$$

$$MR_P = P_P \cdot E$$

$ICMS$  é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias;

$PIS$  é o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público;

$COFINS$  é a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social.

O termo  $ICMS + PIS + COFINS$  da equação (5.90), representado pelo parâmetro  $\mu$  no Modelo TAROT, corresponde à alíquota dos tributos sobre as vendas.

Com relação às avidezes, tem-se:

$$a_0 = T_0 \cdot \frac{1 + \varepsilon_0}{\varepsilon_0}$$

$$a_I = T_I \cdot \frac{1 + \varepsilon_I}{\varepsilon_I} \quad (5.92)$$

$$a_P = T_P \cdot \frac{1 + \varepsilon_P}{\varepsilon_P}$$

onde  $\varepsilon_0$ ,  $\varepsilon_I$  e  $\varepsilon_P$  são as elasticidades demanda-preço dos períodos fora de ponta, intermediário e de ponta, respectivamente.

Uma vez que dados históricos estejam disponíveis, pode-se calcular as elasticidades demanda-preço a partir de (5.93):

$$\begin{aligned}
\varepsilon_0 &= \frac{T_0}{P_0 \cdot E} \cdot \frac{\partial(P_0 \cdot E)}{\partial T_0} \\
\varepsilon_I &= \frac{T_I}{P_I \cdot E} \cdot \frac{\partial(P_I \cdot E)}{\partial T_I} \\
\varepsilon_P &= \frac{T_P}{P_P \cdot E} \cdot \frac{\partial(P_P \cdot E)}{\partial T_P}
\end{aligned} \tag{5.93}$$

ou, de maneira aproximada:

$$\begin{aligned}
\varepsilon_0 &= \frac{T_0}{P_0 \cdot E} \cdot \frac{\Delta(P_0 \cdot E)}{\Delta T_0} \\
\varepsilon_I &= \frac{T_I}{P_I \cdot E} \cdot \frac{\Delta(P_I \cdot E)}{\Delta T_I} \\
\varepsilon_P &= \frac{T_P}{P_P \cdot E} \cdot \frac{\Delta(P_P \cdot E)}{\Delta T_P}
\end{aligned} \tag{5.94}$$

Conforme discutido na Seção 5.5, a elasticidade é normalmente agregada entre as classes de consumo para a aplicação do modelo, ou seja, faz-se uma média ponderada das elasticidades:

$$\begin{aligned}
\varepsilon_0 &= \varepsilon_{0R} \cdot \varphi_{0R} + \varepsilon_{0C} \cdot \varphi_{0C} \\
\varepsilon_I &= \varepsilon_{IR} \cdot \varphi_{IR} + \varepsilon_{IC} \cdot \varphi_{IC} \\
\varepsilon_P &= \varepsilon_{PR} \cdot \varphi_{PR} + \varepsilon_{PC} \cdot \varphi_{PC}
\end{aligned} \tag{5.95}$$

onde:

O índice *R* corresponde aos consumidores residenciais que optaram pela modalidade da Tarifa Branca;

O índice *C* corresponde aos consumidores comerciais que optaram pela modalidade da Tarifa Branca;

$\varphi$  são as participações de consumo das classes.

A classe industrial foi desconsiderada no equacionamento, pois a modalidade da Tarifa Branca é exclusiva para consumidores do grupo B (baixa tensão).

Como a Tarifa Branca é uma modalidade tarifária recente, dados referentes às elasticidades demanda-preço ainda não estão disponíveis. Espera-se, no entanto, que num futuro próximo, estas grandezas possam ser estimadas com maior exatidão.

As saciedades podem ser calculadas a partir da equação (5.96):

$$\begin{aligned} b_0 &= \frac{a_0 - T_0}{P_0 \cdot E} \\ b_I &= \frac{a_I - T_I}{P_I \cdot E} \\ b_P &= \frac{a_P - T_P}{P_P \cdot E} \end{aligned} \quad (5.96)$$

Como o custo do sistema de GD com armazenamento é numericamente diferente do custo do sistema convencional, os parâmetros  $s$  e  $j$  devem ser recalculados. A partir da pesquisa de mercado realizada na Seção 3.6.7, tem-se o custo de sistemas de GD fotovoltaica com armazenamento de energia em [kR\$]:

$$C_S = 4,97 \cdot \frac{E_G}{E_R \cdot \eta_B} + 10,27 + B \quad (3.3)$$

onde:

$E_G$  é a energia média gerada em [kWh/mês];

$E_R$  é a irradiação solar média da área de concessão em [kWh/(m<sup>2</sup>·mês)];

$\eta_B$  é a eficiência da bateria multiplicada pela eficiência do controlador de carga. A eficiência foi incluída explicitamente na equação (3.3), pois no modelo TAROT a variável  $E_G$  será tratada como a energia proveniente de GD antes das perdas por armazenamento de energia;

$B$  é o custo da bateria, dado, em [kR\$], pela equação (3.6):

$$B = \frac{E_G \cdot S_C \cdot (TC)}{30 \cdot (DoD) \cdot \eta_B} \quad (3.6)$$

em que:

$S_C$  é o custo de armazenamento em [kUS\$/kWh] (Tabela 3-5 e Tabela 3-6);

$TC$  é a taxa de câmbio em [R\$/US\$];

$DoD$  é a profundidade de descarga da bateria;

Para o cálculo dos parâmetros  $s$  e  $j$ , as unidades devem estar de acordo com as unidades utilizadas no modelo ([TWh] e [MR\$] e [anos]). Além disso, deve-se fracionar o custo ao longo da vida útil, conforme discutido na Seção 5.5. Após os ajustes necessários, tem-se:

$$s = \left[ \frac{2739,73 \cdot S_C \cdot (TC)}{V_U \cdot (DoD) \cdot \eta_B} + \frac{414167}{V_U \cdot E_R \cdot \eta_B} \right] \left[ \frac{MR\$}{TWh} \right] \quad (5.97)$$

$$j = \frac{0,010269}{V_U} \cdot n_p \left[ \frac{MR\$}{ano} \right] \quad (5.98)$$

onde:

$\frac{2739,73 \cdot (TC)}{V_U \cdot (DoD) \cdot \eta_B}$  é o termo referente ao custo da bateria;

$\frac{414167}{V_U \cdot E_R \cdot \eta_B}$  é o termo referente ao custo do restante do sistema;

$S_C$  é o custo de armazenamento em [kUS\$/kWh];

$TC$  é a taxa de câmbio em [R\$/US\$];

$V_U$  é a vida útil do sistema em [anos];

$E_R$  é a irradiação solar média da área de concessão em [kWh/(m<sup>2</sup>·mês)];

$n_p$  é o número de *prosumers*, que foi incluído pois a equação (3.3) corresponde ao custo de somente um sistema.

O restante dos parâmetros pode ser calculado a partir do mesmo equacionamento exposto na Seção 5.5.

## 5.11. ESTUDOS DE CASO – PROSUMER COM BATERIA

### 5.11.1. CONSIDERAÇÕES E DADOS DE ENTRADA

Novamente, algumas considerações são necessárias para realização dos estudos de caso:

- Somente a modalidade da Tarifa Branca será analisada nos estudos de caso, ou seja, os consumidores tarifados em conformidade com a modalidade convencional serão desconsiderados. A partir da junção das modelagens apresentadas nas Seções 5.4 e 5.10, uma análise global do mercado (Tarifa Branca e Tarifa Convencional) seria possível, no entanto, isso obscureceria a análise do comportamento do modelo proposto para a Tarifa Branca;

- Pelos mesmos motivos citados na Seção 5.6, os parâmetros do TAROT serão considerados constantes e somente GD fotovoltaica será considerada;

- Será considerado que toda a capacidade instalada de GD dispõe de armazenamento de energia;
- Os cálculos serão realizados com base na hipótese de que toda energia armazenada será cedida à rede elétrica no período de ponta (razoável para penetrações limitadas de GD);
- Será empregada uma vida útil do sistema de 25 anos;
- Como a Tarifa Branca é uma modalidade recente, as notas técnicas de revisão tarifária disponibilizadas pela ANEEL ainda não são suficientemente detalhadas para o cálculo dos parâmetros. Portanto, os parâmetros/variáveis empregados serão, com exceção de  $\varepsilon$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $s$ ,  $P$  e  $T$ , os mesmos da Elektro indicados na Tabela 5-5 (Tarifa Convencional). Optou-se pelo emprego dos parâmetros da concessionária Elektro pois, das empresas analisadas, é a que tem a maior penetração de GD em termos percentuais;
- As proporções de consumo utilizadas para o cálculo da avidez e da saciedade serão referentes ao perfil de carga típico brasileiro [75];
- A variação da elasticidade torna-se imprescindível para compreender o comportamento do modelo proposto, uma vez que esta grandeza influencia as proporções de consumo nos três postos tarifários. Serão considerados quatro cenários de elasticidade;
- Serão abordados dois cenários de tarifa para o cálculo dos parâmetros do modelo, visto que esta grandeza também influencia as proporções de consumo;
- Com finalidade de averiguar se o modelo responde de maneira intuitiva, dois cenários de geração serão analisados. Esses cenários também foram analisados na Seção 5.6 (Tarifa Convencional);
- Para que o número total de cenários não seja demasiadamente elevado, a eficiência na redução dos custos será considerada constante. Como o armazenamento de energia tende a aumentar a eficiência do sistema elétrico, uma eficiência de 90% será analisada;
- Investimentos ótimos na rede elétrica serão abordados;
- A tecnologia de bateria que se mostrou mais promissora na Seção 3.6.7 foi a LMO (íon-lítio). Portanto, a profundidade de descarga, a eficiência e o custo de

armazenamento considerados estão em conformidade com esta tecnologia;

- A taxa de câmbio considerada será de 1 (US\$) = 4,00 (R\$).

A Tabela 5-17 exibe os parâmetros de entrada para a aplicação do modelo. Os cálculos das avideszes e das saciedades foram realizados com base nas equações (5.92) e (5.96), no entanto, elas foram omitidas para reduzir o número de linhas.

Tabela 5-17 - Parâmetros do modelo TAROT com armazenamento.

Parâmetro/variável	Cenário	Elektro
$E$ [TWh]		16,36
$d$		0,0388
$r_w$		0,0809
$t$		0,3400
$k$		0,1610
$\mu$		0,2129
$e$ [MR\$/TWh]		291,02
$p$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		2996,73
$E_R$ [kWh/(m <sup>2</sup> · mês)]		153
$DoD$		0,65
$\eta_B$		0,91
$S_C$ [kUS\$/kWh]		0,3600
$s$ [MR\$/TWh]		385,78
$B$ [MR\$]		2830,86
$P_0$		0,63
$P_I$		0,13
$P_P$		0,24
$T_0$ [MR\$/TWh]	Tarifas que resultam em um <i>EVA</i> positivo.	351,00
$T_I$ [MR\$/TWh]		530,00
$T_P$ [MR\$/TWh]		700,00
$\omega_0$		0,5014
$\omega_I$		0,7571
$T_0$ [MR\$/TWh]	Tarifas que resultam em um <i>EVA</i> negativo.	301,00
$T_I$ [MR\$/TWh]		454,50

Parâmetro/variável	Cenário	Elektro
$T_p$ [MR\$/TWh]		600,32
$\omega_0$		0,5014
$\omega_I$		0,7571
$E_G$ [TWh]	Penetração de GD atual (2019).	0,0316
$n_p$		3404
$j$ [MR\$]		1,40
$E_G$ [TWh]	Projeção de GD para 2024.	0,2360
$n_p$		25462
$j$ [MR\$]		10,46
$e'$ [MR\$/TWh]	90% de eficiência	261,92
$p'$ [(MR\$) <sup>2</sup> /(TWh) <sup>2</sup> ]		2427,35
$\varepsilon_0$	Elasticidade típica de um mercado composto por consumidores residenciais e comerciais (Tabela 5-3).*	0,09
$\varepsilon_I$		0,09
$\varepsilon_P$		0,09
$\varepsilon_0$	Elasticidade do período fora de ponta ligeiramente superior às demais.	0,11
$\varepsilon_I$		0,09
$\varepsilon_P$		0,09
$\varepsilon_0$	Elasticidade do período intermediário ligeiramente superior às demais.	0,09
$\varepsilon_I$		0,11
$\varepsilon_P$		0,09
$\varepsilon_0$	Elasticidade do período de ponta ligeiramente superior às demais.	0,09
$\varepsilon_I$		0,09
$\varepsilon_P$		0,11

\*Considerou-se 50% de participação residencial e 50% de participação comercial.

Com finalidade de facilitar a exibição dos resultados, pode-se designar um número para cada uma das dezesseis possibilidades referentes aos cenários, conforme apontado na Tabela 5-18.

Tabela 5-18 – Cenários – TAROT com armazenamento.

Projeção de GD	Tarifa	Elasticidade	Cenário
Atual (2019)	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade típica	1
Atual (2019)	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período fora de ponta superior às demais	2
Atual (2019)	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período intermediário superior às demais	3
Atual (2019)	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período de ponta superior às demais	4
Projeção para 2024	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade típica	5
Projeção para 2024	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período fora de ponta superior às demais	6
Projeção para 2024	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período intermediário superior às demais	7
Projeção para 2024	<i>EVA</i> positivo	Elasticidade do período de ponta superior às demais	8
Atual (2019)	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade típica	9
Atual (2019)	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período fora de ponta superior às demais	10
Atual (2019)	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período intermediário superior às demais	11
Atual (2019)	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período de ponta superior às demais	12
Projeção para 2024	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade típica	13
Projeção para 2024	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período fora de ponta superior às demais	14
Projeção para 2024	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período intermediário superior às demais	15
Projeção para 2024	<i>EVA</i> negativo	Elasticidade do período de ponta superior às demais	16

### 5.11.2. RESULTADOS

A Tabela 5-19 exibe as tarifas de energia ótimas (tarifas que zeram o excedente da concessionária):

Tabela 5-19 – Tarifas e proporções ótimas.

Cenário	$T_0$ [MR\$/TWh]	$T_I$ [MR\$/TWh]	$T_P$ [MR\$/TWh]	$P_0$	$P_I$	$P_P$
1	326,50	493,01	651,15	0,63000	0,13000	0,24000
2	327,45	494,44	653,03	0,63031	0,12989	0,23980
3	326,52	493,04	651,18	0,62989	0,13016	0,23996
4	326,08	492,37	650,30	0,62979	0,12996	0,24026
5	329,11	496,95	656,35	0,63000	0,13000	0,24000
6	329,97	498,25	658,06	0,63028	0,12990	0,23982
7	329,13	496,98	656,39	0,62990	0,13014	0,23996
8	328,73	496,37	655,58	0,62981	0,12996	0,24023
9	326,50	493,01	651,18	0,63000	0,13000	0,24000
10	325,52	491,53	649,23	0,62962	0,13013	0,24025
11	326,48	492,98	651,15	0,63014	0,12981	0,24005
12	326,94	493,67	652,06	0,63026	0,13005	0,23968
13	329,15	497,01	656,47	0,63000	0,13000	0,24000
14	328,05	495,34	654,27	0,62958	0,13015	0,24027
15	329,13	496,98	656,43	0,63015	0,12979	0,24006
16	329,65	497,76	657,46	0,63029	0,13006	0,23965

A Tabela 5-20 apresenta os excedentes do mercado, calculados com base nos parâmetros e variáveis da Tabela 5-17 (condições iniciais do mercado):

Tabela 5-20 – Excedentes.

Cenário	$ECA$ [MR\$]	$EVA$ [MR\$]	$EWA$ [MR\$]
1	41638,37	270,84	41909,20
2	37984,14	270,84	38254,97
3	40499,78	270,84	40770,61
4	38862,12	270,84	39132,96
5	41693,53	237,17	41930,71

Cenário	<i>ECA</i> [MR\$]	<i>EVA</i> [MR\$]	<i>EWA</i> [MR\$]
6	38039,30	237,17	38276,48
7	40554,94	237,17	40792,12
8	38917,29	237,17	39154,47
9	35705,79	-281,97	35423,82
10	32572,11	-281,97	32290,13
11	34729,40	-281,97	34447,42
12	33324,88	-281,97	33042,91
13	35740,58	-305,05	35435,53
14	32606,90	-305,05	32301,85
15	34764,19	-305,05	34459,14
16	33359,68	-305,05	33054,63

De maneira análoga à Seção 5.5.1, para facilitar a compreensão dos resultados, pode-se expressar as tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (Figura 5-13), assim como o excedente da concessionária (Figura 5-14) e o bem-estar socioeconômico do mercado (Figura 5-15). As Figuras Figura 5-13Figura 5-14Figura 5-15 não têm relação com os cenários propostos, mas podem ser utilizadas para interpretar mais facilmente o impacto da GD no mercado de energia. Os resultados são referentes à concessionária AES Eletropaulo e expressos considerando-se investimentos ótimos na rede elétrica. Ressalta-se também que as Figuras Figura 5-13Figura 5-14Figura 5-15 assumem elasticidades idênticas ( $\varepsilon_0 = \varepsilon_I = \varepsilon_P = 0,09$ ).

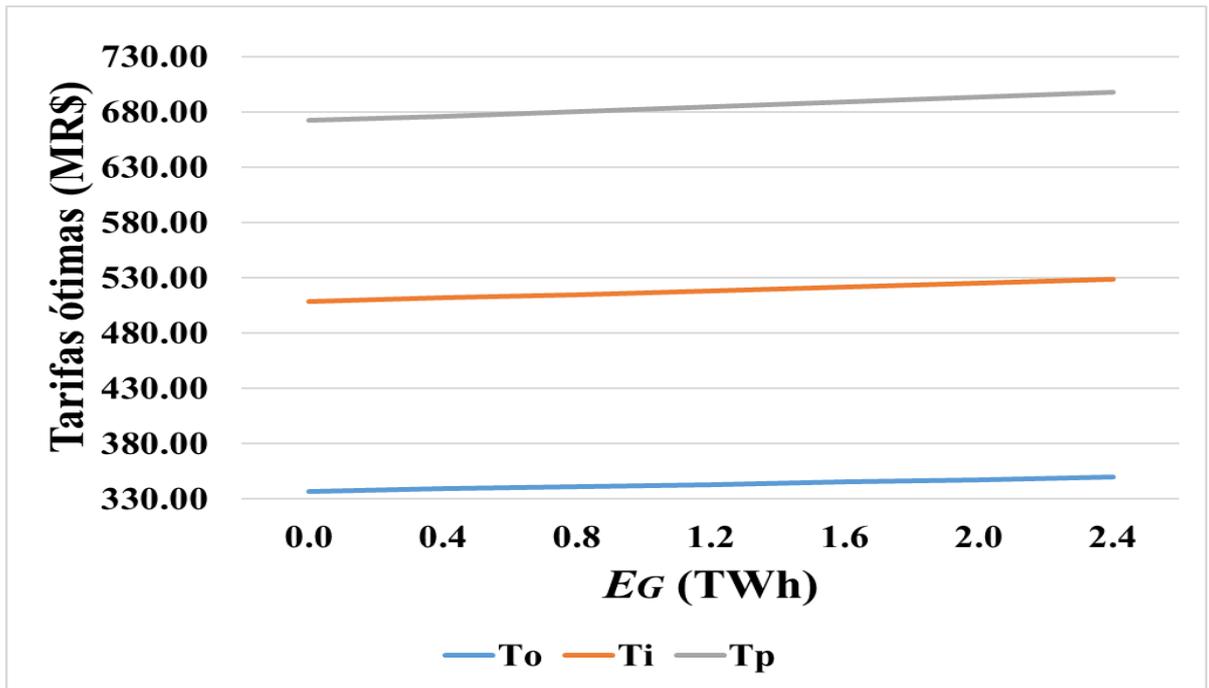


Figura 5-13 – Tarifas ótimas de energia elétrica em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca).

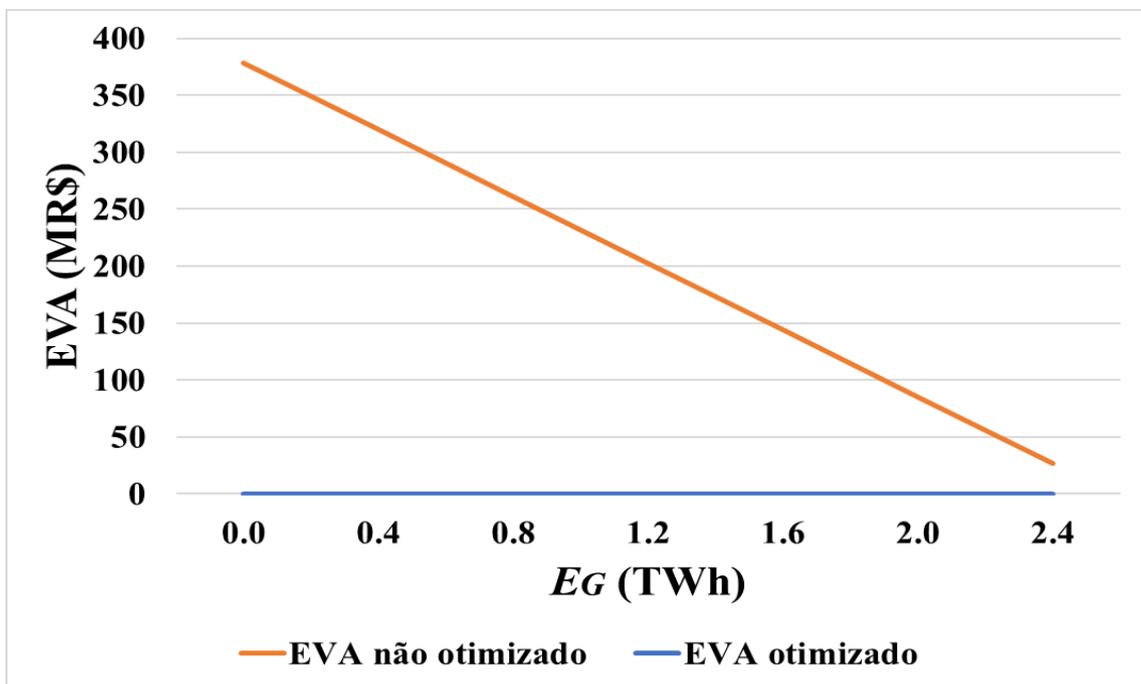


Figura 5-14 – Excedente da concessionária em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca).

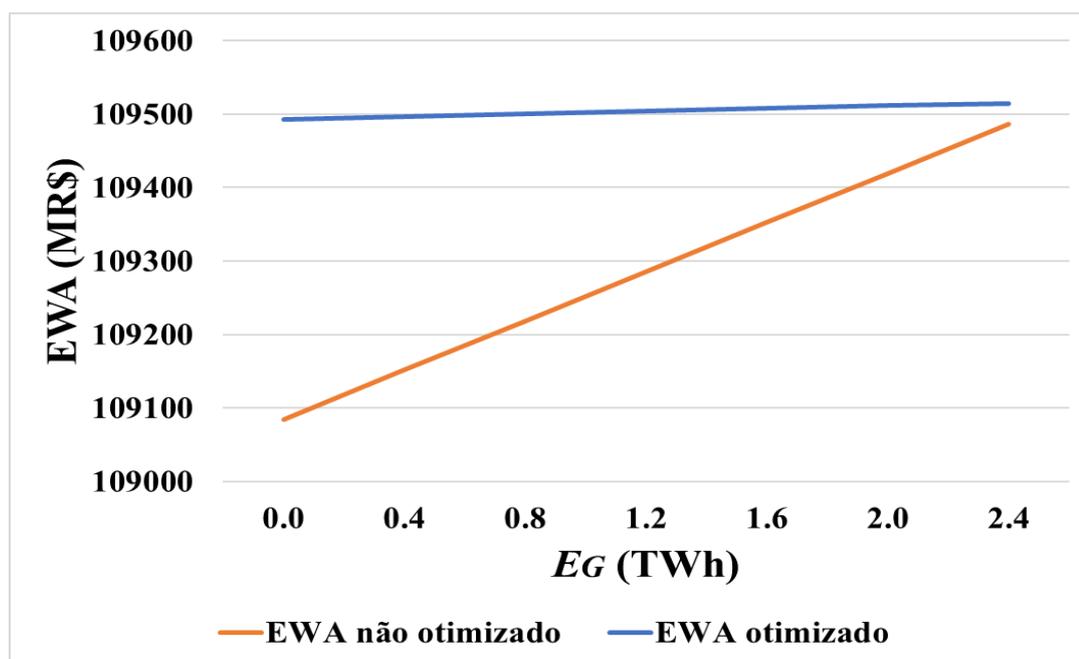


Figura 5-15 – Bem-estar socioeconômico em função da energia proveniente de GD (considerando-se armazenamento e modalidade da Tarifa Branca).

### 5.11.3. CONCLUSÕES

- Com base nos resultados da Tabela 5-20, conclui-se que a GD com armazenamento de energia foi vantajosa para os *prosumers* (em relação aos consumidores convencionais), uma vez que o *ECA* do Cenário 5 foi superior ao *ECA* do Cenário 6. A mesma conclusão é obtida ao se comparar os Cenários 2 e 6; 3 e 7, e etc;

- Para os Cenários 1 a 8 as tarifas ótimas (Tabela 5-19) foram menores que as tarifas iniciais (Tabela 5-17), enquanto que para os Cenários 1 a 9 as tarifas ótimas foram maiores que as tarifas iniciais. Isto ocorreu devido ao sinal do *EVA* (Tabela 5-18);

- A Tabela 5-20 confirma que as elasticidades não influenciam o *EVA* caso as variáveis  $E$ ,  $P_0$ ,  $P_I$ ,  $P_P$  sejam conhecidas (o *EVA* dos Cenários 1 a 4 é o mesmo). No entanto, diante de situações de reajustes tarifários, isso não é verdade, uma vez que diferentes elasticidades resultam em variáveis  $E$ ,  $P_0$ ,  $P_I$ ,  $P_P$  distintas;

• Para o desenvolvimento da modelagem, considerou-se que as tarifas fora de ponta e intermediária são parcelas fixas e bem definidas da tarifa de ponta. Devido a esta hipótese, a variação percentual das tarifas, dada pela equação (5.99), é a mesma para os três postos tarifários.

$$\Delta T = \frac{T - T_i}{T_i} \cdot 100\% \quad (5.99)$$

onde:

$T$  é a tarifa ótima (Tabela 5-19);

$T_i$  é a tarifa inicial (Tabela 5-17);

• Como a variação percentual da tarifa é a mesma para os três postos tarifários, caso as elasticidades  $\varepsilon_0$ ,  $\varepsilon_I$  e  $\varepsilon_P$  sejam iguais (Cenários 1, 5, 9 e 13), as proporções de consumo  $P_0$ ,  $P_I$  e  $P_P$  ótimas (Tabela 5-19) são exatamente iguais às proporções de consumo iniciais (Tabela 5-17);

• Nos casos em que a tarifa ótima é menor que a tarifa inicial (Cenários 1 a 8), a proporção de consumo do posto tarifário com maior elasticidade aumenta (Tabela 5-19). Nos casos em que a tarifa ótima é maior que a tarifa inicial (Cenários 9 a 18), a proporção de consumo do posto tarifário com maior elasticidade diminui (Tabela 5-19). Isso ocorre pois os consumidores são mais sensíveis a mudanças tarifárias no período de maior elasticidade.

## 6. CONCLUSÕES GERAIS

### 6.1. CONTRIBUIÇÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

No contexto de crescimento acentuado da geração distribuída no Brasil, esta dissertação propôs adaptações do modelo TAROT - TARifa OTimizada. A partir da modelagem proposta, é possível a representação de quatro diferentes mercados do setor elétrico:

- Consumidor convencional e concessionária (previamente consolidado);
- *Prosumer* que não detém armazenamento de energia e concessionária. Este mercado foi modelado para a política do *Net Metering* e para a nova proposta de regulação da ANEEL, que diferencia as tarifas de compra e venda de energia;
- Consumidor convencional que opta pela modalidade da Tarifa Branca e concessionária;

- *Prosumer* que detém armazenamento de energia e opta pela modalidade da Tarifa Branca e concessionária.

Conforme demonstrado na Seção 5.7, o modelo é facilmente adaptável à regulação vigente. No geral, diferentes regulações implicam em diferentes receitas, que devem ser equacionadas corretamente.

A modelagem possibilita também uma análise global do mercado de energia elétrica, ou seja, os quatro mercados previamente citados podem ser examinados simultaneamente. Para tal, a estrutura de custos da concessionária deve ser mantida, enquanto que a receita deve ser estruturada pelo conjunto das equações deduzidas nas Seções 5.7 e 5.9.

O modelo apresentado viabiliza o cálculo das tarifas que garantem o equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da concessionária e que maximizam o bem-estar socioeconômico do mercado. Para a maximização do bem-estar socioeconômico é necessário que a empresa realize investimentos ótimos na rede, de maneira a minimizar seus custos e a garantir a modicidade tarifária. Os resultados dos estudos de caso demonstraram que o modelo é condizente, visto que, ao variar os parâmetros, a tarifa se comportou conforme esperado. Foi verificado que:

- Um aumento da eficiência na redução dos custos da concessionária resulta numa diminuição da tarifa;

- Um aumento da energia gerada pelos *prosumers* resulta num aumento da tarifa. No entanto, o aumento da tarifa não é expressivo a ponto de inviabilizar investimentos em GD;

Foi constatado que as concessionárias analisadas nos estudos de caso apresentam excedente (EVA) elevado, da ordem de centenas de milhões. Portanto, uma mudança regulatória que extingue a política do *Net Metering* não é necessária. Conforme demonstrado nos estudos de caso da Seção 5.6, até mesmo para penetrações excessivas de GD (cenários que tratam da projeção de GD para 2024), os excedentes das concessionárias são excessivos. Diminuições da tarifa de até 34,29 [MR\$/TWh] , ou 5,45% (concessionária Light) seriam sensatas para garantir a modicidade tarifária e aumentar o bem-estar socioeconômico do mercado. Deve-se ressaltar, no entanto, que estas conclusões não são válidas para todas as concessionárias nacionais, uma vez que podem existir empresas que operam mais próximas

do ponto de excedente nulo ( $EVA=0$ ). Nesse caso, a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (EEF) da concessionária é imprescindível (a partir de mudanças regulatórias) para evitar o processo conhecido como espiral da morte, em que a agência reguladora se vê obrigada a aumentar a tarifa indiscriminadamente, numa tentativa falha de manter a sustentabilidade do mercado. O aumento indiscriminado da tarifa resultaria no processo chamado de “Robin Hood às avessas”, que corresponderia ao prejuízo que a GD causaria aos consumidores convencionais.

Os estudos de caso demonstraram também que o impacto que a GD manifesta nas concessionárias difere-se consideravelmente, devido a: penetrações de GD distintas, elasticidades da demanda distintas, tarifas distintas (tanto modalidade convencional quanto modalidade da Tarifa Branca), capacidade instalada de GD local e remota diferentes, dentre outros fatores. Este é um indício de que a abordagem da ANEEL de modificar a regulação de maneira unificada para todas as concessionárias nacionais é ineficiente, uma vez que os consumidores de áreas com penetrações irrisórias seriam desestimulados a investir em fontes de energias renováveis como sistemas de geração fotovoltaica. Uma abordagem mais específica seria capaz de se adaptar à realidade de cada concessionária, e os mercados tornariam-se mais eficientes. Além disso, uma mudança tão importante na regulação deve ser meticulosamente analisada em vários modelos antes de ser homologada, visto que terá um impacto massivo na sociedade, incluindo *prosumers*, consumidores, concessionárias, fabricantes, revendedores e funcionários da cadeia de valor do setor.

Verificou-se que mais trabalhos são necessários para estimar alguns parâmetros de maneira exata. Os dados divulgados de elasticidade demanda-preço são de 1984, portanto, é provável que estejam defasados em relação ao presente. Além disso, o cálculo dos coeficientes de custos da concessionária com a inclusão de GD é complexo.

O estudo mostra que uma visão holística do mercado de energia elétrica é necessária, visto que é um mercado que engloba muitos agentes, como consumidores, *prosumers*, concessionárias, governo e etc. Portanto, deve-se buscar o equilíbrio do mercado, em que nenhum agente seja desfavorecido. Para tal, deve-se ter em mente as necessidades e dificuldades de cada agente para proporcionar uma regulação justa e efetiva.

No Capítulo 3 foi apresentado um estudo da viabilidade da utilização de baterias em conjunto com sistemas de GD no contexto da Tarifa Branca. Esse estudo foi primordial para a modelagem do TAROT apresentada na Seção 5.8. Além disso, o emprego de tecnologias de armazenamento é uma tendência mundial, devido ao desenvolvimento das *smart grids*, e análises econômicas são fundamentais para acelerar este processo e possibilitar a implementação de políticas públicas de incentivo. Para que o estudo fosse mais abrangente, foram exploradas diversas tecnologias de baterias. Além disso, como a viabilidade de sistemas de armazenamento depende de uma série de fatores, optou-se por uma abordagem multi-cenário. Verificou-se que nenhum cenário demonstrou viabilidade econômica, devido ao alto custo que as baterias apresentam. No entanto, alguns cenários não demonstraram diferença exorbitante entre o custo de sistemas de GD convencionais e o custo de sistemas de GD com armazenamento. Conclui-se que, com o barateamento acentuado das baterias (em especial da tecnologia de íon-lítio), sistemas de GD com armazenamento podem se tornar viáveis num futuro próximo.

Como contribuição secundária, esta dissertação apresenta uma contextualização dos conceitos referentes à GD no Brasil e no restante do mundo. Essa contextualização é importante para que a formação da tarifa e a regulação vigente do mercado sejam esclarecidas.

## 6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Diante dos estudos efetuados, verificou-se que as questões seguintes podem ser abordadas em trabalhos futuros, de maneira a contribuir para a modelagem do mercado elétrico e para uma regulação mais efetiva:

- Com finalidade de manter a simplicidade do modelo, considerou-se que a avidez e a saciedade dos consumidores são constantes. Sabe-se, no entanto, que uma variação da tarifa modifica ambos os parâmetros. Estudos que consideram parâmetros variáveis podem contribuir para o aumento da exatidão do modelo;
- Determinação mais exata dos coeficientes de custos da concessionária devido à inserção de GD, a partir de simulações computacionais;
- Estudos estatísticos para o cálculo da elasticidade típica das diferentes classes de consumo, visto que os dados divulgados estão defasados em relação ao

presente;

- O modelo TAROT pode ser utilizado também para favorecer a disseminação dos veículos elétricos ou veículos híbridos (PHEV – plug-in Hybrid Electric Vehicle). Uma das grandes dificuldades associadas ao desdobramento desta tecnologia é a curva de carga do sistema, que tende a se tornar mais irregular caso a tarifa de energia seja constante. Tarifas de energia diferenciadas (ou tarifas dinâmicas – *dynamic tariffs*) podem ser implementadas para garantir uma curva de carga mais uniforme.

### 6.3. PUBLICAÇÕES

A partir da pesquisa desenvolvida, três artigos foram publicados:

- V.B. Costa, H. Arango, B.D. Bonatto, “Economic Modelling: The Smart Market of Electricity with Utilities, Consumers and Prosumers,” International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, 2018.

- V.B. Costa, A.C.Z. Souza, P.F. Ribeiro, “Economic Analysis of Energy Storage Systems in The Context of Time-of-Use Rate in Brazil,” IEEE Power and Energy Society General Meeting, Atlanta, 2019.

- V.B. Costa, H. Arango, B.D. Bonatto, M. Castilla “Analysis of ANEEL’s Regulation Proposals for Distributed Generation Based on the Optimized Tariff Model”, Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, São Caetano do Sul, 2019.

A possibilidade de novas publicações com foco na modelagem do TAROT para a modalidade da Tarifa Branca está sendo analisada.

---

## REFERÊNCIAS

- [1] IRENA, “Levelised Cost of Electricity 2010 – 2017,” [Online]. Available: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3&subTopic=1065>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [2] IRENA, “Trends in Renewable Energy,” [Online]. Available: <https://public.tableau.com/views/IRENARETimeSeries/Charts?:embed=y&:showVizHome=no&publish=yes&:toolbar=no>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [3] ANEEL, “Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [4] ANEEL, “Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [5] ANEEL, “Geração Distribuída,” [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [6] ANEEL, “Brasil Possui Mais de 10 Mil Conexões de Micro e Minigeração Distribuída,” [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-possui-mais-de-10-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao-distribuida/656877](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-possui-mais-de-10-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao-distribuida/656877). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [7] CONFAZ, “Convênio ICMS 16, de 22 de Abril de 2015,” [Online]. Available: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [8] J.A. Dassi et al., “Análise da Viabilidade Econômico-Financeira da Energia Solar Fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil,” em XXII Congresso Brasileiro de Custos, Foz do Iguaçu, 2015.
- [9] D.A. Budel, “Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos em Residências,” Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia da Produção), UFSM, 2017.

- 
- [10] Governo do Estado de São Paulo, “Alemanha é Modelo de Mudança Energética,” [Online]. Available: <http://www.energia.sp.gov.br/2015/11/alemanha-e-modelo-de-mudanca-energetica/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [11] F.T.G. Zubiria, “O Impacto da Difusão de Geração Distribuída sobre as Distribuidoras de Energia Elétrica,” Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia), UFRJ, 2016.
- [12] INEE, “O que é Geração Distribuída,” [Online]. Available: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [13] Fraunhofer, “Photovoltaics Report,” [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [14] ANEEL, “Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída Sistema de Compensação de Energia Elétrica,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [15] Governo do Brasil, “Energia Renovável Representa Mais de 42% da Matriz Energética Brasileira,” [Online]. Available: <http://www.brasil.gov.br/noticias/meio-ambiente/2015/11/energia-renovavel-representa-mais-de-42-da-matriz-energetica-brasileira>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [16] T.H. Borges, “Panorama da Geração Distribuída de Energia Elétrica no Brasil: Avanços e Desafios,” Revista On-Line IPOG ESPECIALIZE, 2017.
- [17] Portal Solar, “Lista de Empresas de Energia Solar Fotovoltaica,” [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/fornecedores/empresas-de-energia-solar>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [18] Solar Finger, “Mapa Solar do Brasil,” [Online]. Available: <https://solarfinger.com.br/mapa-solar-brasil/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [19] IRENA, “Job Creation,” [Online]. Available: <http://www.irena.org/benefits/Job-Creation>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [20] General Eletric, “The Rise of Distributed Power,” [Online]. Available: <https://www.ge.com/sites/default/files/2014%2002%20Rise%20of%20Distributed%20Power.pdf>. [Acesso em 14 Setembro de 2018].

- 
- [21] MME, “Energia Solar no Brasil e no Mundo,” [Online]. Available: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c?version=1.3>. [Acesso em 14 Setembro de 2018].
- [22] Green Business Guide, “Distributed Generation Key to SA’s Energy,” [Online]. Available: <http://www.greenbusinessguide.co.za/distributed-generation-key-sas-energy/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [23] ABSOLAR, “Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios” [Online]. Available: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/02-Setor-Dr.RodrigoLopesSauaia-Absolar.pdf>. [Acesso em 14 Setembro de 2018].
- [24] The Shift Project Data Portal, “Countries with Highest Installed Power Capacity,” [Online]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/TOP-20-Capacity#tspQvChart>. [Acesso em 14 Setembro de 2018].
- [25] U.S. Energy Information Administration, “Feed-in Tariff: A Policy Tool Encouraging Deployment of Renewable Electricity Technologies,” [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=11471>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [26] L. Steg, R. Schwom, e T Dietz, “What Drives Energy Consumers,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, pp. 20 – 28, 2018.
- [27] S.A.S. Lusvarghi, “Uma Proposta de Modelo Econômico para Análise do Mercado Elétrico no Contexto das Redes Inteligentes,” Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), UNIFEI, 2016.
- [28] Juros Baixos, “Oferta e demanda: as leis de qualquer mercado,” [Online]. Available: <https://jurosbaixos.com.br/conteudo/oferta-e-demanda-as-leis-de-qualquer-mercado/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [29] ANEEL, “Procedimentos de Regulação Tarifária,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [30] ANEEL, “Nota Técnica nº 0163/2012-SRD/ANEEL,” [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/100/documento/nota\\_tecnica\\_0163\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/100/documento/nota_tecnica_0163_srd.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].

- 
- [31] L.C. Pereira, “Análise de Políticas Públicas de Incentivo às Fontes de Energia Renováveis Através de um Modelo Econômico do Mercado Elétrico,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UNIFEI, 2017.
- [32] ANEEL, “Resolução Normativa nº 517, de 11 de Dezembro de 2012,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [33] CONFAZ, “Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013,” [Online]. Available: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006\\_13](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [34] ANEEL, “Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL,” [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota\\_tecnica\\_0017\\_2015\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [35] Secretaria de Estado de Fazenda, “Lei nº 20.824, de 31 Julho de 2013 (MG de 1º/08/2013),” [Online]. Available: [http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2013/l20824\\_2013.htm](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/l20824_2013.htm). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [36] ANEEL, “Geração Distribuída Ultrapassa 20 mil Conexões,” [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877](http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/geracao-distribuida-ultrapassa-20-mil-conexoes/656877). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [37] Eduardo Rocha, “Economia em Debate,” [Online]. Available: <http://www.sindecon-esp.org.br/Uploads/Economia/Economia%20em%20Debate%20%20256.pdf>. [Acesso em 14 Setembro de 2018].
- [38] ANEEL, “Perguntas e Respostas Sobre a Aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012 – Atualizado em 25/05/2017,” [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3\\_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [39] ANEEL, “Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL,” [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9). [Acesso em 05 Julho de 2020].

- 
- [40] América do Sol, “Potencial Solar no Brasil,” [Online]. Available: <http://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [41] ANEEL, “Energia Eólica,” [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia\\_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [42] CRESESB, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro,” [Online]. Available: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [43] G. Ricardo, I.C.L. Machado, e V.R.H. Zem, “Estudo da Complementariedade Entre as Fontes Eólicas e Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica do Estado do Paraná,” Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), UTFPR, 2015.
- [44] Portal Solar, “Quanto Custa a Energia Solar Fotovoltaica,” [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [45] ANEEL, “Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [46] ANEEL, “Resolução Normativa nº 733, de 6 de Setembro de 2016,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [47] Eixo Consultoria, “Economize na Conta de Luz com a Tarifa Branca,” [Online]. Available: <http://eixoconsultoria.com/blog/economize-tarifa-branca/>. [Acesso em 16 Setembro de 2018].
- [48] PUC – Rio, “Mapeamento das Curvas de Carga,” [Online]. Available: [http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0913478\\_2011\\_cap\\_3.pdf](http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0913478_2011_cap_3.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [49] CPFL, “Programa de Armazenamento de energia CPFL,” [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/cpflenergia/programa-de-armazenamento-de-energia-cpfl>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [50] X. Hu et al., “Technological Developments in Batteries,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, pp. 20 – 31, 2017.

- 
- [51] IRENA, “Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook,” [Online]. Available: <http://www.irena.org/publications/2015/Jan/Battery-Storage-for-Renewables-Market-Status-and-Technology-Outlook>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [52] Battery University, “BU-402: What is C-rate?,” [Online]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/what\\_is\\_the\\_c\\_rate](https://batteryuniversity.com/learn/article/what_is_the_c_rate). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [53] Mathscinotes, “Battery Self-Discharge Math,” [Online]. Available: <http://mathscinotes.com/2012/04/battery-self-discharge-math/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [54] UPS Battery Center, “What is Battery Sulfation?,” [Online]. Available: <https://www.upsbatterycenter.com/blog/battery-sulfation/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [55] T. Sasaki, Y. Ukyo, e Petr Novák, “Memory Effect in a Lithium-Ion Battery,” *Nature Materials*, vol. 12, pp. 569 – 575, 2013.
- [56] Deep Resource, “Efficiency Breakthrough Lithium-Ion Batteries,” [Online]. Available: <https://deepresource.wordpress.com/2017/08/28/efficiency-breakthrough-lithium-ion-batteries/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [57] J. Hoppman et al., “The Economic Viability of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems – A Review and a Simulation Model,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 1101 – 1118, 2014.
- [58] A.S. Finotti, M.P. Almeida, e R. Zilles, “Simulação do Uso de Baterias Adotando a Tarifa Branca para Microgeração Fotovoltaica de Classe Residencial,” em VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.
- [59] L.L.C. Santos, “Metodologia para Análise da Tarifa Branca e da Geração Distribuída de Pequeno Porte nos Consumidores Residenciais de Baixa Tensão,” *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)*, UFSM, 2014.
- [60] J.P.S. Bernardes, e A.P.C. Mello, “Minimização do Impacto da Tarifa Branca Utilizando Geração Distribuída para Consumidores de Baixa Tensão,” em *Anais do VII Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão*, 2015.
- [61] H.L.L. Salamanca et al., “Using a MILP Model for Battery Bank Operation in the “White Tariff” Brazilian Context,” em *5th International Renewable Energy Congress*, 2014.

- 
- [62] G.J. May, A. Davidson, e B. Mohanov, “Lead Batteries for Utility Energy Storage: A Review,” *Journal of Energy Storage*, vol. 15, pp. 145 – 157, 2018.
- [63] Ecoult, “UltraBattery Technology,” [Online]. Available: <https://www.ecoult.com/technology/ultrabattery/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [64] Ecoult, “UltraBattery: Benefits of a Breakthrough Storage Technology,” [Online]. Available: [http://www.ecoult.com/images/files/white-papers/Ecoult\\_UltraBattery\\_White\\_Paper\\_General\\_Version.pdf](http://www.ecoult.com/images/files/white-papers/Ecoult_UltraBattery_White_Paper_General_Version.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [65] CSIROpedia, “UltraBattery™,” [Online]. Available: <https://csiropedia.csiro.au/ultrabattery/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [66] F. Perdu, “Overview of Existing and Innovative Batteries,” [Online]. Available: [http://science-and-energy.org/wp-content/uploads/2016/03/FPerdu\\_Houches\\_final-1.pdf](http://science-and-energy.org/wp-content/uploads/2016/03/FPerdu_Houches_final-1.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [67] L. Xing et al., “Overview of Current Development in Electrical Energy Storage Technologies and the Application Potential in Power System Operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511 – 536, 2015.
- [68] M. Moore et al., “A Comparison of the Capital Costs of a Vanadium Redox-Flow Battery and a Regenerative Hydrogen-Vanadium Fuel Cell,” *Journal of Advanced Chemical Engineering*, vol. 5, 2015.
- [69] Ecoult, “For What it’s Worth the Value of Storage on the Grid,” [Online]. Available: [https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr\\_conferences/2015/EE-SAT%2020Wednesday/Wood.pdf](https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr_conferences/2015/EE-SAT%2020Wednesday/Wood.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [70] Battery University, “BU-205: Types of Lithium-Ion,” [Online]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/types\\_of\\_lithium\\_ion](https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [71] B. Xu et al., “Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 1131 – 1140, 2016.
- [72] G.F.W. Soares et al., “Comparação de Custos Entre Sistemas Fotovoltaicos Individuais e Minicentrais Fotovoltaicas para Eletrificação Rural,” em III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belém, 2010.

- 
- [73] S. Ferreira et al., “Life Cycle Testing and Evaluation of Energy Storage Devices,” [Online]. Available: [https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr\\_conferences/2012/papers/Friday/Session1/03\\_Ferreira\\_PeerReview\\_Print.pdf](https://www.sandia.gov/ess-ssl/docs/pr_conferences/2012/papers/Friday/Session1/03_Ferreira_PeerReview_Print.pdf). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [74] E. Zaleski, “Sodium Sulfur Batteries,” [Online]. Available: [https://www.mrl.ucsb.edu/.../2010\\_286G/Zaleski-Batteries.pptx](https://www.mrl.ucsb.edu/.../2010_286G/Zaleski-Batteries.pptx). [Acesso em 28 Setembro 2018].
- [75] V.B.F. Costa, “Análise Econômica do Mercado Formado por Prosumer e Concessionária,” Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica), UNIFEI, 2017.
- [76] ANEEL, “Ranking das Tarifas,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [77] G.A. Rampinelli, J.E. Silva, A. Mello, “Análise do Recurso Solar da Região Sul de Santa Catarina a Partir de Distintas Redes de Dados Meteorológicos,” Revista Brasileira de Energias Renováveis, vol. 6, pp. 165 – 183, 2017.
- [78] Prefeitura do Rio, “Ferramenta para Energia em Edifícios Rio de Janeiro,” [Online]. Available: <https://riorenovavel.com/renewable-technologies/solar-energy>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [79] BlueSol, “Energia Solar no Brasil: Um Panorama para [Você] Entender Tudo,” [Online]. Available: <http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-no-brasil-panorama/>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [80] Bloomberg, “Lithium-ion Battery Cost and Market,” [Online]. Available: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [81] ANEEL, “Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição,” [Online]. Available: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [82] C. Cortez, “Desenvolvimento do Modelo Econômico TAROT Estocástico para Análise Econômica de uma Distribuidora de Energia Elétrica Regulada,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), UNIFEI, 2018.
- [83] E.M. Modiano, “Elasticidade-Renda e Preço da Demanda de Energia Elétrica no Brasil,” [Online]. Available: <http://www.econ.puc-rio.br/uploads/adm/trabalhos/files/td68.pdf>. [Acesso em 05 Julho de 2020].

- 
- [84] ANEEL, “Geração Distribuída,” [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Distribuidora.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp). [Acesso em 05 Julho de 2020].
- [85] ANEEL, “Audiência 001/2019,” [Online]. Available: [http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_auth=INTzY3qV&p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_audienciald=2301&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_javax.portlet.action=visualizarAudiencia](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_auth=INTzY3qV&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciald=2301&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia). [Acesso em 05 Junho 2019].