



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS ATRAVÉS DA
MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO
INTELIGENTE**

Lígia Cintra Pereira

Dezembro de 2023

Itajubá-MG

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lígia Cintra Pereira

**ANÁLISE DO IMPACTO DA PENETRAÇÃO DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS ATRAVÉS DA
MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO
INTELIGENTE**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutora em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Dezembro de 2023

Itajubá-MG

Ao Prof. Dr. Hector Arango (*in memoriam*).

AGRADECIMENTOS

À Deus, primeiramente, por guiar meus passos, me proteger, me dar forças durante toda a jornada e me cercar de pessoas maravilhosas que a fizeram mais leve e feliz.

Aos meus pais, Antônio Carlos e Leila, e aos meus irmãos, Lucas e Henrique, pelo amor incondicional, por sempre acreditarem em mim e me incentivarem a ser uma pessoa melhor a cada dia.

Ao João, pelo amor, compreensão e companheirismo, estando ao meu lado em mais uma etapa importante da minha vida.

À minha família e amigos, que sempre me deram forças para seguir em frente, muitas vezes a distância, mas sempre comigo em pensamentos e orações.

Ao querido professor Hector Arango (*in memoriam*), por ser uma verdadeira fonte de inspiração.

Ao professor Benedito Donizetti Bonatto, em especial, por todo o tempo dedicado à minha orientação, desde a graduação, por me apoiar nos momentos mais desafiadores, pela paciência, pelos conselhos e pela amizade.

Aos meus colegas da UNIFEI pelas discussões enriquecedoras e conhecimento compartilhado.

Aos membros da banca examinadora, pelas sugestões construtivas ao meu trabalho.

A todos aqueles que, de alguma forma, contribuíram para a concretização desta tese.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

(Albert Einstein)

RESUMO

O mercado elétrico, com a inserção de recursos energéticos distribuídos no sistema, caminha para se tornar um mercado inteligente no futuro. Nesse contexto de transição energética, aspectos técnicos, econômicos e regulatórios devem ser revistos, assim como novos agentes e modelos de negócio devem surgir. O equilíbrio entre os interesses conflitantes de todos os agentes envolvidos é uma tarefa cada vez mais complexa, e os formuladores de políticas devem buscar um ambiente de crescimento sadio e amadurecimento do setor, de maneira sustentável, de modo a reduzir a pobreza energética e agregar mais valor à sociedade como um todo. A tomada de decisões pressupõe a existência de modelos que permitem equacionar e avaliar os impactos futuros das medidas em análise. Assim, essa tese se propõe a utilizar o modelo socioeconômico do mercado elétrico denominado Tarifação Otimizada (TAROT), com o objetivo principal de agregar a ele a representação dos novos agentes e as possibilidades de transações nesse mercado inteligente de modo a permitir a análise do bem-estar socioeconômico gerado com a inserção desses recursos na rede. A modelagem dos custos associados a micro e minigeração distribuídas nas finanças das concessionárias, além de novos agentes como o agregador, são o diferencial desse trabalho. A partir do novo equacionamento proposto, um cenário inovador de prestação de serviços ancilares por prosumidores para a rede da concessionária foi avaliado. A aplicação do modelo foi feita utilizando dados de uma concessionária de distribuição brasileira, e foi possível verificar além dos efeitos nos principais agentes do setor, os níveis de penetração dos recursos energéticos distribuídos que agregam valor a sociedade. Através do modelo proposto, é possível simular diferentes cenários e seus impactos nos agentes, se provando assim uma ferramenta importante de auxílio na tomada de decisão dos órgãos reguladores.

Palavras-chave: Modelo Econômico do Mercado Elétrico, TAROT, Mercado Inteligente, Recursos Energéticos Distribuídos, Bem-estar Socioeconômico.

ABSTRACT

The electricity market, with the insertion of distributed energy resources into the system, moves towards becoming an intelligent market in the future. In this energy transition context, technical, economic, and regulatory aspects must be reviewed, as well as new agents and business models must emerge. Balancing the conflicting interests of all agents involved is an increasingly complex task, and policy makers must seek an environment of healthy growth and maturation of the sector, in a sustainable manner, to reduce energy poverty and add greater value to society. Decision-making presupposes the existence of models that allow the future impacts of the measures under analysis to be considered and evaluated. Thus, this thesis proposes to use the socioeconomic model of the electricity market called Optimized Tariffing (TAROT), with the main objective of adding to it the representation of new agents and possibilities of transactions in this intelligent market to allow the analysis of socioeconomic welfare generated with the inclusion of these resources in the network. The modeling of costs associated with distributed energy generation in distribution company finances, in addition to new agents, such as the aggregator, are the distinguishing features of this work. Based on the new proposed equations, an innovative scenario for the provision of ancillary services by prosumers to the utility network was evaluated. The application of the model was carried out using data from a Brazilian distribution company, and it was possible to verify, in addition to the effects on the main agents in the sector, the penetration levels of distributed energy resources that add value to society. Through the proposed model, it is possible to simulate different scenarios and their impacts on agents, thus proving to be an important tool to assist in decision-making by regulatory agents.

Keywords: Economic Model of the Electricity Market, TAROT, Smart Market, Distributed Energy Resources, Socioeconomic Welfare.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA E RELEVÂNCIA DO TEMA	1
1.2	OBJETIVOS.....	8
1.2.1	<i>Objetivo Geral</i>	8
1.2.2	<i>Objetivos Específicos</i>	9
1.3	CONTRIBUIÇÕES E LIMITAÇÕES DA TESE.....	9
1.4	MOTIVAÇÃO DA TESE.....	10
1.5	ESTRUTURA DA TESE.....	11
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	13
2.1	NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO	16
2.2	MODELOS ECONÔMICOS DO MERCADO ELÉTRICO.....	22
2.3	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO.....	24
3	MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO TRADICIONAL...29	
3.1	A MODELAGEM DO CONSUMIDOR	33
3.2	A MODELAGEM DA DISTRIBUIDORA.....	35
3.3	ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	38
4	MODELAGEM DE NOVOS AGENTES E POSSIBILIDADES.....41	
4.1	MODELAGEM DA CONCESSIONÁRIA CONSIDERANDO OS IMPACTOS DOS RED.....	44
4.2	MODELAGEM DOS CONSUMIDORES CONSIDERANDO OS RED.....	48
4.3	O AGREGADOR.....	51
4.4	A MODELAGEM DO MERCADO CONSIDERANDO NOVOS MODELOS DE NEGÓCIO	53
5	APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO.....56	
5.1	DADOS UTILIZADOS	56
5.2	CONDIÇÕES INICIAIS DO MERCADO	62
5.3	ANÁLISE DO AUMENTO DA MMGD E SEUS EFEITOS NO MERCADO	63
5.4	ANÁLISE DA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES PELOS PROSSUMIDORES	68
6	FRAMEWORK DO MERCADO ELÉTRICO INTELIGENTE.....73	
7	CONCLUSÕES.....76	

7.1	CONSIDERAÇÕES FILOSÓFICAS SOBRE CIÊNCIA E TECNOLOGIA, SOCIEDADE E MEIO AMBIENTE NA TRANSIÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	76
7.2	CONCLUSÕES FINAIS DO TRABALHO	77
7.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	78
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	80
A.	ANEXOS.....	91
A.1.	RESULTADOS DOS PROCESSOS TARIFÁRIOS DE 2023	91
A.2.	DADOS DA DISTRIBUIDORA CPFL PAULISTA	95
A.3.	TRABALHOS PUBLICADOS	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Quantidade anual de conexão de geração distribuída.	2
Figura 1.2 – Regra de transição da compensação.....	3
Figura 1.3 – Tendências que impulsionam a transição energética.	4
Figura 1.4 – Evolução da matriz elétrica brasileira 2017 – 2023.....	6
Figura 1.5 – Fluxograma do Modelo TAROT no mercado tradicional.....	7
Figura 2.6 – Fluxograma das amostras da revisão da literatura.	14
Figura 2.7 – Distribuição das publicações por quartis entre os países.	15
Figura 2.8 – Coocorrência de palavras-chave nos trabalhos.	16
Figura 2.9 – Modelos de negócio orientados para o consumidor.....	18
Figura 2.10 – Coocorrência das palavras-chave na busca 3.....	24
Figura 3.11 – Modelo Econômico do Mercado Elétrico (TAROT).	30
Figura 3.12 – Representação do consumidor no modelo TAROT.	34
Figura 3.13 – Representação da distribuidora no modelo TAROT.....	35
Figura 3.14 – Representação da maximização do EWA.	40
Figura 4.15 – Curvas típicas de geração FV e consumo residencial.	42
Figura 4.16 – Fluxograma do TAROT com os RED.....	44
Figura 4.17 – Representação da distribuidora com RED no TAROT.	48
Figura 4.18 – Representação do prossumidor no modelo TAROT.	50
Figura 4.19 – Representação de aplicação de uma VPP.....	52
Figura 4.20 – Modelo TAROT com os RED. Fonte: Autoria própria.....	55
Figura 5.21 – Evolução da MMGD na rede da CPFL Paulista.	56
Figura 5.22 – Distribuição da MMGD por classe de consumo.	57
Figura 5.23 – Evolução do mercado de energia e número de UCs.	57
Figura 5.24 – Evolução da base de ativos e extensão da rede.	58
Figura 5.25 – Correlação entre base de ativos e número de conexões.	59
Figura 5.26 – Preço das baterias de íon de lítio. Fonte:.....	61
Figura 5.27 – Previsão de aumento da potência instalada da MMGD.	62
Figura 5.28 – Resultado modelo TAROT tradicional para os dados da CPFL Paulista 2023..	63
Figura 5.29 – Impactos do aumento da penetração de MMGD nas finanças da distribuidora.	64
Figura 5.30 – Impactos verificados na base de ativos com aumento da MMGD.....	65
Figura 5.31 – Impactos verificados no EVA com aumento da MMGD.....	65
Figura 5.32 – Impactos verificados no ROI com aumento da MMGD	66

Figura 5.33 – Impactos verificados no ECA com aumento da MMGD	67
Figura 5.34 – Impactos verificados no EWA com aumento da MMGD	67
Figura 5.35 – Impactos verificados nos tributos com aumento da MMGD	68
Figura 5.36 – Tarifa de serviços ancilares e oferta de energia pelo prossumidor	69
Figura 5.37 – Resultados no modelo TAROT com RED com os dados da CPFL Paulista	70
Figura 5.38 – Impactos verificados no EVA com os RED associados a SA.....	70
Figura 5.39 – Impactos dos RED e SA nas finanças da distribuidora.....	71
Figura 5.40 – Impactos verificados no ECA com os RED associados a SA.....	72
Figura 5.41 – Impactos verificados no EWA com os RED associados a SA.....	72
Figura 6.42 – Possibilidades do mercado elétrico inteligente.	75
Figura A.43 – Acréscimo na parcela B na RTP devido a MMGD.....	91
Figura A.44 – Penetração da MMGD e acréscimo relativo na parcela B.	92
Figura A.45 – Acréscimo nos encargos setoriais devido a MMGD.....	92
Figura A.46 – Acréscimo total na RTP devido a MMGD.....	93
Figura A.47 – Evolução da parcela A dos custos da CPFL Paulista.	95
Figura A.48 – Evolução da parcela B dos custos da CPFL Paulista.	95
Figura A.49 – Impactos da MMGD na RTP 2023 da CPFL Paulista.	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Artigos com mais citações na busca de novos modelos de negócio.....	17
Tabela 2.2 – Artigos que consideraram o bem-estar social nos seus modelos.....	25
Tabela 4.3 – Principais agregadores no mundo.....	53
Tabela 5.4– Parâmetros de entrada da concessionária no modelo TAROT	60
Tabela 5.5 – Parâmetros de entrada dos consumidores no modelo TAROT proposto.....	60
Tabela 5.6 – Parâmetros de entrada da geração fotovoltaica no modelo TAROT proposto	60
Tabela 5.7 – Parâmetros de entrada do armazenamento no modelo TAROT proposto	61
Tabela A.8 – Acréscimos na receita devido a MMGD.....	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

α	Incremento na base de ativos devido aos prossumidores
β	Influência do risco de um ativo no retorno exigido pelos investidores
ε	Elasticidade consumo/preço
δ	Coefficiente de acréscimo de encargos devido aos prossumidores
η_B	Eficiência do sistema de armazenamento
η_{FV}	Eficiência do sistema de geração fotovoltaico
μ	Alíquota tributária sobre a receita bruta
a	Avidez pelo consumo
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
b	Saciedade do consumo
B	Base de remuneração do capital ou investimento de capital
B*	Investimento de capital ótimo
B&S	Bens e Serviços
BRR	Base de Remuneração Regulatória ou Base de Ativos
BT	Baixa Tensão
C	Custos totais
C	Custo total ótimo
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesa de capital)
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CE	Custo de aquisição de energia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Confaz	Conselho Nacional de Política Fazendária
CT	Custo de conexão e uso do sistema de transmissão
d	Depreciação
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de descarga)
e	Coefficiente de custos
e'	Coefficiente de custos considerando o impacto dos prossumidores

E	Quantidade de energia elétrica
E*	Quantidade de energia elétrica ótima
E _P	Energia perdida
EBIT	<i>Earnings Before Interests and Taxes</i> (Lucro antes dos juros e impostos)
EBITDA	<i>Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization</i> (Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização)
ECA	<i>Economic Consumer Added</i> (Valor Agregado do consumidor)
EEF	Equilíbrio Econômico-Financeiro
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	Encargos Setoriais
ES _{CDE-GD}	Encargo Setorial adicional devido aos prossumidores
EVA TM	<i>Economic Value Added</i> (Valor Econômico Agregado à Empresa)
EWA	<i>Economic Welfare Added</i> (Valor Social Agregado)
f	Parâmetro de perdas obtido em simulação
FV	Geração solar fotovoltaica
g	Parâmetro de perdas obtido em simulação
G	Despesas
GD	Geração Distribuída
H _S	Estimativa de horas de sol por ano
i	Taxa de retorno do investimento
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
k	Custo de capital
l _B	Vida útil do sistema de armazenamento
l _{FV}	Vida útil do sistema de geração fotovoltaico
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
NOPAT	<i>Net Operating Profits After Taxes</i> (Lucro operacional líquido após o imposto)
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Custos Operacionais)
OR	Outras Receitas
p	Coefficiente de perdas
P _B	Preço médio do sistema de armazenamento

P _{FV}	Preço médio do sistema de geração fotovoltaico
PDE	Plano de Decenal de Expansão de Energia
r _A	Retorno do capital acionário ou próprio
r _D	Retorno do capital de terceiros ou dívida
r _F	Retorno de ativo sem risco
r _M	Retorno do mercado
r _w	Taxa do custo do capital ou WACC (<i>Weighted Average Cost of Capital</i>)
R	Receita líquida
R _B	Receita Bruta
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
REN	Resolução Normativa
ROI	<i>Return Over Investment</i> (Retorno sobre o investimento)
RPO	Reserva de Potência Operativa
RR	Receita Requerida
RTP	Revisão Tarifária Periódica
s ₁	Custo anual do sistema de geração fotovoltaica
s ₂	Custo anual do sistema de armazenamento
SA	Serviços ancilares
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SPARTA	Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários
t	Alíquota tributária sobre o lucro
T	Tarifa de consumo
T*	Tarifa de consumo ótima
T _C	Tarifa de compra de energia pela concessionária
TAROT	Tarifação Otimizada
TOU	<i>Time-of-Use Tariffs</i> (Tarifas de tempo de uso)
U	Utilidade
X	Tributos sobre o lucro tributável
Y	Remuneração do capital

1 INTRODUÇÃO

1.1 Caracterização do Problema e Relevância do Tema

No mercado de distribuição de energia elétrica, caracterizado tradicionalmente como um monopólio natural, a concessionária era responsável por todo o fornecimento de energia dos consumidores cativos no Brasil até 2012. Porém, com a publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 [1] pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foram estabelecidas as regras de acesso da Micro e Minigeração Geração Distribuída (MMGD), e os consumidores passaram a ter a opção de gerar a própria energia e injetar o excedente produzido na rede, de acordo com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), também conhecido como *net metering*. Nesse sistema, a energia gerada e não consumida instantaneamente pela unidade consumidora, é injetada na rede da concessionária e o consumidor é compensado recebendo créditos de energia na fatura. Dessa forma, a rede da distribuidora funciona como uma bateria para a energia excedente gerada pelo consumidor.

Devido as tarifas elevadas de energia elétrica, a resolução da ANEEL se mostrou eficiente em estimular a instalação de pequenos sistemas de Geração Distribuída (GD) no país, uma vez que todos os componentes que compõem a tarifa eram considerados na compensação dos créditos de energia. Conforme observado na Figura 1.1, o número de conexões foi crescendo de maneira discreta nos primeiros anos. Após as alterações feitas pela REN nº 687/2015 [2], quando novas modalidades de geração de energia foram inseridas, como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, houve um aumento considerável no número de conexões. Assim, conforme a GD avançava no país, as discussões a respeito do SCEE implementado começaram a ganhar destaque.

Um dos principais motivos de discussão é devido ao modelo tarifário brasileiro uma vez que a tarifa de energia engloba além dos custos de distribuição, também os custos de transmissão, geração, encargos e impostos. Dessa forma, o prosumidor, que injeta o excedente da sua energia gerada na rede, é remunerado não apenas pelo custo desta, mas também pelos outros componentes que estão embutidos na tarifa quando é compensado, recebendo assim, mais do que um gerador convencional [3]. Além disso, as tarifas volumétricas aplicadas aos consumidores de baixa tensão (BT), remuneram a concessionária em função do volume de energia consumido, o que pode causar uma distorção alocativa [4]. Assim, quanto maior a penetração de GD na matriz elétrica brasileira, menor é a receita auferida pela distribuidora, que repassa seus custos

aos demais clientes, resultando em um aumento nas tarifas. Consequentemente, quanto maior a tarifa de energia, mais incentivo e vantagem o consumidor obtém em se tornar um prossumidor, o que acaba gerando um círculo vicioso, que se torna cada vez mais ineficiente. Além de onerar os demais usuários da rede, ressalta-se que nesse ciclo os mais impactados são principalmente os consumidores de menor poder aquisitivo, que dificilmente terão possibilidade de instalarem GD devido ao alto valor de investimento.

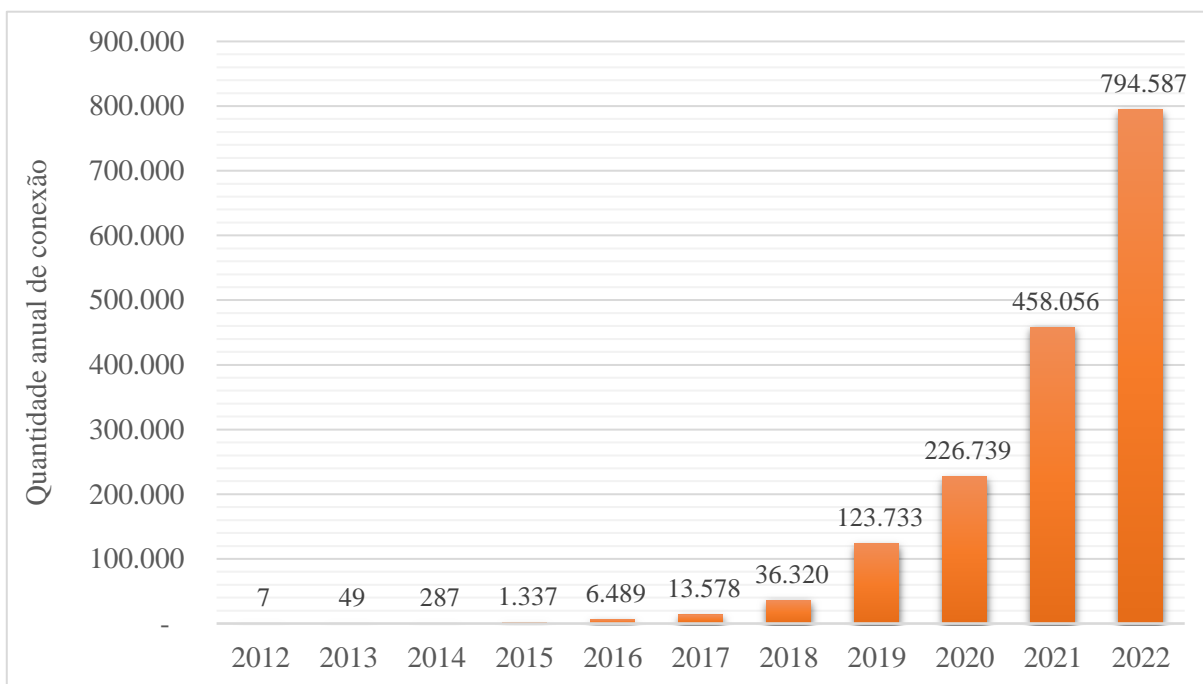


Figura 1.1 – Quantidade anual de conexão de geração distribuída. Fonte: ANEEL [5]

Assim, levantou-se a discussão de que com a regulamentação brasileira em vigor e com o aumento da inserção de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) na rede, as desigualdades já existentes na sociedade serão enfatizadas. A REN nº 482/2012 da ANEEL desde que foi implementada previa uma revisão futura de suas diretrizes. Para isso foram realizadas audiências e consultas públicas para que todos os agentes envolvidos no setor pudessem dar suas contribuições de melhorias.

Em 2022 foi instituído o Marco Legal da Microgeração e Minigeração distribuída pela Lei 14.300 que, além de trazer mais segurança jurídica necessária para o crescimento sustentável da MMGD, também visou proporcionar mais estabilidade e previsibilidade ao mercado [6]. Os prossumidores que instalaram GD antes da publicação da lei, possuem direito adquirido e, portanto, permanecem a regra antiga do *net metering*, de compensação integral da energia injetada, até 2045. O consumidor que solicitou acesso após a entrada em vigência da nova regra, entre outros pontos, terá o modelo de compensação alterado: sobre os créditos de energia injetada ocorrerá o pagamento parcial e gradativo da componente de uso do sistema de distribuição,

referente aos custos de infraestrutura da distribuidora, chamado TUSD Fio B, pelo período de 6 anos, até completar o pagamento de 90%, conforme Figura 1.2. A partir de 2029, as regras do SCEE serão revistas.

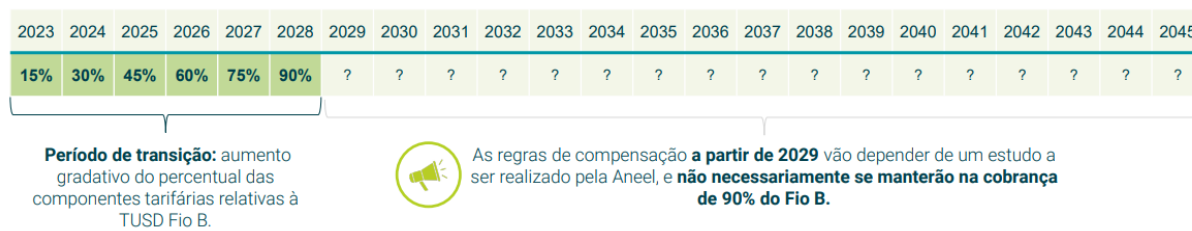


Figura 1.2 – Regra de transição da compensação. Fonte: Greener [6]

O Marco Legal, apesar de impactar na condição de atratividade das novas conexões devido a retirada da compensação integral da energia injetada para os novos prossumidores, tende a trazer benefícios para o setor elétrico como um todo. Entender as mudanças e as novas possibilidades são fundamentais para permitir a criação de modelos de negócio sustentáveis a longo prazo e fomentar as bases da revisão das regras de compensação previstas para 2029.

Outro problema que o sistema de compensação proporciona é o de não considerar os momentos de injeção de energia na rede e de consumo. Dessa maneira, se o prossumidor residencial possui um sistema fotovoltaico e injeta energia na rede em horários fora de ponta, enquanto consome nos momentos de ponta, a GD não está aliviando a carga no momento de maior sobrecarga na rede, e, portanto, a postergação de investimentos na rede da concessionária não é verificada nesse cenário [7], uma vez que esta precisa dimensionar sua rede para atender toda a demanda na ponta.

Uma grande dificuldade enfrentada é de se quantificar com clareza os benefícios e impactos positivos associados a disseminação dos RED, como redução de emissões de carbono, geração de empregos e segurança energética. Em geral, os custos são facilmente calculados, enquanto os benefícios não são fáceis de serem verificados, o que resulta em análises qualitativas dos benefícios e quantitativa dos custos, dificultando os órgãos tomadores de decisão de definirem as políticas adequadas.

Hoje a GD já apresenta uma potência instalada de 24,7 GW [5] no Brasil, porém as concessionárias ainda permaneceram, em sua maioria, inflexíveis no seu modelo de negócio, ou seja, focadas totalmente no “fio” e todas as suas atividades remuneradas pela tarifa. As distribuidoras atuam de forma passiva nas atividades relacionadas aos RED, fornecendo apenas requisitos para conexão e garantindo o funcionamento das suas redes [8]. Espera-se, uma vez que os desafios regulatórios sejam identificados e solucionados, que as concessionárias assumam

um papel de maior protagonismo, desempenhando novas funções e desenvolvendo novos modelos de negócio, de modo que futuramente sejam mais profundamente envolvidas e enxerguem as novas tecnologias como uma parcela importante da sua infraestrutura de distribuição de energia.

Para que isso ocorra, as distribuidoras precisam enxergar as novas possibilidades que os RED podem agregar. Nesse período de transição, a distribuidora, antes apenas uma empresa de energia, passará a ser uma empresa de solução e/ou gestão, ou seja, uma otimizadora das soluções de energia na sua área de concessão. Com a transição energética, o setor elétrico migrará, conforme tendência mundial, para se tornar 3D: descentralizado, descarbonizado e digitalizado [9]. A Figura 1.3 apresenta as principais características dessas três tendências.



Figura 1.3 – Tendências que impulsionam a transição energética. Fonte: Adaptado de [9]

A tendência de descarbonização visa a diminuição da dependência da sociedade pelos combustíveis fósseis, através de fontes renováveis de energia, impulsionada pelas metas globais de redução emissões de carbono. Segundo Martin, Starace e Tricoire [9], as oportunidades mais promissoras estão nos segmentos mais poluidores como transporte, aquecimento e resfriamento residencial.

Uma vez que os consumidores têm optado por gerar sua própria energia, a descentralização já é uma realidade, de modo que a geração fica cada vez mais próxima a carga. Essa tendência, empodera o consumidor, que deverá ter cada vez mais controle do uso da energia. Se feito de forma otimizada, como por exemplo incentivar a participação do prossumidor em programas

de resposta a demanda de modo a diminuir o carregamento do sistema, as vantagens da descentralização são várias, como a redução das perdas na rede. O empoderamento do consumidor também está ligado a digitalização, movida pela internet das coisas (IoT do inglês *Internet of Things*). Assim, os medidores inteligentes estarão conectados a uma rede, que processa e utiliza de maneira eficiente as informações, permitindo também um melhor gerenciamento e controle da rede como um todo.

Tradicionalmente, existe uma fronteira rígida entre concessionária e consumidor. Com o avanço dos RED, haverá maior interação entre os agentes e as fronteiras serão reduzidas, uma vez que as tecnologias chave poderão contribuir para um sistema mais eficiente, confiável e flexível. Um termo que tem sido utilizado para se referir a essas tecnologias, assim como aos novos modelos de negócio permitidos em um mercado 3D, é o *Grid Edge*.

Assim, a partir de uma infraestrutura física, proporcionada pela digitalização, as concessionárias, órgãos reguladores poderão criar maneiras de ir além do mercado tradicional de energia elétrica. Porém, ainda há muitos desafios a serem enfrentados por todos os agentes envolvidos nesse processo de transição, que não são desafios apenas de ordem técnica, mas também econômicos e financeiros, uma vez que não tem sido acompanhado pela regulação brasileira [10].

Um exemplo é a regulamentação dos serviços ancilares, que desempenham um papel essencial no sistema elétrico, garantindo a segurança e estabilidade. São ferramentas que auxiliam os operadores do mundo todo, principalmente frente a instabilidades [10]. Os cinco principais tipos de serviços ancilares são: o auto restabelecimento, a regulação de frequência, o sistema especial de proteção, o suporte de reativo e a Reserva de Potência Operativa (RPO). Dentro dessa classificação, existem os que são de caráter mandatório, ou seja, fazem parte dos requisitos para os geradores se conectarem ao sistema. e não geram nenhum ônus aos demais agentes pois não são remunerados. Porém, existem também casos em que o Operador Nacional do Sistema (ONS) solicita a prestação dos serviços ancilares de modo a atender uma necessidade específica do sistema e nesses casos há remuneração, seja por disponibilidade ou pela prestação dos serviços.

A REN nº 697/2015 iniciou a regulamentação desses serviços, e desde a sua publicação foram feitas revisões e ampliação do escopo de atendimento. Historicamente, a contratação de serviços ancilares era feita quase exclusivamente por usinas hidrelétricas [11] que tem a característica a dependência de condições hidrológicas favoráveis para a produção de energia. Em 2018, com a crise hídrica e restrições de operação nas hidrelétricas, viu-se a necessidade de criação de um serviço ancilar para despacho das usinas térmicas visando a manutenção da Reserva de Potência Operativa (RPO). Além disso, as mudanças da matriz elétrica brasileira nos

últimos anos, com o aumento gradativo das fontes intermitentes como eólica e solar (Figura 1.4), evidenciam ainda mais a importância desses serviços para garantir o atendimento da demanda, com qualidade de energia e segurança. Assim, as usinas térmicas serão cada vez mais utilizadas para o fornecimento desses serviços ancilares, o que provavelmente também encarecerá a remuneração desses serviços. Para discutir novos serviços ancilares possíveis, a Consulta Pública nº 83/2021 foi aberta, com foco prioritário na questão de suporte de reativos fornecido por usinas eólicas e solares.

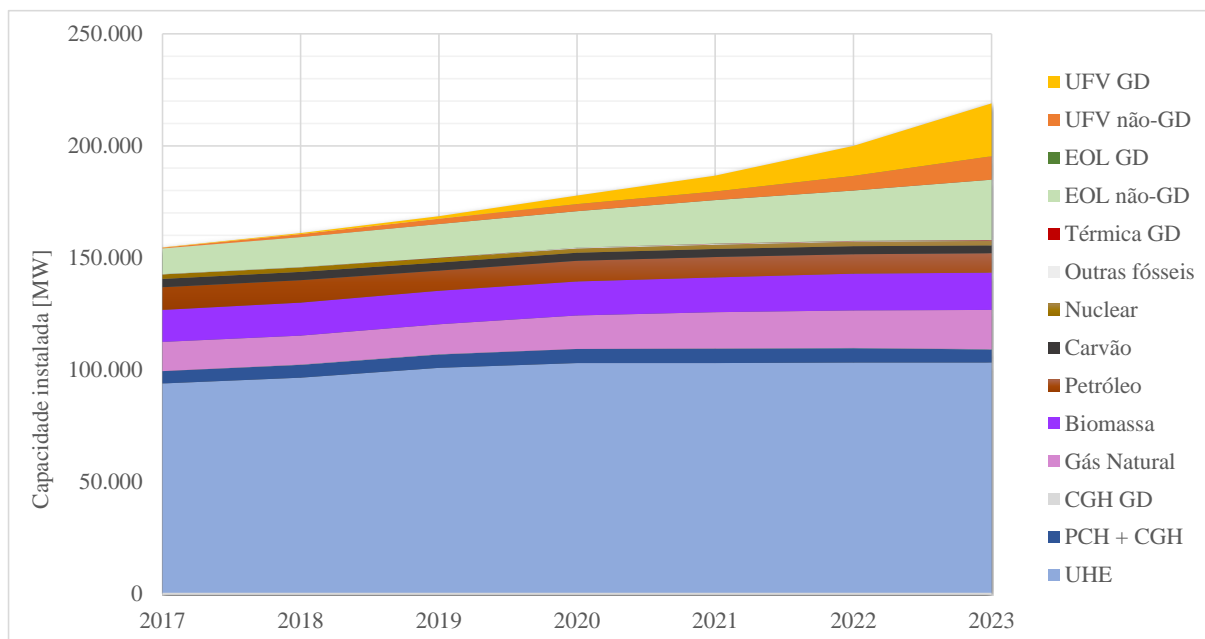


Figura 1.4 – Evolução da matriz elétrica brasileira 2017 – 2023. Fonte: MME [12]

Veículos elétricos e armazenadores de energia podem ser utilizados para fornecer esses serviços para a rede, porém hoje não há regulamentação para a utilização dos RED no sistema de distribuição de modo a fornecer Serviços Ancilares (SA) no Brasil. Conforme destacado em [13], apesar de individualmente a capacidade dos consumidores que possuem esses recursos instalados fornecerem suporte à rede ser pequena, coletivamente podem se tornar prestadores de serviços ancilares, se controlados de forma adequada. Por exemplo, os inversores de potência utilizados na geração distribuída, podem controlar o fornecimento de potência reativa para a rede, assim como os veículos elétricos podem ser conectados na rede para fornecer energia ativa em momentos de ponta, visando o nivelamento da carga. São necessárias estratégias de controle dos RED para que estes possam fornecerem serviços de suporte para o sistema.

Existem muitas possibilidades de prestação de serviços ancilares nesse cenário com cada vez mais tecnologia inserida na rede. Novos modelos de negócio já são realidade em mercados de outros países como Estados Unidos, Canadá, Austrália, Espanha, Portugal, Grã-Bretanha e

Itália. Apesar do Brasil ainda enfrentar barreiras regulatórias, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) já considera a perspectiva de contribuição de novas tecnologias na prestação de serviços ancilares, e a desvinculação desses serviços a uma determinada tecnologia ou segmento [10]. Também já é debatida a criação de um novo serviço ancilar que leve em consideração funções como controle rápido de frequência e a elevação do nível de curto-circuito local.

Como agente regulador do setor, a ANEEL vem buscando apoio da sociedade para enfrentar os desafios regulatórios nesse ambiente integrativo, complexo e desafiador. Em junho de 2021, foi aberta a Tomada de Subsídios 11/2021, com o objetivo de receber contribuições sobre modelos regulatórios para a inserção de RED, como armazenamento de energia, veículos elétricos e resposta da demanda, incluindo também microrredes e usinas virtuais [14]. A Consulta Pública nº 049/2021, criada para debater os projetos-pilotos de tarifas, chamados *Sandboxes* Tarifários, recebeu contribuições da sociedade de agosto a outubro de 2021. O objetivo é proporcionar, a partir de testes práticos, tarifas de energia adequadas e diferenciadas para os consumidores de baixa tensão adeptos das novas tecnologias, como os veículos elétricos, armazenadores de energia, e micro e minigeração distribuída.

De forma a almejar um mercado inteligente no futuro, aspectos técnicos, econômicos e regulatórios devem ser revistos e novos modelos devem surgir nesse contexto. Nessa tese, será utilizado como ponto de partida o modelo socioeconômico do mercado elétrico TAROT, cujos principais fluxos financeiros e de energia, entre os agentes do mercado são apresentados na Figura 1.5.

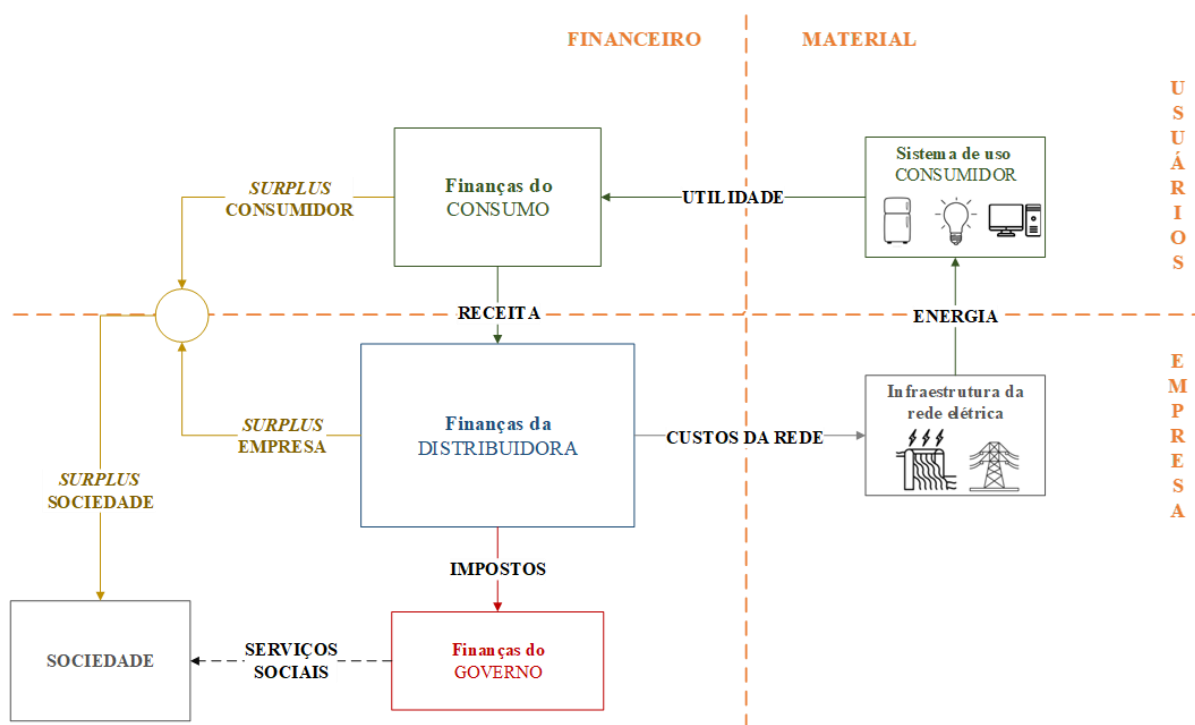


Figura 1.5 – Fluxograma do Modelo TAROT no mercado tradicional. Fonte: Autoria própria

No mercado de energia elétrica tradicional, no qual a distribuidora atua em um cenário de monopólio natural, a energia flui apenas em um sentido: a partir da infraestrutura de rede da concessionária até os sistemas de uso dos consumidores. O mesmo ocorre com o fluxo financeiro, que também é unidirecional, partindo dos consumidores para a concessionária que com a receita recebida arca com os custos da atividade e o pagamento dos impostos. Ambos os agentes, consumidores e distribuidora, buscam sempre maximizar o seu *surplus*, que é a diferença monetária entre o valor obtido com a atividade (consumo ou produção) e os custos do respectivo agente. O governo é representado no modelo através do recolhimento de impostos, e a maximização do bem-estar socioeconômico desse mercado é o objetivo do órgão regulador. As equações matemáticas e detalhamento desse modelo, serão apresentados na seção 3, e novos agentes serão inseridos para representar o mercado elétrico com os RED (seção 4).

Tais mudanças alteram profundamente as relações entre os agentes do mercado. Novas políticas e reformas de mercado são necessárias para encontrar um equilíbrio entre os interesses conflitantes dos proprietários de instalações de GD, empresas de distribuição e consumidores de energia em geral, e ainda o governo, uma vez que sob a tarifa de energia há incidência de impostos e encargos do Estado. Essas políticas devem permitir um ambiente de crescimento sadio e amadurecimento do setor, de maneira sustentável, de modo a reduzir a pobreza energética e agregar mais valor à sociedade como um todo. Porém, esse é um problema complexo, para o qual não existe solução simples. Por se tratar de energia elétrica, qualquer mudança impacta não apenas nos consumidores e concessionária, mas toda a cadeia de suprimento, empresas e negócios.

A tomada de decisões pressupõe a existência de modelos que permitem equacionar e avaliar os impactos futuros das medidas em análise. Nesse período de transição energética, um *framework* que considere as diversas possibilidades de negócio, modalidades tarifárias e que agregue os novos agentes é essencial para que os formuladores de políticas compreendam os efeitos da adoção de determinadas medidas a todos os agentes do setor.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo desta tese consiste em representar os novos agentes e possibilidades de transações do mercado elétrico inteligente no modelo socioeconômico de mercado TAROT, e analisar o impacto da penetração de recursos energéticos distribuídos e o bem-estar socioeconômico gerado com a inserção desses recursos na rede.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos da tese são:

- Equacionar os novos agentes do setor elétrico que serão adicionados ao modelo socioeconômico TAROT, como prossumidores e armazenadores de energia e agregadores.
- Incorporar ao modelo de mercado TAROT os novos agentes e possibilidades de negócio, de modo a avaliar o equilíbrio entre os *stakeholders* e a maximização do bem-estar socioeconômico.
- Determinar o limiar de penetração de recursos energéticos distribuídos no qual não ocorre desequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, e propor estímulos de modo que não haja esse desequilíbrio.
- Validar o modelo desenvolvido através de um estudo de caso com dados reais uma concessionária brasileira.

1.3 Contribuições e Limitações da Tese

Tendo em vista a ampla revisão da literatura realizada e apresentada no presente trabalho, essa tese busca auxiliar tanto o meio acadêmico como os agentes de decisão do setor elétrico com algumas contribuições inéditas, citadas a seguir:

- Equacionar novos agentes no modelo socioeconômico de mercado (TAROT), como os prossumidores, armazenadores de energia e agregadores, de modo a analisar qual o limiar de penetração de RED para que não haja desequilíbrios.
- Equacionar não apenas dos benefícios, mas também dos custos adicionais que os RED implicam na rede da concessionária.
- Utilização do modelo (TAROT) para a avaliação de cenários em um mercado inteligente.
- Avaliação de novos modelos de negócio que podem ser incorporados pelas distribuidoras nesse mercado com a crescente penetração de recursos inteligentes distribuídos.

Por tratar de uma representação simplificada da realidade, assim como todo modelo, no TAROT utilizado são feitas algumas generalizações e simplificações, que são destacadas a seguir:

- De modo a utilizar os dados reais das distribuidoras, referentes aos processos tarifários de ajuste e revisão disponibilizados pela ANEEL, são necessárias algumas

aproximações e simplificações para a adequação dos dados ao modelo socioeconômico do mercado elétrico (TAROT). No entanto, a perda em exatidão do modelo é compensada pela sua transparência e clareza didática, o que não ocorre nos processos tarifários.

- Os consumidores livres não estão sendo considerados no modelo.
- Os consumidores representados no modelo, de forma conjunta, são os cativos. Assim, a tarifa considerada no modelo é referente à média da tarifa dos grupos tarifários cativos (A e B).
- O equacionamento das perdas de energia considerando o efeito da GD e armazenamento, obtido na literatura, foi feito através de simulação no sistema 21 barras IEEE, devido a indisponibilidade de dados abertos da rede de distribuição das concessionárias brasileiras.
- A MMGD considerou apenas conexões de geradores solar fotovoltaicos, não levando em consideração outras formas de GD, como por exemplo biogás e eólicas, devido à grande representatividade da FV no mercado brasileiro atual.

1.4 Motivação da Tese

A motivação da tese consiste em estudar, de maneira profunda, a transformação que já está acontecendo no sistema elétrico, com a inserção cada vez maior dos RED nas redes das concessionárias, sob uma ótica além dos aspectos puramente técnicos, que apesar de necessários já são amplamente abordados na literatura.

Com a inserção cada vez maior de RED é essencial que sejam discutidos os seus impactos econômicos e sociais, de modo a compreender o potencial dessas tecnologias de agregar bem-estar socioeconômico para a sociedade como um todo, considerando os diversos agentes envolvidos nesse cenário.

O grande diferencial da utilização do modelo TAROT é a representação do consumidor através da função utilidade, além da representação dos parâmetros da concessionária, investidores e governo, permitindo calcular os ganhos da sociedade. É possível observar, para cada cenário, se determinada ação se apresenta como benéfica para todos os agentes envolvidos, além de gerar um bem-estar socioeconômico no mercado de energia maior do que havia anteriormente. Se ao realizar a análise, os ganhos para a sociedade em geral foram menores, não vale a pena implementar a medida desejada.

Além disso, conforme destacado nos trabalhos [15]–[17] o Brasil possui um sistema elétrico com uma grande diversidade, com características socioeconômicas muito diferentes, de modo que os resultados de determinadas políticas, diferem muito de uma área de concessão pra outra.

Porém, as políticas propostas pela ANEEL são aplicadas para todo o país, o que acaba não sendo muito eficiente por um lado, mas deixa as regras mais claras de serem compreendidas por outro. Com a possibilidade de replicar os resultados dos processos tarifários da distribuição no modelo TAROT, pode-se avaliar os diferentes impactos de determinada decisão, para as várias áreas de concessão existentes. Isso é de extrema importância, uma vez que uma política pública, principalmente relacionada a energia elétrica, impacta não apenas nos consumidores e concessionária, mas a sociedade como um todo.

Um mercado inteligente deve buscar uma região ótima de solução de todos os agentes e equilibrar a sobrevivência saudável da distribuição com a expansão das redes elétricas e suas novas tecnologias. Para isso, não existe hoje, um *framework* que permita a otimização desse mercado e suas novas possibilidades.

1.5 Estrutura da Tese

De forma a atingir os objetivos propostos, esta qualificação tese será organizada em sete capítulos.

Uma revisão sistemática da literatura é realizada no Capítulo 2, de modo a apresentar o estado da arte do tema proposto. Essa revisão de literatura aplicada é dividida em três partes: novas possibilidades de modelos de negócio, modelos econômicos utilizados na avaliação do mercado inteligente de energia e métodos de otimização multiobjetivo no contexto da tese. É verificado que ainda há uma lacuna na literatura a ser preenchida, pois ainda não existem modelos que sejam capazes de agregar as novas possibilidades devido a inserção de RED na rede, e analisar sob uma visão econômica, regulatória, os impactos na geração de bem-estar para a sociedade, e nos demais *stakeholders*.

No Capítulo 3, o modelo econômico do mercado elétrico, TAROT, que é utilizado nesta tese é apresentado, assim como as principais variáveis que o compõe no mercado tradicional de energia, isto é, sem a consideração de prossumidores, armazenadores de energia e todas as novas possibilidades de transações no mercado inteligente. Inicialmente o modelo é descrito em detalhes. Após o entendimento do modelo atual, no Capítulo 4 serão apresentados os novos agentes e possibilidades que serão agregadas ao TAROT.

A aplicação do modelo proposto, utilizando valores reais de uma empresa de distribuição brasileira, é desenvolvido no Capítulo 5 desta tese. São apresentados todos os dados e premissas utilizadas na modelagem, assim como os resultados obtidos e as discussões.

No Capítulo 6 é apresentada uma visão integrada das possibilidades e desafios para o setor, que incluem os aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e financeiros.

No Capítulo 7 serão feitas considerações filosóficas sobre ciência e tecnologia, sociedade e meio ambiente na transição do setor elétrico, com o objetivo levantar reflexões que, apesar de fugirem do campo puramente técnico, envolvem questões extremamente relevantes e que devem ser debatidas e consideradas pelos tomadores de decisão. Também serão apresentadas as conclusões acerca do desenvolvimento apresentado nessa tese buscando responder de maneira clara e sucinta como os objetivos específicos serão alcançados, bem como apresentam-se as próximas etapas do trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Esse capítulo é dedicado a apresentar uma revisão da literatura, que consiste em um método para avaliar, interpretar e resumir os trabalhos relevantes disponíveis na área de pesquisa de interesse, de forma justa e replicável [18]. Dentre as várias razões para se realizar essa revisão, é fornecer uma base teórica sobre o que está sendo pesquisado no mundo a respeito de modelos econômicos que considerem a inserção dos RED, e assim ressaltar as lacunas existentes nas pesquisas atuais.

Para iniciar a revisão, foram definidas as questões de pesquisa (QP) a serem respondidas:

QP1) Quais os principais impactos nos modelos de negócio das concessionárias com o aumento da penetração dos recursos energéticos distribuídos na rede? Quais as mudanças no modelo de negócio foram verificadas, e como podem contribuir na discussão no Brasil?

QP2) Quais as características dos modelos econômicos utilizados na literatura para avaliar o mercado inteligente e suas novas possibilidades?

QP3) Como os métodos de otimização multiobjetivo tem sido empregados visando a resolução dos *trade offs* em um ambiente com múltiplos agentes e interesses?

Para responder às questões de pesquisa, foram realizadas buscas nas bases de dados *Web of Science* e *Scopus*. Destaca-se que nos temas pesquisados, em todas as buscas, a base de dados *Scopus* apresentou uma quantidade de trabalhos significativamente superior, apresentando diversos trabalhos publicados em congresso. Já na base *Web of Science*, a maioria dos resultados das buscas foram periódicos publicados em revistas. Não foi imposta restrição na data da publicação, e todos os trabalhos avaliados foram de língua inglesa. A pesquisa foi realizada usando palavras-chave combinadas com operadores (AND e OR), conforme apresentado a seguir:

- Busca 1: ("business model" AND ("smart energy" OR "renewable energy" OR "smart grid") AND (utility OR utilities))
- Busca 2: (("economic market model" OR "smart market" OR "economic framework") AND ("renewable energy" OR "distributed energy sources" OR "distributed generation"))
- Busca 3: ((multi-objective or multiobjective) and ("distributed energy resources" or "renewable energy" or "hybrid generation") and ("energy market" or "electricity market"))

Nas buscas realizadas, as palavras-chave com operadores apresentados deviam estar presentes no título, resumo ou palavras-chave do trabalho. Após o levantamento de todos os trabalhos publicados, foi feita uma etapa de verificação dos artigos selecionados através do resumo, e foram eliminados aqueles que, apesar de aparecerem na busca, o tema central não estava alinhado com a investigação dessa revisão sistemática. Depois dessa etapa, os resultados de cada base de dados foram comparados, e os trabalhos duplicados foram eliminados. A Figura 2.6 contém um fluxograma contendo as etapas realizadas, para cada busca, de modo a definir a amostra final.

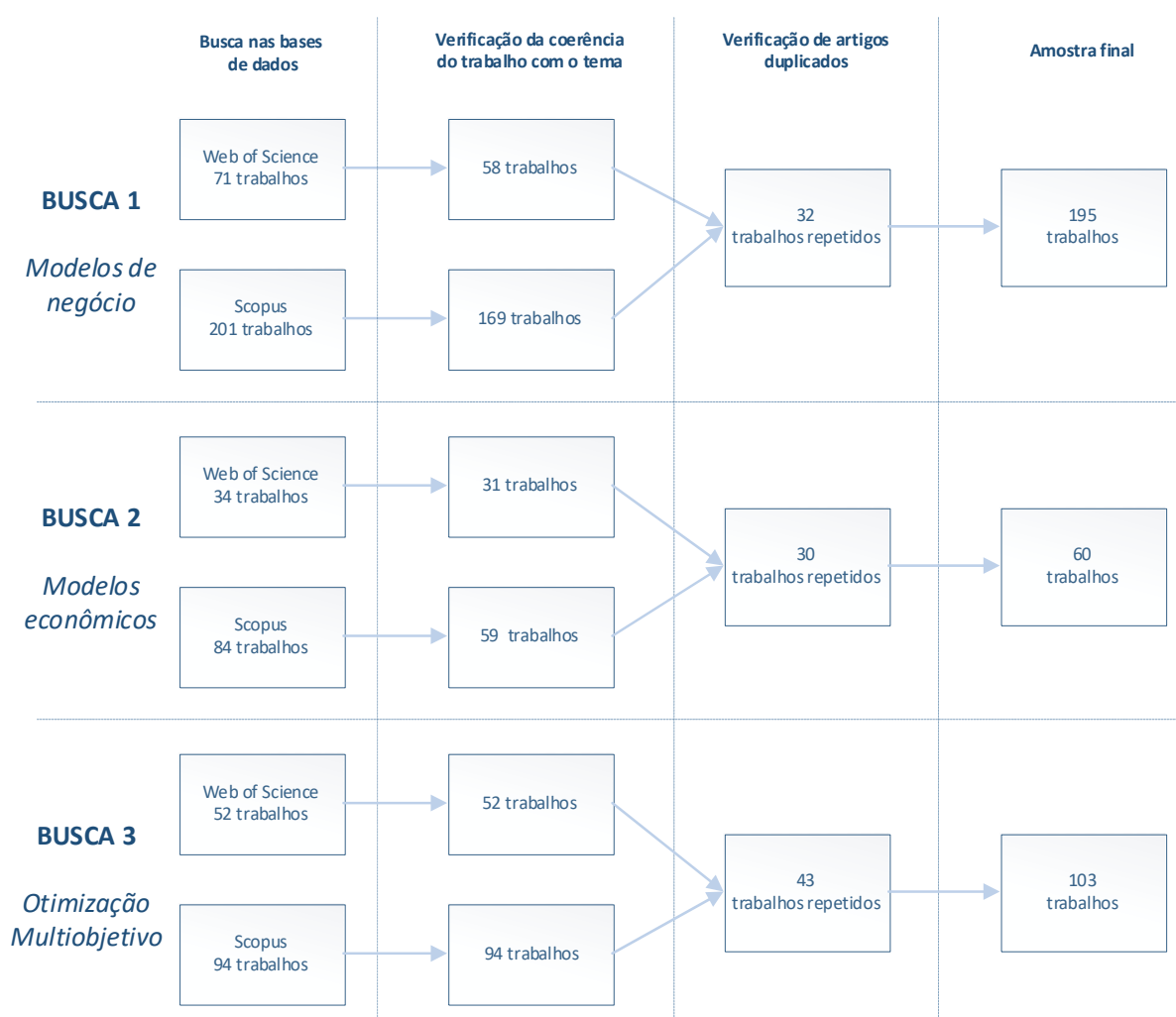


Figura 2.6 – Fluxograma das amostras da revisão da literatura. Fonte: Autoria própria

Os dados foram inicialmente tratados no Excel, o que permitiu uma organização das principais informações do artigo, como título, autores, ano de publicação, local de publicação, número de citações, resumo e país de origem. Em seguida foram obtidas as versões completas dos trabalhos mais alinhados com o tema da tese, pois apesar de vários artigos possuírem as

palavras-chave da busca, muitos deles tinham como tema central aspectos puramente técnicos, que apesar de indispensáveis para o avanço dos RED, não é o foco desse trabalho.

Conforme feito em [19], um mapa mundial dos quartis de publicação foi produzido utilizando o *software* multiplataforma de sistema de informação geográfica QGIS 3.16.11. A distribuição do quartil, divide o conjunto de dados em quatro partes iguais, e assim cada parte representa 1/4 da amostra. Cada quartil pode ser calculado segundo a equação:

$$Q_k \leq \frac{k \sum np}{4} \quad (2.1)$$

onde k é o a ordem do quartil de 1 a 4, e $\sum np$ é total de publicações do país com mais trabalhos. Assim, os países foram divididos conforme a quantidade de publicações encontradas nessa revisão sistemática, onde os países do primeiro quartil Q1 são os que possuem o menor número de publicações, enquanto os países destacados em azul escuro na Figura 2.7, pertencem ao quarto quartil que é aquele com a maior concentração de artigos. A seguir é apresentado o mapa global dos quartis de publicações, de modo a destacar as regiões de maior interesse no tema. Os países em branco, não tiveram publicações consideradas na revisão sistemática realizada.

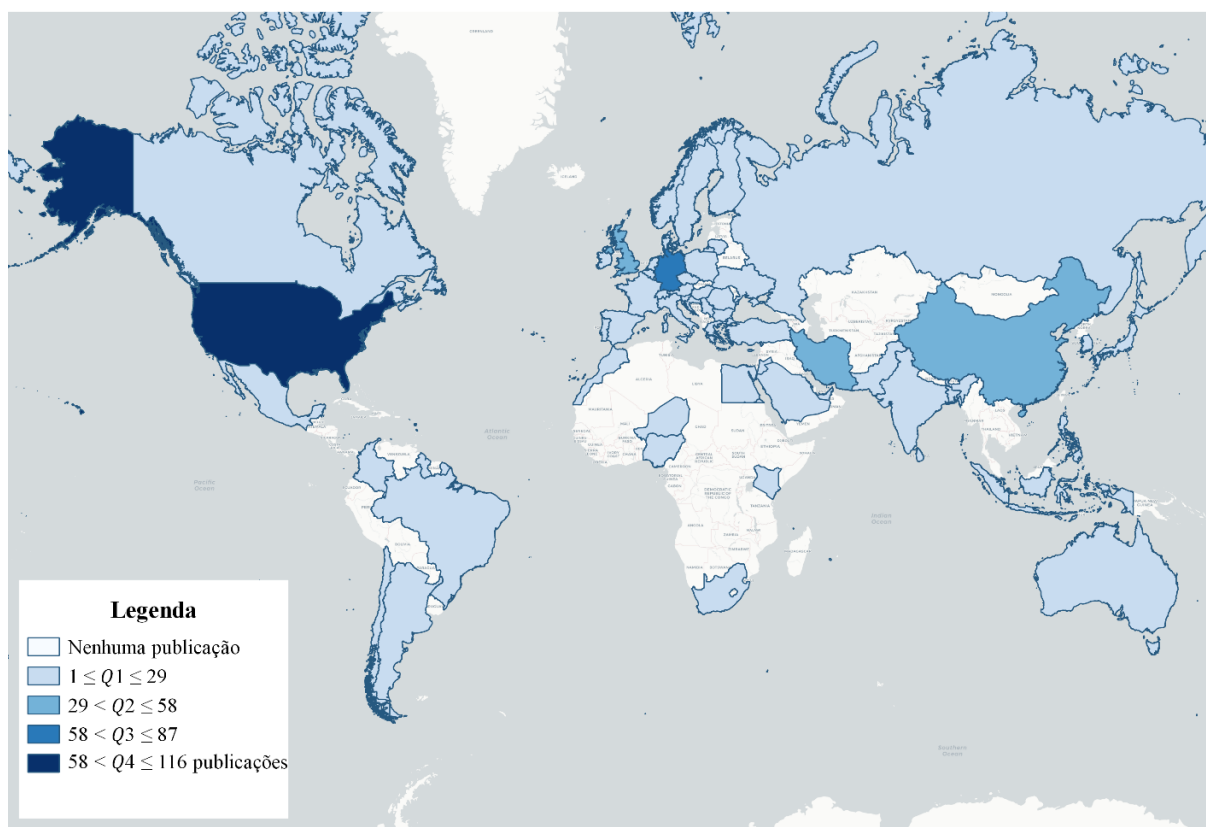


Figura 2.7 – Distribuição das publicações por quartis entre os países. Fonte: Autoria própria

Nesta revisão, os Estados Unidos lideraram as publicações, nas buscas realizadas, com 116 trabalhos. Também são destaque a Alemanha, China, Reino Unido (foi considerado a Inglaterra

ainda pertencente ao Reino Unido, pois na base de dados *Scopus* vários artigos estavam nessa configuração) e Irã. O Brasil possui 13 trabalhos na busca realizada, e estes serão tratados com maior detalhamento no decorrer do capítulo.

Utilizando o *software* VOSviewer, que é uma ferramenta para construção e visualização de redes bibliométricas, foi elaborado um mapa com coocorrência das palavras-chave dos trabalhos pesquisados. A Figura 2.8 apresenta as palavras-chave que tiveram um número mínimo de 8 ocorrências. Das 1754 palavras-chave, 57 atingiram o limite mínimo de ocorrências.

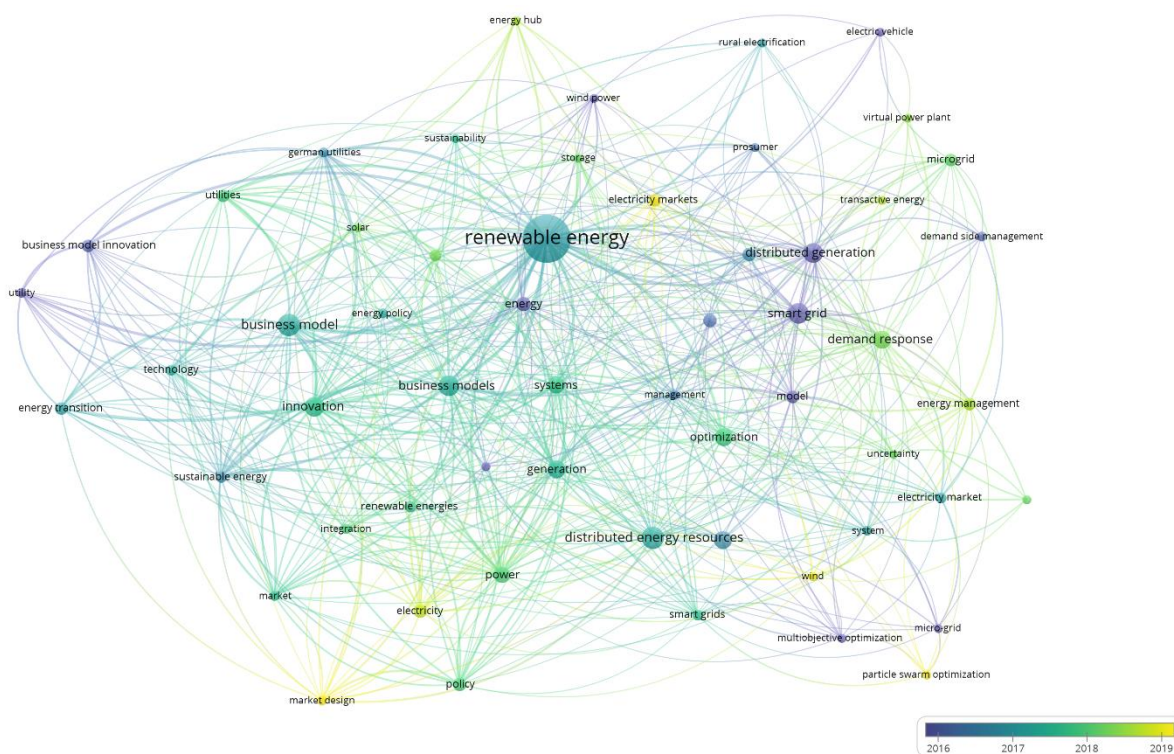


Figura 2.8 – Coocorrência de palavras-chave nos trabalhos. Fonte: Autoria própria

Nos itens a seguir, são apresentados os principais aprendizados e resultados obtidos com a revisão de literatura realizada, buscando responder cada uma das questões de pesquisa elaboradas.

2.1 Novos Modelos de Negócio

Conforme destacado em [20], o setor elétrico está passando por uma transição energética que inclui novos fenômenos, como uma complexa interação entre diversos recursos energéticos distribuídos, o declínio dos modelos de negócio e tecnologias já estabelecidas, divergências econômicas e políticas entre os principais agentes envolvidos, além do grande desafio técnico de garantir o funcionamento e bom desempenho do setor elétrico, integrando os novos dispositivos na rede.

Nesse cenário, uma compreensão dos novos modelos de negócio que podem ser desenvolvidos, devido a penetração dos RED na rede da concessionária, é essencial para que uma modelagem econômica seja realizada de modo a representar essas novas possibilidades, que não estão presentes no modelo atual do setor de distribuição de energia, estritamente baseado na remuneração do fio. A Tabela 2.1 contém os artigos mais citados encontrados na pesquisa, que possuem mais de cem citações cada. Nota-se que a busca 1, a respeito dos modelos de negócio, foi a com maior número de resultados (Figura 2.6) e, os trabalhos possuem muitas citações, apesar de relativamente recentes. Isso é indicador de interesse no tema nos últimos anos pelos pesquisadores. Em seguida, serão destacados os trabalhos que mais estão alinhados com a proposta desta tese, assim como suas principais conclusões.

Tabela 2.1 – Artigos com mais citações na busca de novos modelos de negócio

Ref.	País	Ano publicação	Nº citações	Ênfase do trabalho
[21]	Austrália e EUA	2016	159	Estudo de modelos de negócios como impulsionadores da transição do sistema de energia com foco na redução das emissões de carbono
[22]	Finlândia e China	2017	139	Comercialização de tecnologias de energia renovável na Finlândia
[23]	USA	2016	131	Planejamento de tecnologia para modelo de negócios emergentes e integração regulatória: o caso de veículos elétricos
[20]	Suíça	2018	128	Análise da transição energética e suas implicações no âmbito da pesquisa e formulação de políticas
[24]	Alemanha	2016	118	Revisão dos motivadores, barreiras e oportunidades de modelos de negócios para energias renováveis
[25]	Hungria	2018	115	Evolução dos modelos de negócios fotovoltaicos
[26]	Espanha	2018	111	Estudo de arquiteturas de múltiplas micro redes e comparação dos modelos de negócio, confiabilidade, custos, entre outros.
[27]	Portugal e Alemanha	2018	103	Percepções para a formulação de políticas de mercado para distribuição inteligente de eletricidade
[28]	Suíça	2016	102	Desafios da transformação do modelo de negócios de distribuidoras suíças e alemãs
[29]	USA	2017	100	Revisão empírica e análise de modelos de negócios para recursos de energia distribuída

O trabalho [21], com maior número de citações na busca realizada, destaca que é necessário inovar nos modelos de negócios, para que a transição do mercado centralizado atual em um cenário de recursos distribuídos integrados, atenda às necessidades das metas ambientais na velocidade desejada, com destaque às emissões de carbono. Quanto maior for a penetração de RED, mais desestabilizados os modelos tradicionais das concessionárias serão, mas apesar de tratar-se de um cenário desafiador, também traz oportunidades para desenvolvimento de modelos de negócio com foco na participação ativa por parte dos clientes.

A revisão da literatura sobre modelos de negócios mostra que existem duas escolhas básicas: modelos de negócios do lado da utilidade e modelos de negócios do lado do cliente. Em [30] os autores descrevem que essas duas abordagens seguem uma lógica muito diferente de criação de valor: modelos de negócio do lado da concessionária se baseiam em um pequeno número de grandes projetos, enquanto que os voltados para o consumidor, são um grande número de projetos pequenos. O artigo revela que em geral, na Alemanha, os planos para as distribuidoras de energia já estão mais avançados, e os focados no cliente ainda em estágio inicial de desenvolvimento.

Alinhado com a tendência de empoderar cada vez mais os consumidores, Rodríguez-Molina *et al.* em [31], trata dos modelos de negócios orientados ao prossumidor, apresentando os pontos fortes e fracos. A Figura 2.9 destaca os principais modelos no mercado de eletricidade tradicional e as possibilidades de modelos inovadores para os consumidores. É destaque no estudo de Cardenas *et al.* [32] que a participação do consumidor vai desempenhar um papel fundamental no futuro próximo, e requer o desenvolvimento de modelos que incluem a auto-geração e venda da energia excedente para as concessionárias.

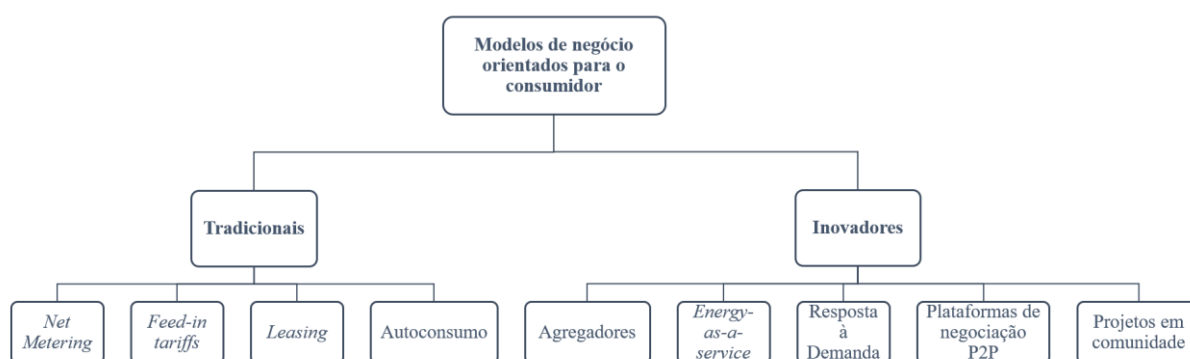


Figura 2.9 – Modelos de negócio orientados para o consumidor. Fonte: Autoria Própria

O documento [33] explora e identifica as principais oportunidades e desafios para modelos de negócios focados nos prossumidores no Reino Unido. Destaca-se que o panorama regulatório, financeiro e de governança, ainda focado no mercado tradicional de energia, inibe esses modelos de negócios emergentes em muitos casos. Hamwi e Lizarralde tratam no artigo [34] de uma revisão acerca dos diferentes modelos de negócios existentes visando a transição energética, agrupando-os em três grupos: os que o próprio consumidor adquire os recursos distribuídos, tornando-se um prossumidores e adere por exemplo a programas de resposta a demanda; o que um terceirizado oferece serviços ao consumidor, ao invés de um produto, como por exemplo no financiamento, instalação e manutenção de um sistema de GD no local do consumidor;

e o que os recursos são agrupados e compartilhados em comunidade, como por exemplo um sistema distribuído entre as casas dos participantes.

Segundo [35], uma questão importante é se as distribuidoras irão se beneficiar ou perder com a implantação de redes inteligentes, uma vez que o seu modelo de negócio tradicional está sob risco. Assim, o trabalho busca explicar sob que circunstâncias essa inserção de tecnologia na rede terá um efeito positivo ou restritivo na inovação do modelo de negócio das empresas.

Em [36] conclui-se que as empresas poderiam se beneficiar muito se não tratassem os painéis fotovoltaicos apenas como mais uma fonte de geração de eletricidade em competição com as fontes tradicionais, mas sim como uma oportunidade estratégica no mercado de GD e serviços. A geração solar fotovoltaica distribuída (FV) pode funcionar como uma base para a inovação do modelo de negócios em novos mercados em crescimento, como eficiência energética e armazenamento distribuído.

A regulamentação baseada em modelos de negócio tradicionais (Figura 2.9) é vista como uma barreira aos investimentos em [27]–[29] além da existência de uma cultura corporativa com resistência à mudança também ser observada [27], desafiando a integração de novas tecnologias e processos em redes inteligentes. Em [25] são identificados através de uma revisão as principais barreiras que dificultam a difusão de soluções dos RED, e conclui-se que são necessárias soluções inovadoras para os modelos de negócio.

Diversos estudos focaram em experiências verificadas em diferentes países. Em [37] foram investigados novos modelos de negócio das concessionárias alemãs, considerando o aumento das fontes renováveis, e verificou-se que as concessionárias desenvolveram modelos de negócios viáveis para a geração de energia renovável em grande escala, porém, carecem de modelos adequados para as fontes renováveis em pequena escala. No estudo [38] foi aplicado o conceito de inovação dos modelos de negócios para uma distribuidora na Áustria, e concluiu-se que a adaptação a essa nova estrutura do setor é essencial para dominar os desafios da transição energética.

As barreiras existentes para a mudança das concessionárias de ativos tangíveis para intangíveis são estudadas em [28] a partir de empresas de serviços públicos suíças e alemãs. Em [27] são investigados os desafios e oportunidades na Alemanha e Portugal, de acordo com *workshops* realizados entre os anos de 2016 e 2017. Como resultado, foi observada uma cultura corporativa com resistência à mudança, desafiando a integração de novas tecnologias e processos. Nesse trabalho, a regulamentação tradicional também foi vista como uma barreira aos investimentos em redes inteligentes. Na Califórnia, o modelo de negócios de propriedade de terceiros foi estabelecido com êxito e atualmente está se espalhando para outros mercados. Em

[39] é feito um estudo de uma empresa na Holanda utilizando esse modelo, e destaca-se que apenas aplicar um solução bem sucedida de outro país, não garante o seu processo de difusão. São necessárias adaptações do modelo para atender o novo mercado.

Dentre todos os resultados da busca realizada, com o objetivo de aprofundar nos novos modelos de negócio proporcionados pela penetração dos RED na rede, apenas dois trabalhos brasileiros foram encontrados. No primeiro, Ramos *et al.* [40] explorou modelos de negócio que sejam factíveis os para consumidores de média e baixa tensão, analisando as oportunidades e riscos associados. A abordagem realizada considera mecanismos de resposta à demanda, de modo a mitigar possíveis riscos de mercado associados às características de intermitência das fontes renováveis mais comuns, eólica e solar. São propostos modelos de negócios para atender às questões dos pequenos consumidores como parte do programa de resposta à demanda, sendo dois desses modelos possíveis de serem aplicados considerando as regras atuais, enquanto os demais necessitam de algumas mudanças regulatórias, e poderiam ser aplicados no futuro, em mercados mais maduros.

Já no segundo, o trabalho de Ney *et al.* [8] conclui que apesar de haver um consenso de que com a conexão das novas tecnologias na rede exigirão papéis inovadores das empresas de distribuição, a regulação atual ainda é muito distante dessa realidade. É necessária a compreensão sobre a transformação do papel da distribuição para uma reforma do modelo de negócios da distribuidora. Conclui-se que com essa transformação será possível reduzir as preocupações sobre o aumento das tarifas de energia e subsídio cruzado, assim como de redução do lucro dos acionistas das empresas distribuidoras.

Nota-se na pesquisa realizada que há um consenso na literatura de que as concessionárias enfrentarão novos desafios em sua forma de fazer negócios. Devido às diferenças econômicas, políticas e regulatórias de cada país, os modelos adotados tendem a variar, de modo a se adequar ao novo cenário e a realidade enfrentada, conforme concluído por Gabriel e Kirkwood em [41]. Os modelos de negócio dos países em desenvolvimento e dos industrializados irão diferir em alguns pontos, segundo a análise feita em [24]. Enquanto nos países industrializados as mudanças e oportunidades são impulsionadas por melhorias na eficiência energética e redução das emissões de carbono, umas das principais barreiras são altos custos dos sistemas de armazenamento para a disseminação dos RED. Já nos países em desenvolvimento, vários fatores que impulsionam novos modelos de negócios, e são mais específicos para a realidade de cada país. Um ponto muito importante é que muitas vezes as necessidades básicas ainda não são atendidas, como por exemplo o acesso universal a energia elétrica e o atendimento de redes rurais.

O Brasil, apesar do órgão regulador determinar as diretrizes e regras a serem seguidas por todas as distribuidoras, as áreas de concessão divergem muito umas das outras, seja pela área, número de consumidores, renda per capita, e até mesmo a incidência de impostos, como por exemplo o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Atualmente, todos os estados brasileiros possuem a isenção de ICMS para a energia solar distribuída, de acordo com as diretrizes do Convênio 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), para projetos de até 1MW de geração fotovoltaica distribuída nas modalidades autoconsumo local e remoto [42]. Porém, o modo de aplicação dessa isenção, varia de acordo com a unidade federativa, e por representar uma das maiores alíquotas de imposto que incide na conta de energia, é um fator que impacta na atratividade dos projetos.

Enquanto em grande parte dos estados a isenção desse imposto ocorre apenas na parcela da tarifa referente a energia consumida, Minas Gerais, através da Lei 22.549/17, concedeu a isenção de ICMS tanto na parcela referente a energia consumida, quanto na parcela de uso do sistema de distribuição e ainda expandiu os benefícios para projetos de até 5MW e adicionou as modalidades de geração compartilhada e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras [43]. Essa isenção que iria até o ano de 2022, foi prorrogada por mais 10 anos, porém a partir de 2029 essa isenção começará a ser parcial. A tributação é uma questão que exige atenção dos agentes do setor, uma vez que é constantemente atualizada e alterações na incidência de impostos tem grandes impactos na expansão ou retração da MMGD [44].

Os impactos referentes ao aumento dos RED na rede podem ser positivos ou negativos, dependendo das características do sistema [40]. As concessionárias não têm controle da GD, o que gera uma incerteza associada a penetração dessas tecnologias na rede. Além disso, as fontes de geração mais utilizadas, fotovoltaica e eólica, possuem a intermitência como característica, o que as tornam não despacháveis, aumentando ainda mais os desafios dos operadores do sistema. Verificou-se que os modelos de negócios mais comuns são relacionados a implantação de sistemas de gerenciamento de energia e resposta à demanda, armazenamento de energia e recursos de energia distribuída fotovoltaica solar.

A aplicação de políticas de flexibilidade de carga, também conhecidas como resposta à demanda, pode ser definida como a mudança no uso de energia pelos consumidores finais, que modificam seus hábitos em resposta a uma tarifa dinâmica. Aliado a isso, pode-se pensar em novos agentes do mercado, como por exemplo os agregadores que representarão um conjunto de prosumidores, a criação de usinas virtuais e a prestação de serviços ancilares. Desta forma, diversas oportunidades de negócios surgem como uma alternativa para os prosumidores promoverem serviços de apoio para sistemas de distribuição [8].

Nota-se que em todos os casos, será exigido um papel ativo da distribuidora na gestão da energia e o consumidor tende a ser cada vez mais empoderado. Assim, a partir da criação de programas de estímulo à GD nos locais de interesse, aliado a informações bem esclarecidas, e incentivo a novos hábitos que trazem retorno financeiro, o mercado responde de forma positiva: o prosumidor ganha, e conseqüentemente a concessionária também, já que melhores práticas, tenderão a gerar mais economia, e desse modo, todo o sistema é beneficiado.

Uma das observações feitas pelos autores em [29], que traz implicações importantes para os formuladores de políticas e reguladores, é que com a diminuição contínua dos custos, inovação tecnológica e mudanças nas políticas e nos cenários regulatórios, conclui-se que os modelos de negócios do futuro provavelmente serão muito diferentes dos modelos de negócios de hoje. Além disso, o desenvolvimento e amadurecimento desses novos modelos dependem do caminho regulatório criado pelos agentes reguladores, no caso brasileiro, pela ANEEL. Por isso, o desenvolvimento de um modelo econômico que permita simular os cenários antes da tomada de decisão é tão importante, e esse modelo deve ser capaz de capturar não só as conseqüências do ponto de vista da distribuidora, mas da sociedade como um todo.

2.2 Modelos Econômicos do Mercado Elétrico

A avaliação do mercado elétrico inteligente é tema de alguns trabalhos encontrados na literatura. De modo a compreender quais as características dos modelos econômicos utilizados na avaliação desse novo mercado, a busca 2 foi realizada.

Com a penetração de recursos distribuídos, uma oportunidade de comercialização de energia por parte do prosumidores é verificada. Em [45], a teoria dos jogos é utilizada para modelar os mercados de energia do futuro. Uma grande dúvida nesse novo mercado é de quanto o consumidor que injeta o excedente gerado na rede deve receber pela energia. No estudo [46], uma estrutura econômica para analisar a compensação é apresentada, considerando que os preços pagos aos proprietários de RED sejam baseados nos custos econômicos evitados pela concessionária ao comprar a energia do prosumidores, resultando em decisões eficientes.

Um sistema multiagente foi desenvolvido na plataforma de código aberto Java Agent Development Framework, conhecida como JADE, no estudo [47]. Visando o equilíbrio entre a demanda e a geração, que se torna mais complexa devido a intermitência das fontes de GD, um conjunto de RED são gerenciados localmente, de modo a minimizar o custo da energia, através de um agente agregador.

Uma abordagem baseada no mercado chamada Next Generation Marketplace (NGM) é apresentada como uma resposta e solução potencial para os desafios de integração dos RED em [48]. O documento apresenta vários aspectos do NGM, como fundamentos e pilares subjacentes, uma ilustração prática por meio de um caso de uso detalhado e recomendações sobre a infraestrutura de TI correspondente. O documento conclui que uma abordagem NGM é uma etapa necessária a evolução em direção aos mercados mais inteligentes, mas ainda requer evoluções de regulamentação.

O objetivo das microrredes é melhorar a flexibilidade e resiliência do sistema durante condições normais e de emergência. Em [49] é proposto um arcabouço realista a respeito das microrredes com a expansão do conceito ao longo do tempo inspirado na Teoria das Opções Reais.

As tarifas atuais falham em fornecer sinais de preço eficientes para o consumo de eletricidade, e no incentivo de RED, de uma maneira socialmente benéfica. Assim, o estudo [50] destaca que uma revisão das tarifas de modo a refletir com precisão os custos está se tornando uma tarefa urgente. Destaca-se a necessidade de determinação dos custos relacionados às externalidades ambientais, na maioria das vezes deixados de lado nas análises do mercado de energia. Em [51], as tarifas de energia também são destaque de pesquisa. Este estudo apresenta uma estrutura econômica genérica para avaliar novos projetos de tarifas. Os resultados sugerem que as tarifas com variação de locacional removem todos os efeitos de subsídios cruzados, além de reduzirem a conta de eletricidade de prossumidores e consumidores, e podem incentivar melhor a adoção de RED em locais que minimizam os custos em nível de sistema.

Em [52] uma revisão abrangente de estudos que examinam a viabilidade técnico-econômica de sistemas de energia híbridos de pequena escala é apresentada. Conclui-se que a abordagem mais comum para a análise da viabilidade é comparar os custos de tempo de vida anualizados com a produção de energia esperada e escolher o sistema com o menor custo por produção. Apesar de prático, esse tipo de análise de custo-benefício perde outras decisões de produção e consumo que são feitas simultaneamente ao adotar um sistema de energia híbrido. Assim, é proposto, baseado na teoria da produção e da utilidade, um modelo pode ser aplicado para orientar a tomada de decisão de um consumidor híbrido no setor residencial dos EUA.

Uma abordagem de flexibilidade de mercados é realizada em [53] e [54]. Enquanto o primeiro foca em conceitos de mercado inteligente e utilização aplicação da plataforma inteligente de mercado denominada Altdorfer Flexmarkt, o segundo foca nos efeitos dos subsídios para energia renovável no resultado de mercado. Os autores mostram que os subsídios podem causar distorções de mercado e levar a uma seleção ineficiente de opções de flexibilidade para resolver os congestionamentos da rede.

Notou-se que nenhum dos modelos econômicos propostos em toda a revisão de literatura se assemelha com o modelo TAROT, permitindo uma análise completa de todo o mercado de eletricidade e não apenas um ou outro agente.

2.3 Otimização multiobjetivo

A busca 3 teve como premissa encontrar na literatura a utilização de métodos de otimização multiobjetivo em um mercado inteligente de energia, de forma a encontrar um equilíbrio entre os interesses de todos os agentes envolvidos nesse mercado ainda em desenvolvimento. Apesar de 103 artigos terem sido encontrados nas bases de dados utilizadas, nota-se que o tema central da maioria desses artigos abordava aspectos puramente técnicos. Conforme apresentado na Figura 2.10, a coocorrência entre as palavras-chave mercado de eletricidade e otimização multiobjetivo aparece em apenas um artigo [55], de 2020, porém o estudo traz um problema de otimização multiobjetivo para maximizar os lucros de fornecedores e compradores e minimizar as incertezas da energia solar e eólica, não abordando questões importantes consideradas nessa tese, como armazenamento de energia, bem-estar socioeconômico e impactos ambientais.

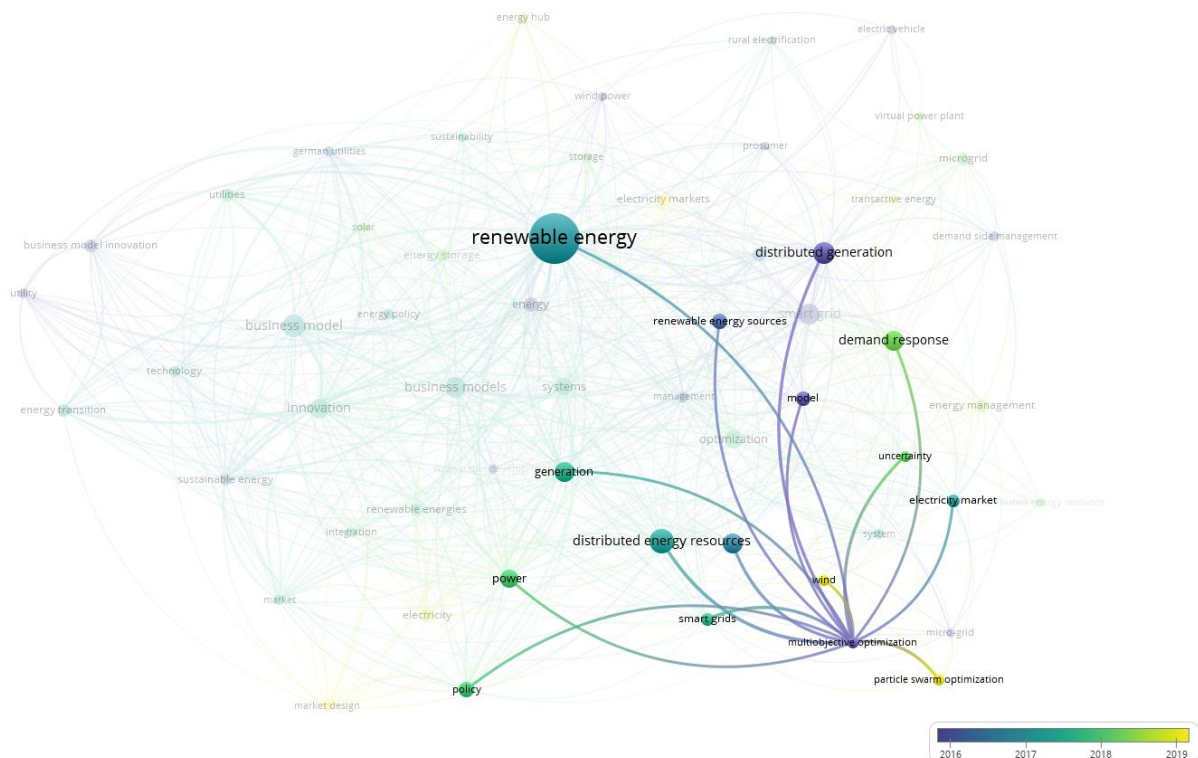


Figura 2.10 – Coocorrência das palavras-chave na busca 3. Fonte: Autoria própria

Em [56] é fornecida uma análise abrangente sobre as pesquisas recentes relacionadas à otimização e simulação no novo paradigma de sistemas de potência com a inserção dos RED.

Devido aos vários desafios que surgem em um contexto onde mais inteligência é adicionada ao sistema, o trabalho analisou a importância da gestão desses recursos, visto como um grande desafio nas pesquisas. Essa pesquisa conclui que o estudo da integração da geração renovável distribuída, resposta à demanda, veículos elétricos ou mesmo agregadores no mercado de eletricidade ainda é muito escasso. São necessários modelos e ferramentas adequados para lidar com as incertezas dos novos recursos, como veículos elétricos e GD. O trabalho destaca que os novos caminhos de pesquisa necessários para cobrir lacunas existentes nos próximos anos.

Dentre a amostra de artigos verificada, apenas cinco trabalhos na busca por métodos de otimização multiobjetivo e que consideram o mercado elétrico com suas novas características inteligentes, abordaram o bem-estar social nos seus modelos. Esses trabalhos estão destacados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Artigos que consideraram o bem-estar social nos seus modelos

Ref.	País	Ano	Citações	Ênfase do trabalho
[57]	Irã	2020	64	Esquema baseado em custo-emissão para a programação conjunta de energia e reserva
[58]	Inglaterra	2020	43	Projeto de política de baixo carbono ótimo no mercado de energia através de um modelo de Stackelberg.
[59]	Portugal	2017	14	Avaliação de programas de resposta a demanda a partir de problema multiobjetivo
[60]	Índia, Singapura, Emirados Árabes	2020	34	Abordagem multi-restrita integrada para empresas de geração no mercado de energia
[61]	Índia	2017	26	Otimização multiobjetivo para determinar a localização ótima dos geradores eólicos

Apesar das diversas vantagens com as microrredes, a complexidade do sistema aumentará consideravelmente. Para enfrentar os desafios operacionais associados a essas novas tecnologias, Gazijahani *et al.* [57] apresenta um esquema inovador baseado em custo-emissão é proposto para programação conjunta de energia e reserva, com o objetivo de maximizar o bem-estar social da microrrede, bem como minimizar as emissões ambientais. O problema é modelado pela técnica de restrição ϵ aumentada.

O trabalho de Hua *et al.* [58], propõe um modelo teórico de Stackelberg para determinar um projeto de política de baixo carbono ótimo no mercado de energia. A eficiência dessa política é garantida através da maximização do bem-estar social e das reduções gerais de carbono a partir de perspectivas econômicas e ambientais, e estudos de caso demonstram que a metodologia atinge os objetivos propostos.

Ribeiro *et al.* destaca em [59] a importância de programas de resposta à demanda para que todo o potencial do lado da demanda seja utilizado, assim como a garantia de uma operação segura, mais econômica e mais verde dos sistemas de energia com a integração de energia renovável seja possível. Diferentes índices são considerados através de um problema multiobjetivo para avaliar a eficiência do mercado, segurança do sistema, confiabilidade e poluição do ar. Esses índices incluem preços de mercado, bem-estar social, poluição do ar e segurança de energia, entre outros.

O impacto da participação de energias renováveis no mercado elétrico, nas decisões de programação de empresas de geração em diferentes mercados também é examinado por Reddy *et al.* em [60]. Para isso, é utilizado o algoritmo binário de fogos de artifício. Os resultados da simulação do *framework* proposto mostram a eficácia da abordagem multi-restrita proposta em chegar a uma oferta ótima de empresa de geração sob restrições econômicas, ambientais e sociais. Assim, a abordagem integrada utilizada mostra-se uma ferramenta eficaz para a participação de empresas de geração no mercado de energia e serviços auxiliares com participação renovável.

Um problema de otimização multiobjetivo foi formulado por Banshwar *et al.* em [61] com o objetivo de maximizar o bem-estar social e a lucratividade de uma empresa de geração eólica, minimizando as perdas de distribuição por localização ótima e classificação do potencial do gerador eólico no sistema. Os resultados fornecem uma solução ótima para localização do gerador eólico, bem como uma ordem de preferência baseada na combinação de diferentes atributos.

Além dos trabalhos descritos anteriormente, que consideraram a questão social no equacionamento dos problemas de otimização, serão destacadas, a seguir, as principais contribuições de estudos de otimização, baseado em técnicas multiobjetivo. A busca por um resultado ótimo para um *trade-off* entre minimizar o custo monetário e minimizar a emissão de poluentes, foi verificada em alguns estudos na literatura [62]–[64].

Um arcabouço probabilístico multiobjetivo para o planejamento ótimo de RED nas redes de distribuição é apresentado no artigo [62]. O modelo proposto é do ponto de vista da distribuidora e a formulação projetada é baseada em programação não-linear. Para isso são combinadas técnicas de solução híbridas fuzzy C-mean/Monte Carlo para a modelagem dos cenários de preço de energia e uma combinação do método roleta estocástica/Monte Carlo para os cenários de carga. São considerados seis tipos diferentes de RED, incluindo turbina eólica, fotovoltaica, célula a combustível, microturbina, turbina a gás e motor a diesel. A fim de demonstrar o desempenho da metodologia proposta, ela é aplicada a uma rede de distribuição primária e usando

uma abordagem de tomada de decisão fuzzy, encontra-se a melhor solução comprometida entre as soluções ótimas de Pareto.

O objetivo principal do artigo de Khaloie *et al.* [63] é propor uma nova estrutura de estratégia de licitação multiobjetivo para um sistema eólico-térmico-fotovoltaico no mercado de eletricidade desregulamentado pela primeira vez. Ao contrário dos modelos de licitação existentes, no modelo proposto são consideradas duas funções objetivo, sendo que a primeira lida com a maximização do lucro e a segunda função objetivo diz respeito à minimização das emissões das unidades térmicas. O problema de otimização multiobjetivo proposto é resolvido usando a abordagem da soma ponderada. Os resultados da simulação ilustram que não apenas a participação integrada desses recursos aumenta o lucro esperado do produtor, mas também diminui a quantidade de poluição produzida pelas unidades térmicas.

Um modelo de otimização considerando dois objetivos, um econômico (maximização do valor presente líquido) e outro ambiental (minimização das emissões de gases de efeito estufa) é proposto por Flores, Montagna e Vecchiatti [64] com o objetivo de fornecer uma ferramenta de análise para tomadores de decisão no planejamento de investimentos.

CAI também utilizou o modelo de jogo Starkelberg [65], é novamente utilizado. Porém, nesse estudo, um modelo de otimização multiobjetivo é estabelecido para encontrar a melhor estratégia para empresas de energia eólica. Os resultados mostram que, na condição de equilíbrio de mercado, as empresas de energia eólica podem obter mais lucros do que o modelo tradicional. Com base na análise da influência das incertezas da energia eólica no mercado de eletricidade futuro, Li *et al.* [66] propõe um modelo de compensação robusto considerando a penetração da energia eólica, que pode ajudar a completar o despacho do sistema elétrico. O modelo multiobjetivo proposto, considera tanto o menor custo operacional quanto o menor corte de energia eólica do sistema elétrico. Este modelo robusto de compensação de mercado leva em consideração a economia e a confiabilidade da operação do sistema e acomoda o máximo possível de energia renovável.

Já Hernandez-Joya e Martinez-Carballido abordaram o problema multiobjetivo na gestão de energia em microrredes e a partir dos resultados são estabelecidas estratégias focadas em microrredes industriais baseadas no modelo do mercado de eletricidade visando através da geração local beneficiar os usuários, as concessionárias e o meio ambiente [67].

Verificou-se na revisão de literatura que a maioria dos trabalhos que envolvem métodos de otimização multiobjetivo nesse mercado elétrico que caminha para se tornar cada vez mais inteligente, abordam questões econômicas e redução de emissões de carbono. Foram encontrados trabalhos que abordam apenas a maximização do valor presente líquido do sistema, através de

algoritmos genéticos. Apesar dos custos serem uma variável importante, acredita-se que para que a sociedade como um todo seja beneficiada da inserção de tecnologia na rede, com o aumento da complexidade e maior número de agentes, diversas outras questões de cunho social, e regulatório também precisam ser abordadas. Portanto, conclui-se que há espaço para pesquisa nesse âmbito.

3 MODELAGEM ECONÔMICA DO MERCADO ELÉTRICO TRADICIONAL

A modelagem econômica do mercado elétrico desta tese utiliza o modelo socioeconômico Tarifação Otimizada – TAROT. O diferencial desse modelo é a representação não apenas dos fluxos econômicos das concessionárias de energia, mas também a representação do consumidor de forma objetiva através de uma função utilidade, permitindo calcular o bem-estar socioeconômico agregado devido ao serviço de distribuição de energia elétrica. Algumas características desse modelo, determinantes na decisão pela sua utilização:

- Modelo didático: representa de maneira simples e fiel as relações entre os agentes fornecedores de energia com aqueles que o contratam [68];
- Replicabilidade dos resultados dos processos tarifários da distribuição: são utilizados como dados de entrada do modelo, informações retiradas das planilhas SPARTA disponíveis no site da ANEEL;
- Representação não apenas da concessionária, mas também do consumidor, governo (através dos impostos), investidores, e sociedade em geral;
- O modelo TAROT não é um modelo de empresa, mas sim um modelo de mercado, uma vez que agrega tanto a produção quanto o consumo;
- Esse modelo não é baseado em um conceito contábil, como balanço de resultado. É baseado no valor agregado, e, portanto, reflete a atitude do mercado com relação a determinada empresa.

O modelo TAROT, foi desenvolvido e apresentado em 2008 [69], considerando a avaliação do mercado elétrico de distribuição com os agentes tradicionais: consumidor, concessionária e governo. O modelo foi desenvolvido para esclarecer os fenômenos financeiros que ocorrem no mercado elétrico e permitir a avaliação quantitativa do valor agregado aos agentes do setor. Na Figura 3.11 o modelo é representado de forma simplificada, com os seus agentes no ambiente denominado “tradicional” de energia, ou seja, em um mercado no qual os consumidores cativos apenas consomem energia fornecida pelas concessionárias, e não tem a possibilidade de gerar a própria energia.

Desde o seu desenvolvimento, o modelo socioeconômico tem sido utilizado em diversos trabalhos na literatura. Conforme será visto a seguir, o modelo TAROT já foi empregado para

avaliação de variados problemas no setor de distribuição de energia, possibilitando a simulação de diversos cenários, e avaliando a criação (ou destruição) do Valor Econômico Agregado (*Economic Value Added* - EVA) e Valor Social Agregado (*Economic Welfare Added* -EWA) de cada um deles.

MODELO TAROT

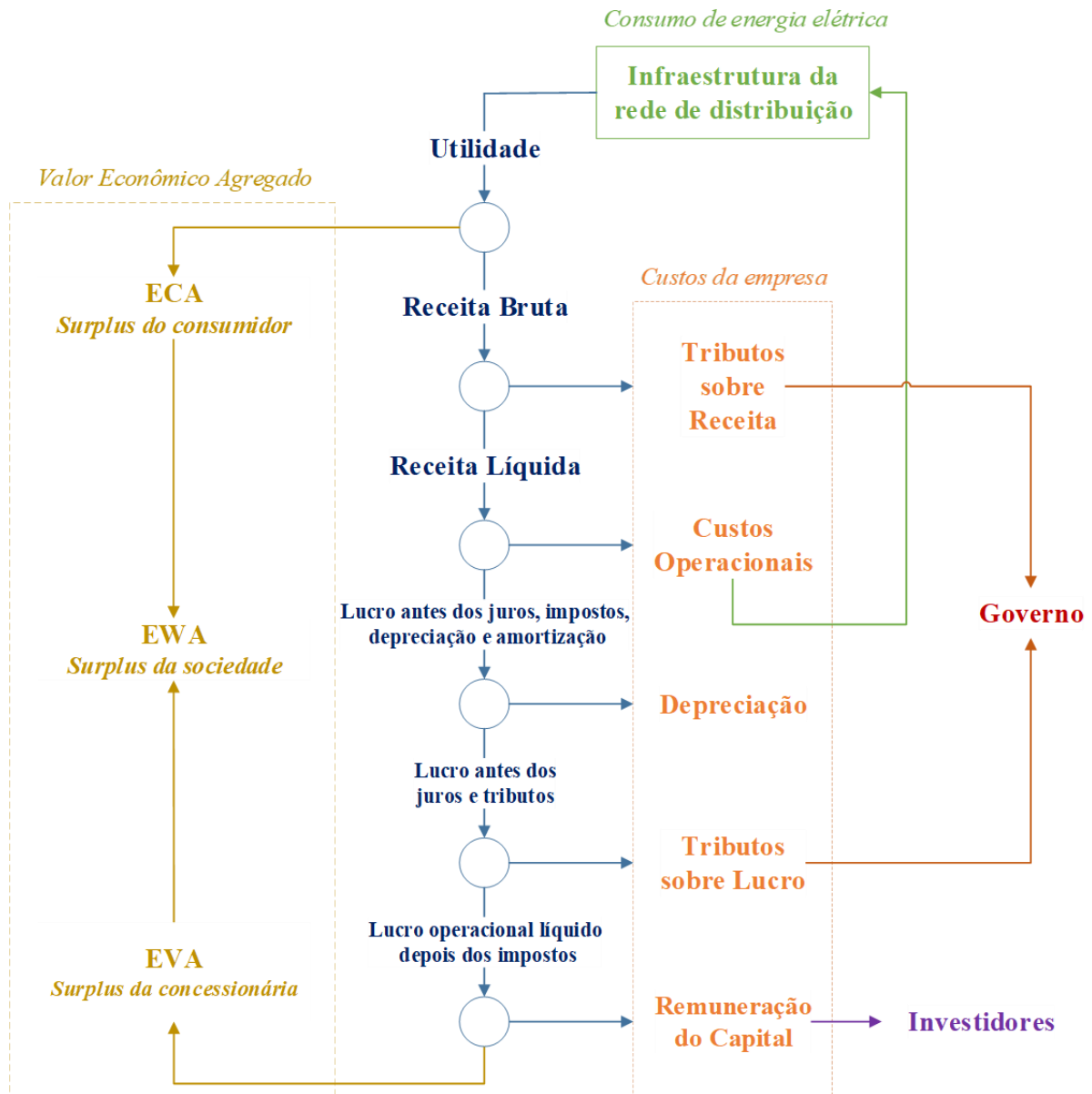


Figura 3.11 – Modelo Econômico do Mercado Elétrico (TAROT). Adaptado de [69], [70]

Nos trabalhos [71] e [72] a qualidade da energia é tratada no modelo. No primeiro, é proposto a inserção da qualidade da energia elétrica no modelo de mercado, resultando no TAROT-Q, no qual é determinado o valor de uma compensação ao cliente pela distribuidora, devido a energia não fornecida. A metodologia proposta foi aplicada em uma concessionária brasileira,

resultando na comparação entre as tarifas e valores econômicos agregados. Já no segundo, são estabelecidas metas de qualidade baseadas nos custos dos investimentos das distribuidoras e na opinião dos consumidores, e o modelo TAROT é utilizado para analisar o impacto tarifário da inclusão da qualidade de energia no modelo econômico da concessionária.

Devido às incertezas da atividade de distribuição de energia, como variação da receita e custos operacionais por exemplo, em [70] foi proposto o TAROT-Estocástico. Foi inserida a aleatoriedade em dois fatores do modelo: a avidez do consumidor e o coeficiente de custo. Desse modo, por meio da simulação e análise dos possíveis cenários, é realizada uma avaliação do risco econômico do setor das empresas nacionais de distribuição de energia elétrica.

No trabalho [73], foi estudado o impacto econômico do agrupamento das áreas de concessão, a partir do modelo TAROT. O agrupamento buscou uma redução nos custos operacionais das concessionárias de energia e conseqüentemente um aumento do bem-estar socioeconômico e uma diminuição na tarifa. Foi verificado nos estudos de caso que o agrupamento tenderia a ser bem-visto tanto pelos consumidores e concessionárias quanto pela ANEEL.

O modelo socioeconômico também foi empregado para avaliação do problema de furto de energia, tanto em [74] quanto em [75]. O primeiro analisa o impacto econômico das perdas comerciais, com destaque para o furto de energia, no mercado de energia elétrica em relação as concessionárias e consumidores e o impacto das mesmas sobre a qualidade do sistema afetado. No segundo, o número ótimo de inspeções técnicas a serem realizadas, de modo a minimizar as ocorrências de furto de energia é analisado.

Em [76] o modelo foi utilizado para solucionar o problema compartilhamento de infraestrutura, a fim de estabelecer de forma objetiva um valor justo de aluguel do ponto de poste a ser pago pelas operadoras de telecomunicação, de forma a garantir o equilíbrio econômico financeiro da concessionárias e tarifas justas aos consumidores finais.

O modelo TAROT foi aplicado também no contexto da pandemia do COVID-19 no trabalho [16], com o objetivo de analisar os impactos no bem-estar socioeconômico do mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica durante a pandemia. A eficácia da política pública proposta pelo governo para garantir o equilíbrio econômico das concessionárias, denominada de conta COVID, também foi avaliada.

Todavia os novos agentes do mercado, como por exemplo os prosumidores, já são uma realidade no mercado das distribuidoras, e a representação adequada desses novos agentes é imprescindível para avaliação dos possíveis cenários e impactos gerados com o aumento da penetração de recursos energéticos distribuídos na rede. Conforme destacado em [77], ferramentas de modelagem e simulação são necessárias para auxiliar os órgãos reguladores nessa nova

realidade, de modo a traçar as mínimas diretrizes a serem seguidas pelas concessionárias, motivando-as a investir adequadamente na sua rede e garantindo uma energia com qualidade ao cliente final, com uma tarifa adequada. O autor aborda uma aplicação do modelo TAROT envolvendo políticas sociais sustentáveis com base em tecnologias de *smart grids*.

Na tese [17], políticas públicas para tarifas sociais de energia elétrica no Brasil são avaliadas, considerando um cenário de aumento do número de consumidores residenciais que possuem GD, em 2 das 5 principais regiões do Brasil, a partir do modelo TAROT.

No contexto de crescimento da geração distribuída no Brasil, em [68] o modelo econômico do mercado elétrico é utilizado para analisar políticas públicas de incentivo para as modalidades de micro e minigeração de energia no Brasil, avaliando os impactos sobre todos os agentes envolvidos. No estudo de caso, a criação da Tarifa Branca foi avaliada em cenários com prosumidores com e sem baterias e a variação do bem-estar socioeconômico foi avaliada em cada caso. Já em [15] foram propostas adaptações do modelo TAROT de modo a representar os prosumidores no modelo, com e sem armazenamento integrado aos seus sistemas de GD, e analisados os cenários propostos pela ANEEL na revisão do sistema de compensação atual.

No Brasil, os armazenadores de energia, ainda não possuem regulação definida [19]. Apesar disso, os veículos elétricos começam a ganhar espaço no país, e seguindo uma tendência mundial, esses números devem aumentar significativamente nos próximos anos, diminuindo por consequência o preço da tecnologia dos armazenadores e o interesse por essa tecnologia.

Com isso, as novas possibilidades de comercialização de energia, como por exemplo o preço de venda praticado em postos de abastecimento de veículos elétricos, devem ser regulamentadas. Em [69] foi proposto um modelo de cálculo de tarifas numa estação de carregamento composto por painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, a partir do modelo TAROT, ilustrando mais uma possibilidade de aplicação.

O modelo econômico de mercado elétrico TAROT, já consolidado e utilizado em diversas aplicações, representa na grande maioria dos casos um mercado tradicional de energia. Nesse modelo, a tarifa é a união entre todos os agentes, entre todos os elos do setor. Dado um investimento ótimo, o modelo fornece uma tarifa ótima de modo a maximizar o bem-estar socioeconômico gerado, com a restrição do EVA da empresa ser maior ou igual a zero.

Nesse capítulo, é apresentado inicialmente a conceituação do modelo TAROT tradicional, com modelagem dos agentes que já são consolidados para compreensão do modelo. Em seguida, o equacionamento dos novos agentes e modelos de negócio será proposto.

3.1 A Modelagem do Consumidor

A modelagem do comportamento do consumidor, através da função utilidade (U), é um dos grandes diferenciais do modelo TAROT, conforme já destacado. A utilidade pode ser entendida como a satisfação do consumidor ao adquirir um bem ou serviço (B&S), nesse caso a energia elétrica. No intuito de quantificar o equivalente monetário dessa satisfação, é utilizada a função utilidade $U(E)$, desenvolvida por Von Neumann e Morgenstern em 1944 [78], expressa por:

$$U(E) = a \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \quad (3.2)$$

onde (E) representa a quantidade de energia elétrica adquirida, enquanto (a) e (b) representam respectivamente a avidez e saciedade, os parâmetros de preferência do consumidor. A avidez reflete a intensidade com que o consumidor deseja o B&S em pauta, enquanto a saciedade age como um depressor da vontade de comprar. Dessa forma, enquanto a avidez quantifica o anseio do consumidor em adquirir a energia, a saciedade mostra que quanto maior a quantidade de energia for consumida, o consumidor sente-se menos disposto a pagar por mais daquele produto.

Ao comprar energia, o consumidor paga uma tarifa (T) à concessionária, contribuindo para a sua receita bruta (antes dos impostos) na quantia:

$$R_B = T \cdot E \quad (3.3)$$

Assim, conforme pode-se observar no fluxograma da Figura 3.12, o consumidor possui um *surplus* devido a compra de energia, também conhecido como ECA (do inglês *Economic Consumer Added*), que pode ser calculado através da diferença entre a utilidade e receita paga:

$$ECA = U - R_B = (a - T) \cdot E - \frac{b}{2} \cdot E^2 \quad (3.4)$$

O modelo TAROT assume que o comportamento do consumidor é racional, ou seja, que ele vai adquirir uma quantidade de um B&S que maximiza o seu *surplus* [79]. Desse modo, deve-se zerar a derivada de ECA com reação a E . Logo:

$$\frac{dECA}{dE} = a - T - b \cdot E \quad (3.5)$$

O que resulta na quantidade ótima (E^*):

$$E^* = \frac{a - T}{b} \quad (3.6)$$

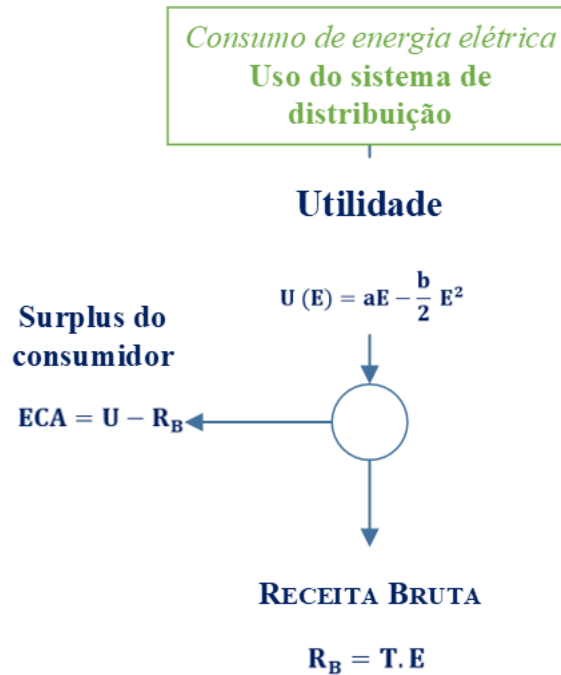


Figura 3.12 – Representação do consumidor no modelo TAROT. Fonte: Autoria própria

Já a elasticidade (ϵ) consumo/preço pode ser definida como:

$$\epsilon = \frac{-T}{E} \cdot \frac{\partial E}{\partial T} \quad (3.7)$$

que é um valor adimensional. Substituindo a equação (3.6) em (3.7), tem-se:

$$\epsilon = \frac{-T}{\frac{a-T}{b}} \cdot \frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{a-T}{b} \right) = \frac{-(T \cdot b)}{a-T} \cdot \left(\frac{-1}{b} \right) = \frac{T}{a-T} \quad (3.8)$$

Dessa forma, pode-se empresar a avides como:

$$a = (1 + \epsilon^{-1}) \cdot T \quad (3.9)$$

e a saciedade por,

$$b = \frac{\epsilon^{-1} \cdot T}{E} \quad (3.10)$$

As equações apresentadas resumem a representação do consumidor tradicional no modelo TAROT. Com elas, pode-se calcular o valor econômico adicionado ao consumidor devido a compra de energia elétrica. É importante destacar que a modelagem do consumo tem como a premissa de racionalidade do consumidor. A seguir, será apresentado o modelo da empresa de energia. Ambos podem ser considerados como submodelos de uma instituição mais ampla que chamamos de mercado [79].

3.2 A Modelagem da Distribuidora

Ao fornecer uma quantidade de energia elétrica (E) ao consumidor, a concessionária é remunerada de acordo com uma tarifa (T), conforme a equação (3.3). Sobre essa receita bruta é aplicada a alíquota tributária (μ). O resultado do desconto desse tributo é a receita líquida (R) da concessionária:

$$R = T \cdot E - \mu \cdot R_B \quad (3.11)$$

Com a receita líquida, a empresa distribuidora paga todos os seus custos (C). Estes, são constituídos essencialmente pelos custos operacionais, depreciação, tributos sobre o lucro e a remuneração do capital, conforme pode-se observar na Figura 3.13.

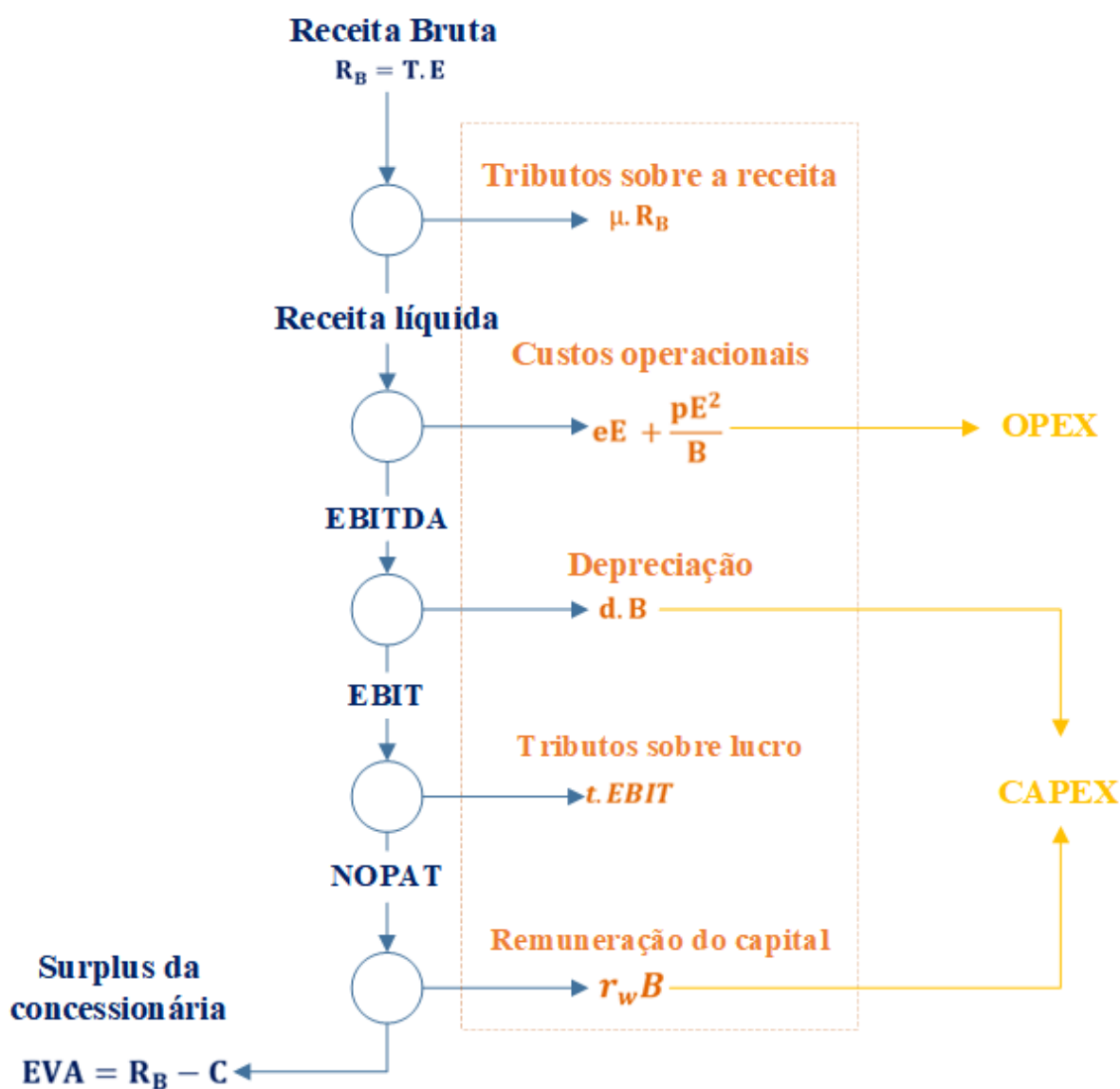


Figura 3.13 – Representação da distribuidora no modelo TAROT. Fonte: Autoria própria

Toda empresa produtiva é implementada através de um conjunto de dispositivos e

equipamentos que constituem os ativos físicos da empresa e que implicam um investimento de capital (B). As despesas devido a operação do processo produtivo, conhecidas como OPEX (*Operational Expenditure*), incluem, por exemplo, operações, compra, transportes e as perdas.

A modelagem dos custos referentes ao OPEX leva em consideração a dependência de cada um dos componentes do custo em relação à quantidade de energia vendida (E) e os investimentos necessários na rede (B), conforme apresentado na equação (3.12).

$$OPEX = e \cdot E(\text{operações, compra, trans.}) + \frac{p \cdot E^2}{B}(\text{perdas}) \quad (3.12)$$

onde (e) e (p) são parâmetros da estrutura de despesas, que refletem a eficiência operacional e corporativa e os padrões tecnológicos da empresa [68]. Esses parâmetros são calculados para as concessionárias brasileiras a partir dos dados da planilha SPARTA referente aos processos de revisão tarifária da ANEEL.

O coeficiente de custo (e) é calculado considerando o valor total dos gastos operacionais da empresa ($\sum C_{OPERACIONAIS}$), o custo das perdas de energia elétrica ($\sum C_{PERDAS}$) e a energia vendida (E), conforme equação (3.13):

$$e = \frac{(\sum C_{OPERACIONAIS} - \sum C_{PERDAS})}{E} \quad (3.13)$$

O valor total dos gastos operacionais, é obtido da planilha SPARTA, considerando os encargos setoriais (ES), custo de conexão e uso do sistema de transmissão (CT), custo com aquisição da energia (CE), que inclui as perdas, custo de administração, operação e manutenção (CAOM), custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI) e outras receitas (OR):

$$\sum C_{OPERACIONAIS} = ES + CT + CE + CAOM + CAIMI - OR \quad (3.14)$$

O custo total com as perdas de energia considera o valor pago pela concessionária na compra da energia (T_C) e o total de energia perdida (E_P):

$$\sum C_{PERDAS} = T_C \cdot E_P \quad (3.15)$$

O coeficiente de perdas é dado pela equação (3.16):

$$p = \frac{\sum C_{PERDAS} \cdot B}{E^2} \quad (3.16)$$

Após o pagamento dos custos operacionais, tem-se o EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*), sigla em inglês que traduzida literalmente para o português significa “lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização”. Esse valor representa o lucro parcial da empresa após arcar com o OPEX. O EBITDA também pode ser expresso por:

$$EBITDA = ROI \cdot B \quad (3.17)$$

onde a variável ROI representa o ganho bruto obtido por cada real investido na rede. ROI é a sigla em inglês para *Return Over Investments*.

O CAPEX (*Capital Expenditure*) engloba os custos de capital, que está dividido em depreciação dos ativos, juros do capital e remuneração dos acionistas. Na demonstração financeira dos resultados da empresa, a depreciação do capital investido é reconhecida como despesa e esse desgaste físico dos ativos é um parâmetro estipulado pela ANEEL de acordo com diversos tipos de equipamentos utilizados no sistema elétrico. Dessa forma a depreciação pode ser calculada multiplicando o fator de depreciação médio (d), informado na planilha SPARTA, pelo valor do investimento na rede (B).

$$Depreciação = d \cdot B \quad (3.18)$$

A base de remuneração do capital é composta pelo capital acionário (próprio) e pelo capital de terceiros (dívida), que são remunerados respectivamente pelas taxas de retorno r_A e r_D . Essas taxas são obtidas através do *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) [80], conforme a seguir:

$$r_A = r_F + \beta_A(r_M - r_F) \quad r_D = r_F + \beta_D(r_M - r_F) \quad (3.19)$$

onde r_F é o retorno do ativo sem risco, r_M é o retorno do mercado e β_A e β_D são os parâmetros que exprimem a influência do risco de um ativo no retorno exigido pelos investidores.

A partir das equações (3.19) é possível calcular o custo médio ponderado do capital, ou também conhecido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). O cálculo dessa taxa de remuneração do capital, que no modelo é representado por r_W , após os impostos (t) é dada por:

$$r_W = (1 - \varphi) \cdot r_A + (1 - t) \cdot \varphi \cdot r_D \quad (3.20)$$

onde φ é o nível de endividamento da empresa, dado pelo capital de terceiros dividido pela base de remuneração. Dessa maneira, o cálculo dos juros do capital de terceiros e remuneração dos acionistas (Y), conforme a metodologia utilizada pela ANEEL, é feito de forma unificada multiplicando a taxa WACC pelo investimento em ativos na rede:

$$Y = r_W \cdot B \quad (3.21)$$

Assim, no modelo o custo de capital (k) pode ser representado por:

$$k = d + \frac{r_W}{1 - t} \quad (3.22)$$

O governo, além de arrecadar impostos sobre a receita da concessionária, também o faz através tributos (X) sobre o Lucro Tributável ($EBIT - Earnings Before Interest and Taxes$), onde t é a alíquota de imposto:

$$X = t \cdot EBIT \quad (3.23)$$

Após a empresa arcar com todos os seus custos, resta para a concessionária o seu *surplus*, também chamado de EVA:

$$EVA = R_B - C = T \cdot E - C \quad (3.24)$$

O custo total (C) pode ser calculado com base nas equações anteriores, conforme apresentado a seguir:

$$C = \mu \cdot R_B + e \cdot E + \frac{p \cdot E^2}{B} + d \cdot B + t \cdot EBIT + r_W \cdot B \quad (3.25)$$

A partir da Figura 3.13, tem que o EBIT pode ser escrito como:

$$EBIT = R_B - \mu \cdot R_B - \left(e \cdot E + \frac{p \cdot E^2}{B} + d \cdot B \right) \quad (3.26)$$

Substituindo (3.26) em (3.25), e fazendo algumas manipulações matemáticas, encontra-se a seguinte expressão de custo:

$$C = t \cdot R_B + (1 - t) \left[e \cdot E + \frac{p \cdot E^2}{B} + \mu \cdot R_B + \left(d + \frac{r_W}{1 - t} \right) \cdot B \right] \quad (3.27)$$

De (3.22) em (3.27), tem-se:

$$C = t \cdot R_B + (1 - t) \cdot \left(e \cdot E + \frac{p \cdot E^2}{B} + \mu \cdot R_B + k \cdot B \right) \quad (3.28)$$

Com base na equação (3.24), para a maximização do EVA, é necessário a minimização da função custo. Para isso, é necessário encontrar o investimento na rede (B) que minimiza a função custo. Para isso, calcula-se a derivada parcial do custo com relação ao investimento, e iguala-se o resultado a zero:

$$\frac{\partial C}{\partial B} = (1 - t) \left(\frac{pE^2}{B^2} - k \right) = 0 \quad (3.29)$$

Desse modo, o investimento ótimo (B*) na rede, é dado por:

$$B^* = \sqrt{\frac{p}{k}} E \quad (3.30)$$

enquanto o custo ótimo (C*) é:

$$C^* = t \cdot R_B + (1 - t) \left(\left(e + 2\sqrt{p \cdot k} \right) \cdot E + \mu \cdot R_B \right) \quad (3.31)$$

3.3 Aspectos regulatórios

A cada 12 meses a ANEEL refaz o cálculo de receita requerida de cada uma das distribuidoras, que consiste na receita compatível com os custos operacionais eficientes, além de um retorno adequado sobre o capital investido. Essa receita é composta pelas parcelas A e B.

A parcela A, também conhecida como “não-gerenciável”, é constituída pelo somatório dos custos referentes aos encargos setoriais (ES), custos com transporte (CT) e compra de energia (CE). A variação e controle desses custos não estão sob o controle da concessionária, e por isso a ANEEL entende que a mesma não deve ser beneficiada ou prejudicada pela alteração dessas variáveis. Dessa forma, os custos da parcela A são integralmente repassados na tarifa, e são recalculados a cada revisão periódica anual.

Os “custos gerenciáveis” constituem a parcela B da receita requerida e compreendem os custos operacionais, remuneração do investimento e a depreciação dos ativos. A agência reguladora calcula a tarifa justa para cada área de concessão, de modo que a distribuidora consiga arcar com todos os seus custos, e o EVA seja o mais próximo de zero. Como a parcela A deve ter um comportamento neutro na tarifa, a concessionária é incentivada a otimizar seus custos operacionais, para obter um *surplus* durante o próximo ano de atividade. A parcela B anualmente é reajustada com base nos índices de preço e mecanismo de compartilhamento de ganho de produtividade, chamado Fator X, e só é revisada de fato a cada ciclo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), que na maioria das empresas acontece a cada 5 anos.

Nesse modelo, o consumo e produção interagem tentando buscar uma região de equilíbrio. Nesse cenário, o equilíbrio é caracterizado pela otimização do bem-estar como aspiração última dos agentes e objetivo primordial da sociedade [79]. Assim, por se tratar de um serviço público universal, a regulação no setor de energia elétrica busca maximizar o bem-estar socioeconômico. O valor social agregado (EWA) desse serviço é a soma do *surplus* do consumidor (ECA) com o *surplus* da concessionária (EVA), e pode ser escrito conforme a equação (3.32):

$$EWA = ECA + EVA = (U - R) + (R - C) = U - C \quad (3.32)$$

Para obter a maximização do bem-estar socioeconômico é necessário então que o custo seja mínimo, e o EVA seja nulo. Nessa condição, diz-se que a empresa se encontra em Equilíbrio Econômico-Financeiro (EEF), conforme apresentado na Figura 3.14.

Substituindo a expressão de custo (3.28), na equação (3.24), tem-se:

$$EVA = R_B - \left(t.R_B + (1-t) \cdot \left(e.E + \frac{p.E^2}{B} + \mu.R_B + k.B \right) \right)$$

$$EVA = (1-t) \cdot \left(R_B - e.E - \frac{p.E^2}{B} - \mu.R_B - k.B \right) \quad (3.33)$$

Substituindo (3.3) em (3.33), obtém-se:

$$EVA = (1-t) \cdot \left((1-\mu).T - e - \frac{p.E}{B} \right) \cdot E - (1-t).k.B \quad (3.34)$$

Considerando que em EEF o EVA é zero e o investimento na rede é ótimo (B^*), pode-se obter a tarifa otimizada substituindo (3.30) em (3.34) e igualando a zero:

$$(1-t) \cdot \left((1-\mu) \cdot T^* - e - \frac{p \cdot E}{\sqrt{\frac{p}{k}} E} \right) \cdot E - (1-t) \cdot k \cdot \sqrt{\frac{p}{k}} E = 0$$

$$(1-t) \cdot \left((1-\mu) \cdot T^* - e - \sqrt{p \cdot k} \right) \cdot E - (1-t) \cdot \sqrt{p \cdot k} \cdot E = 0$$

$$(1-t) \cdot E \cdot \left((1-\mu) \cdot T^* - e - \sqrt{p \cdot k} - \sqrt{p \cdot k} \right) = 0$$

$$\left((1-\mu) \cdot T^* - e - 2 \cdot \sqrt{p \cdot k} \right) = 0$$

$$T^* = \frac{e + 2 \cdot \sqrt{p \cdot k}}{1 - \mu} \quad (3.35)$$

Portanto, no mercado de energia elétrico brasileiro tradicional, regulado e otimizado, a tarifa (T^*) da equação (3.35), é aquela que maximiza os excedentes da sociedade (EWA), garantindo ao mesmo tempo o funcionamento eficiente da empresa distribuidora de energia.

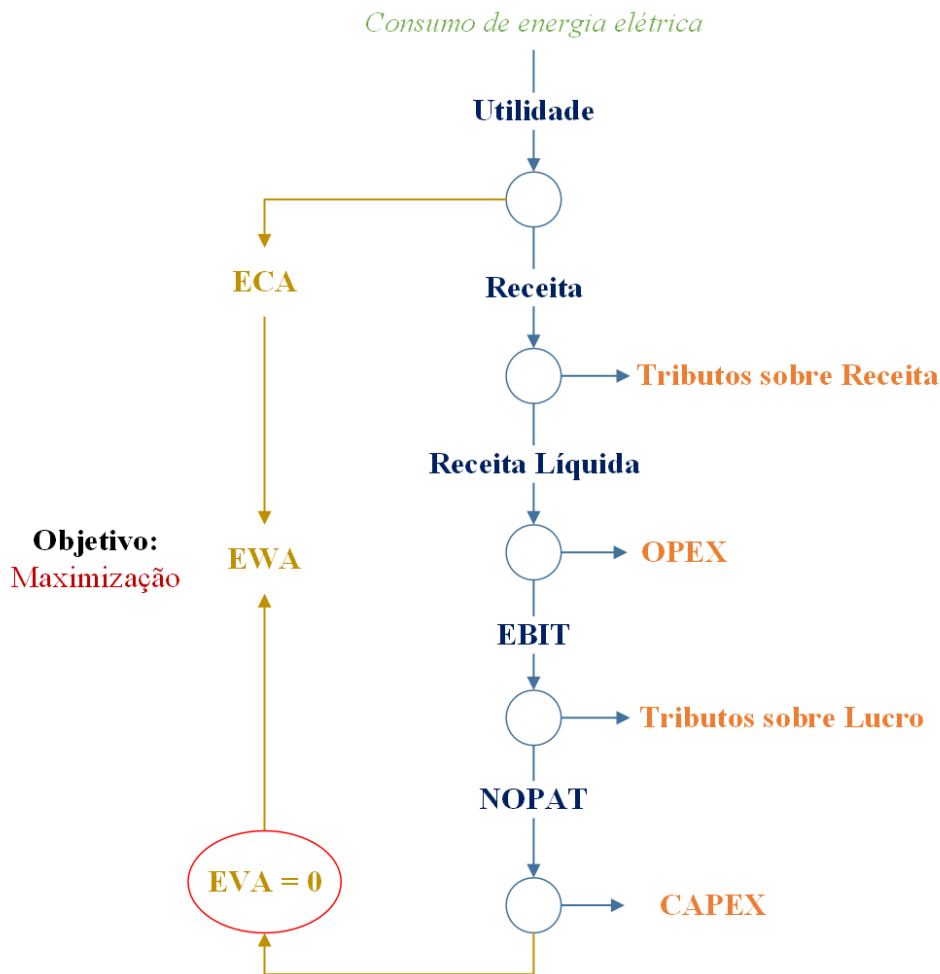


Figura 3.14 – Representação da maximização do EWA. Fonte: Autoria própria

4 MODELAGEM DE NOVOS AGENTES E POSSIBILIDADES

De forma sucinta, os principais fluxos monetários do modelo econômico do mercado elétrico TAROT, foram descritos de forma a iniciar a familiarização com esse modelo e justificar a sua utilização, uma vez que se trata de um modelo didático que consegue reproduzir os dados referentes as revisões tarifárias das concessionárias de energia brasileiras com fidelidade, permitindo assim analisar o mercado de eletricidade como um todo, e seus efeitos na criação (ou destruição) de valor agregado aos consumidores, concessionárias, investidores, governo e sociedade em geral.

No atual modelo regulatório brasileiro, os prossumidores existentes possuem majoritariamente fonte solar fotovoltaica sem sistema de armazenamento, e apesar da Lei 14.300 de 2022 já considerar a possibilidade desses sistemas em conjunto com a MMD, ainda não foram definidas as regras para a conexão de baterias na rede da concessionária pelo consumidor. A compensação da energia é feita através do SCEE, e a maioria dos consumidores não optou pela tarifação diferenciada de acordo com o horário de consumo, as chamadas tarifas TOU (do inglês *Time-Of-Use*). Essa modalidade tarifária existe no Brasil com a Tarifa Branca, que possui apenas 69.988 unidades consumidoras participantes em todo o país [81]. Segundo a *American Public Power Association* [82], programas tarifários que são do tipo *opt-in*, no qual o consumidor escolhe se vai participar, inscrições superiores a 10% podem ser consideradas bem-sucedidas. Até agosto de 2023, a Tarifa Branca não chegou a 1% de adesão, e a maioria dos consumidores se mantém na modalidade convencional, com único valor de tarifa.

Uma vez que não incentivados a mudar seus hábitos de consumo com a tarifa convencional, os períodos de pico, principalmente do cliente residencial, não coincidem com o pico de energia gerada pela geração fotovoltaica distribuída injetada na rede, conforme pode-se observar na Figura 4.15, elaborada com base nos dados da EPE [83] -[84]. Na figura também é ilustrada a conhecida “curva do pato”, que representa a carga líquida resultante da diferença entre a demanda de energia e a geração fotovoltaica que ocorre ao longo do dia.

Conforme a participação de PV na rede da distribuidora aumenta, ocorre uma maior variação na amplitude da curva de carga diária. Como consequência desse desencontro de curvas de consumo e geração FV, para a garantir o fornecimento de energia, a concessionária deverá continuar dimensionando seus ativos visando atender o pico da demanda, com segurança e qualidade, mesmo com a queda da receita devido ao aumento da MMD. E a demanda de pico,

ocorre apenas em uma pequena porcentagem do tempo, e a infraestrutura ficará disponível para ser utilizada apenas no caso de necessidade de atendimento da carga. Por exemplo, na Austrália estima-se que 10% da rede foi construída apenas para essas ocorrências de pico de demanda pouco frequentes [85]. Esses picos de consumo contribuem para os custos marginais de longo prazo para investimentos na infraestrutura de rede [86], o que representa além de um custo para as concessionárias (consequentemente repassado para as tarifas), mas também uma perda para o meio ambiente em geral, quando ocorre a necessidade de despacho de usinas térmicas e utilização de combustíveis fósseis.

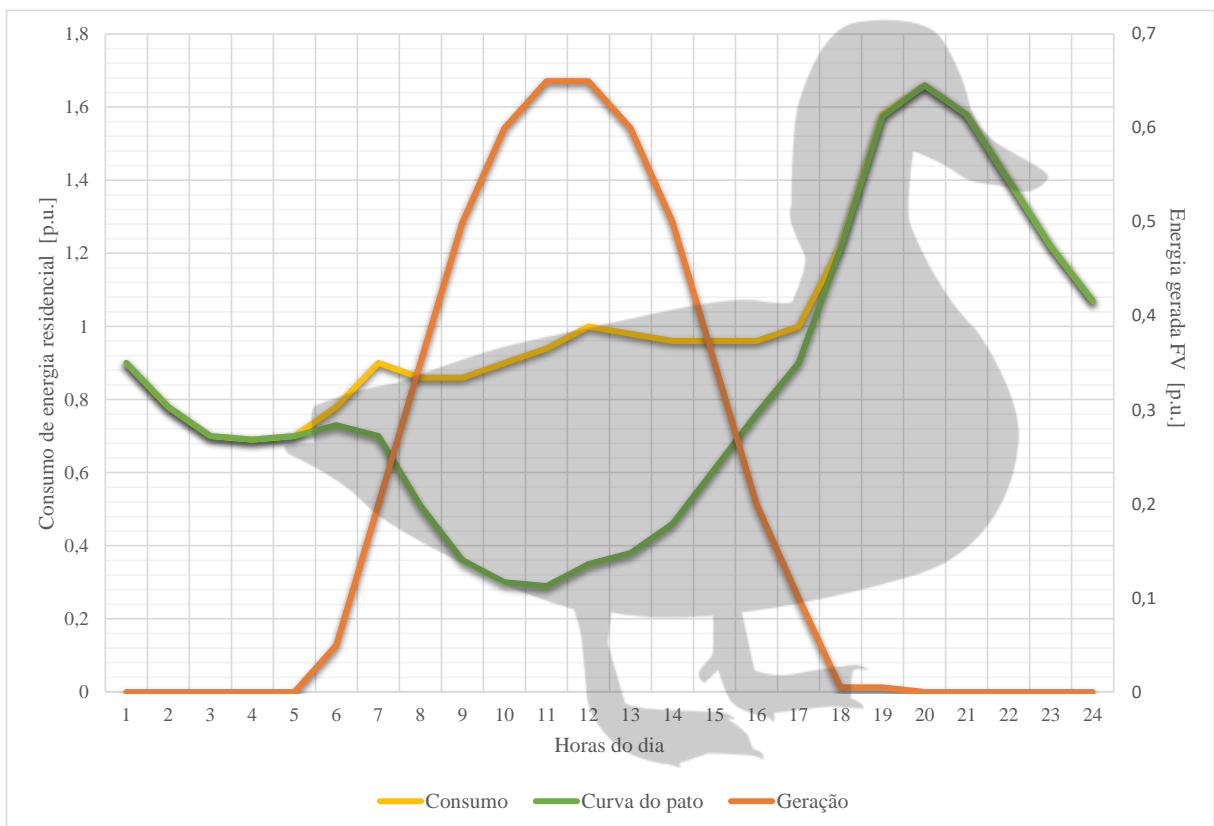


Figura 4.15 – Curvas típicas de geração FV e consumo residencial. Fonte: Autoria própria

Conforme o número de prossumidores aumenta, a concessionária pode ter um custo mais baixo devido a redução do mercado, porém as perdas de receita geralmente excedem a economia de custos [87], levando a uma piora na sua performance financeira, que pode causar um repasse aos consumidores nas tarifas nas próximas revisões e causar subsídios entre os clientes. Essa perda de receitas já foi inclusive reconhecida pela ANEEL nas RTPs de 2023. Visando manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, todas as distribuidoras que estão em ano de revisão periódica solicitaram e obtiveram um acréscimo na parcela B, que foi estimado de modo a compensar a redução de arrecadação em virtude do aumento do mercado de MMGD na área de concessão (vide Figura A.43 nos Anexos).

As perdas também são um ponto de atenção. A metodologia de cálculo de perdas das revisões tarifárias passa por constantes aprimoramentos, e o impacto da MMGD nas perdas é tema de discussão na ANEEL. Em [88] é apresentada uma curva de impacto da MMGD e sistemas de armazenamento nas perdas da concessionária. À medida que cresce o percentual de penetração, os impactos nas perdas de energia são importantes de serem mensurados e inseridos no modelo como uma redução (ou aumento) nos custos da concessionária.

Os interesses da sociedade, consumidores e concessionária nem sempre estão alinhados e é por isso que a agência reguladora tem um papel fundamental, principalmente em períodos de transição e inserção de novas tecnologias e modelos de negócio. Nesse contexto, serão inseridas novas variáveis, agentes e possibilidades de negócio no modelo do mercado elétrico TAROT, de modo a permitir que os formuladores de políticas públicas e agentes reguladores possam simular e avaliar os resultados e assim auxiliar para que as tomadas de decisão promovam o bem-estar socioeconômico e permitam a evolução do setor elétrico de forma justa e equilibrada.

Os próximos passos a serem realizados nesse modelo são a modelagem dos impactos da MMGD nos custos das distribuidoras, inserção de novos agentes como os agregadores e assim expandir as possibilidades de negócio, como a remuneração de serviços ancilares prestados pelos prossumidores, conforme representado na Figura 4.16. Espera-se que, a partir de funções que representem essas novas interações entre os agentes nesse cenário de mercado desafiador, onde os fluxos financeiros e de energia deixam de ser unidirecionais, o modelo TAROT permita avaliar a capacidade das tecnologias de RED de agregar valor à sociedade como um todo quando inseridas no sistema. Como resultado, almeja-se que os benefícios da GD sejam majorados quando associados a sistemas de armazenamento, ampliando a eficiência de todo o setor elétrico, e buscando a maximizando do bem-estar socioeconômico.

As novas possibilidades serão detalhadas nos itens a seguir, para cada um dos agentes, e inseridas didaticamente de forma a manter uma das principais características do modelo TAROT que é a capacidade de expressar de forma simples, um processo complexo como o cálculo das tarifas das áreas de concessão e permitir que seja avaliado o impacto de medidas, antes das mesmas serem implementadas.

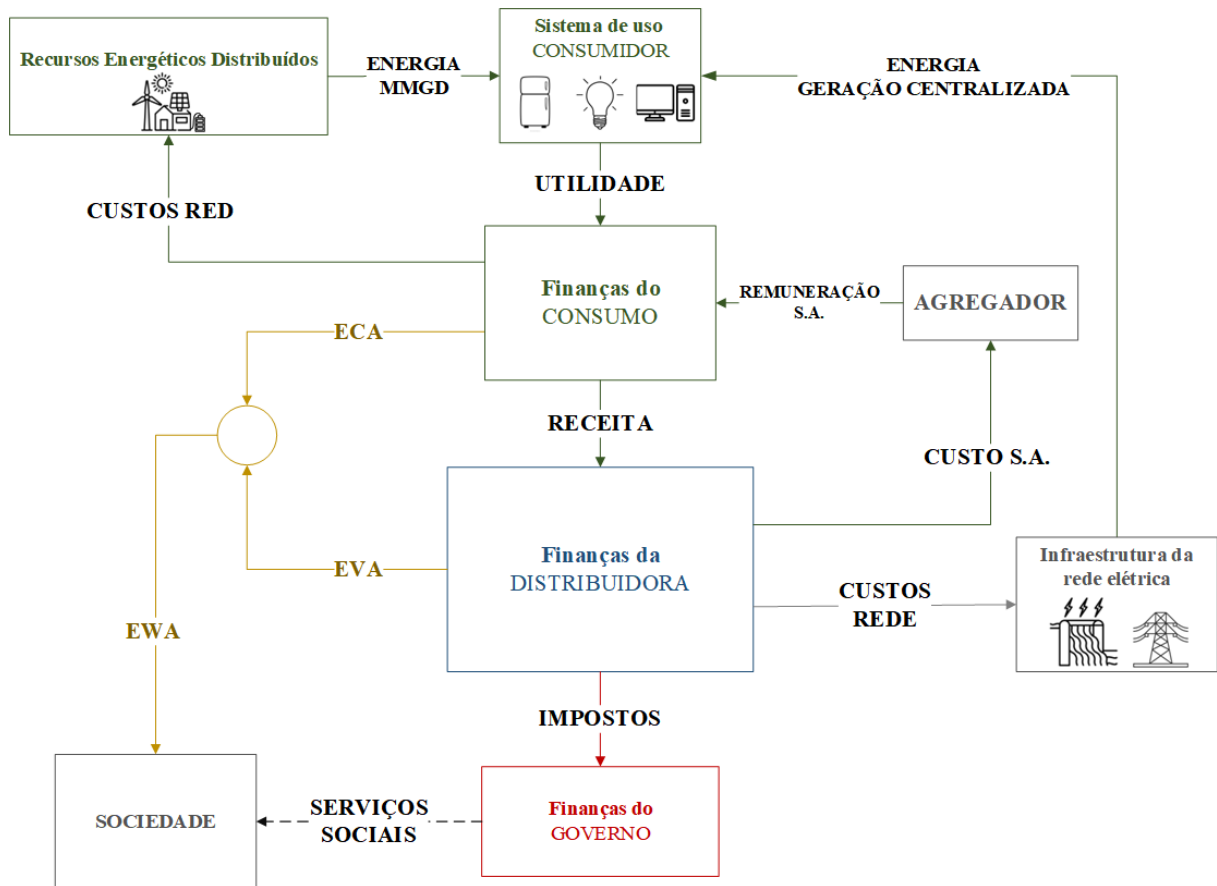


Figura 4.16 – Fluxograma do TAROT com os RED. Fonte: Autoria própria

4.1 Modelagem da concessionária considerando os impactos dos RED

Conforme já apresentado nessa tese, com o aumento da penetração da MMGD as empresas distribuidoras de energia se depararam com novos comportamentos do mercado e desafios para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro. Para que os cálculos das tarifas sejam justos é necessário a valoração correta dos custos e benefícios diretos da inserção de fontes de geração na rede de distribuição e sistemas de armazenamento, de modo que a relação entre os agentes do mercado elétrico seja feita de forma equilibrada, mesmo em um cenário mais complexo.

A preocupação do setor elétrico com a valoração dos custos e benefícios da MMGD é evidenciada com a publicação da Lei 14.300, que além de estabelecer as novas regras de compensação da energia injetada e seu período de transição, entre outras disposições, determinou que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definisse as diretrizes para que a ANEEL desenvolva o cálculo de custos e benefícios associados [89].

A influência da MMGD nos custos das concessionárias começou a ser modelada em outros trabalhos na literatura [80-81]. Conforme foi visto na seção 3.2, os gastos referentes ao OPEX possuem a parcela dos custos operacionais e das perdas. Para estimar o impacto no coeficiente

de custos operacionais considerando a influência dos prossumidores (e'), em [90] os autores consideraram, dentre os gastos que compõe os custos, que a Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição (CT) e a Compra de Energia (CE), variam de acordo com a integração de novas tecnologias na rede. Logo, e' foi considerado dependente dos custos CT e CE na modelagem, uma vez que os autores consideraram que com o aumento da MMGD a tendência é que ocorra uma redução no congestionamento dos sistemas de transmissão e uma redução na compra de energia, devido a diminuição do mercado das distribuidoras. Para os demais custos foi considerado que não há impactos significativos com a variação da penetração de recursos distribuídos, e, portanto, (e') seria independente das demais variáveis de custos e apresenta sinal oposto da variável (e), pois representa um benefício devido a integração das fontes renováveis.

Porém, com a criação da quota de GD para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), desde que a Lei 14.300 de 2022 foi publicada, parte dos custos da MMGD que antes compunham a estrutura tarifária, agora são repassados para as distribuidoras através dos encargos setoriais da tarifa de energia. Nos anexos (Figura A.47) são apresentados os valores referentes a quota CDE GD das concessionárias que já passaram por revisão em 2023 até outubro. Portanto, entende-se que nesse novo cenário, é razoável modelar e' da seguinte maneira:

$$e' = \frac{CT + CE - ES \cdot \delta}{E} \quad (4.36)$$

onde δ é um parâmetro da concessionária que expressa a parcela de encargos que será adicionada devido a penetração da MMGD. Assim, esse parâmetro representa um custo e por isso tem sinal negativo na expressão (3.4), já que demais variáveis estão representando um benefício. O parâmetro δ , adimensional, é calculado da seguinte forma:

$$\delta = \frac{ES_{CDE-GD}}{ES} \cdot \frac{E}{E_{FV}} \quad (4.37)$$

sendo ES_{CDE-GD} a parcela adicionada a quota da CDE devido ao aumento da GD, e E_{FV} a energia FV gerada pelo prossumidor. A equação proposta para calcular os custos operacionais da distribuidora, considerando esses custos e benefícios será:

$$C_{OPERACIONAIS} = e \cdot E - e' \cdot E_{FV} \quad (4.38)$$

A rede de distribuição não foi originalmente planejada para atender a penetração de sistemas FV e, impactos como sobretensão, desequilíbrio entre fases, sobrecarga em transformadores e condutores e aumento de atuações de equipamentos de controle já tem sido verificado [91]-[94]. Dependendo do nível de penetração das fontes renováveis, são necessárias soluções para os problemas verificados, como por exemplo o recondutoramento do sistema, utilização dos reguladores de tensão, e controle por inversores. O estímulo a adoção dos prossumidores por

tarifas TOU, também pode ser visto com um recurso de mitigação dos impactos, porém cabe ao órgão regulador essa definição que será tratada posteriormente nessa tese.

Segundo Andrade *et al.* [95], o reforço da infraestrutura está entre as práticas mais comuns adotadas pelas concessionárias de distribuição, o que implica em um incremento na base de ativos devido a custos que esse aumento de penetração proporciona. Isso ocorre ao mesmo tempo em que a empresa distribuidora tem uma redução no seu mercado, devido ao aumento gradativo de consumidores ao SCEE.

Em 2023, as empresas que estão passando por RTP, solicitaram um ajuste nos seus custos gerenciáveis, para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras nesse cenário. Cada empresa fez um pleito e apresentou suas justificativas e valores a serem acrescidos na tarifa, que foram aceitos pela ANEEL. Como esse aditivo, depende do nível de penetração da MMGD, será calculado como um incremento na base de ativos (α), que varia para cada empresa. Assim, a base de ativos considerando os impactos da MMGD será dada por:

$$B' = \alpha \cdot B \quad (4.39)$$

sendo α um valor maior ou igual a 1, que representa o acréscimo no investimento realizado na rede. Quando não há RED inseridos na rede, tem-se que $\alpha = 1$. O aumento na base de ativos impacta tanto os gastos com OPEX da empresa, quando CAPEX, conforme visto na seção 3.2, a remuneração do capital e a depreciação também dependem de (B), e por isso, sua representação de forma adequada é fundamental.

Paras as perdas, em [88] os autores demonstraram através de simulações utilizando o *software* OpenDSS®, que a modelagem utilizando uma função quadrática em formato de U, representa de forma satisfatória e pode ser usada para modelar os impactos da MMGD e sistemas de armazenamento nas perdas de energia de forma satisfatória. Assim, à medida que a inserção de RED na rede da concessionária aumenta, há variação da influência nas perdas de energia. O custo das perdas de energia (H), considerando os impactos da geração FV e armazenamento, foi adaptado para o modelo TAROT e pode ser calculado conforme equação (4.40):

$$H = \frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + h}{B'} \quad (4.40)$$

onde f, g, h são parâmetros ajustáveis, e B' é o investimento na rede da empresa considerando os impactos dos RED, em MR\$. Em geral, os parâmetros f e h são positivos, enquanto g é negativo. O parâmetro E_{FV}/E representa a penetração da geração fotovoltaica em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária.

O termo h/B' na equação (4.40) representa o custo da perda de energia quando não a RED inseridos na rede, e portando, comparando com a equação (3.12) do modelo TAROT tradicional, tem-se:

$$\frac{h}{B'} = \frac{h}{\alpha \cdot B} = \frac{p \cdot E^2}{B}$$

Sem RED, $\alpha = 1$. Portanto, h pode ser calculado por:

$$h = p \cdot E^2 \quad (4.41)$$

De forma similar a demonstração feita na seção 3.2, com as novas equações propostas, a expressão de custo total, considerando os impactos da penetração de tecnologias por parte do prossumidor no modelo da concessionária é:

$$C' = t \cdot R_B + (1 - t) \cdot \left(\mu \cdot R_B + eE - e' E_{FV} + \frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{B'} + d \cdot B' \right) + r_w \cdot B'$$

$$C' = t \cdot R_B + (1 - t) \cdot \left(\mu \cdot R_B + eE - e' E_{FV} + \frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{B'} + d \cdot B' + \frac{r_w \cdot B'}{1 - t} \right) \quad (4.42)$$

Substituindo (3.22) em (4.42), tem se o custo total considerando os impactos dos RED no modelo da concessionária:

$$C' = t \cdot R_B + (1 - t) \cdot \left(\mu \cdot R_B + eE - e' E_{FV} + \frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{B'} + k \cdot B' \right) \quad (4.43)$$

Como o EVA pode ser calculado por:

$$EVA = R - C' \quad (4.44)$$

Tem-se,

$$EVA = (1 - t) \cdot \left[R_B - \left\{ \mu \cdot R_B + eE - e' E_{FV} + \frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{B'} + k \cdot B' \right\} \right] \quad (4.45)$$

Já foi visto que para a maximização do *surplus* da concessionária, é preciso calcular o investimento na rede que minimiza a função custo (4.43). Portanto a derivada parcial do custo em função do investimento (B') é calculada, e o resultado é igualado a zero:

$$\frac{\partial C'}{\partial B'} = (1 - t) \cdot \left(\frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{B'} - k \right) = 0 \quad (4.46)$$

Assim, o investimento ótimo (B'^*) em um cenário onde estão sendo considerados os impactos da penetração de RED na rede da concessionária é dado por:

$$B'^* = \sqrt{\frac{f \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right)^2 + g \cdot \left(\frac{E_{FV}}{E}\right) + pE^2}{k}} \quad (4.47)$$

A Figura 4.17 apresenta o fluxograma da concessionária no modelo TAROT, com as novas equações que representam esse cenário.

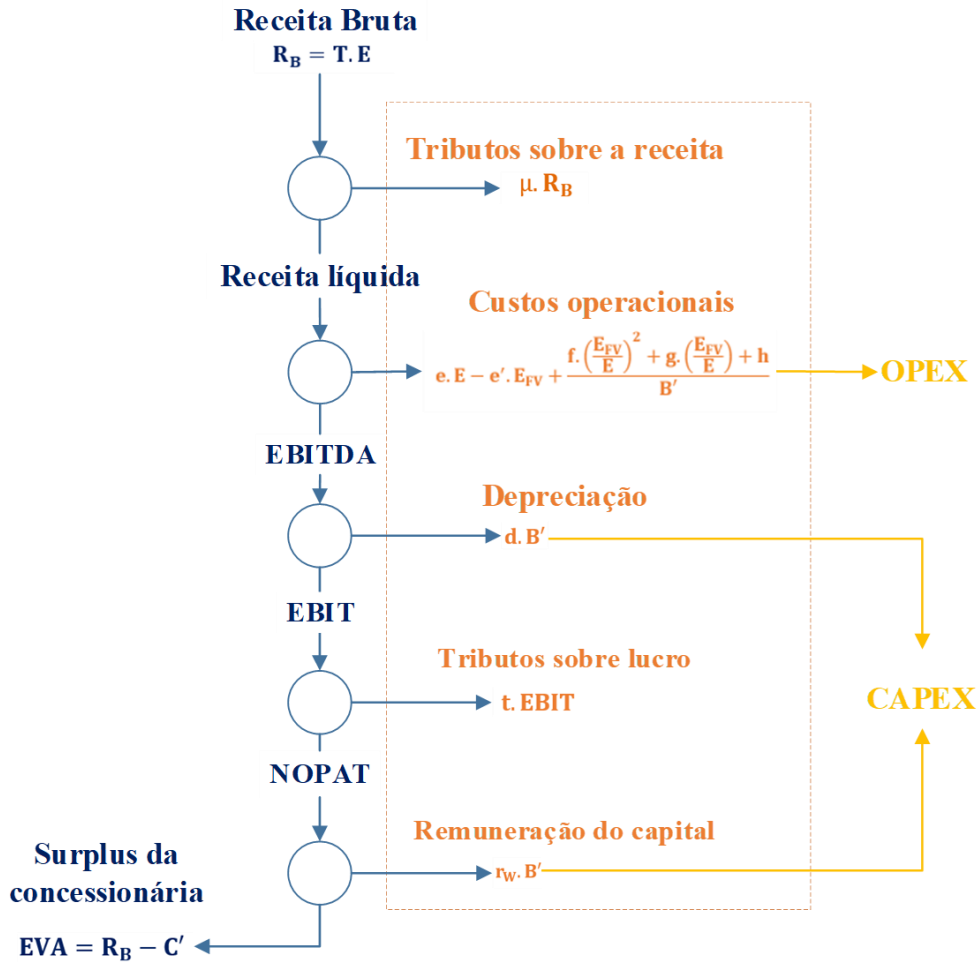


Figura 4.17 – Representação da distribuidora com RED no TAROT. Fonte: Autoria própria

4.2 Modelagem dos consumidores considerando os RED

O prosumidor será representado no modelo como um consumidor que opta por gerar a própria energia e pode, ou não, ter um sistema de armazenamento. A aplicação de baterias atrás do medidor, pode ser uma solução viável para alguns dos problemas associados a MMGD, e reduzir o fator de carga do transformador, aumentar os índices de qualidade de energia perto de sua conexão, funcionar como fonte de energia reserva durante um períodos de queda de energia e adiar investimentos em reforços [96].

Apesar da geração própria, será considerado que esse prosumidor, continuará conectado na rede da concessionária por questões de segurança ao atendimento da sua carga. Assim, caso o consumo medido seja menor do que os valores mínimos de referência (VMR), o prosumidor deverá pagar para a concessionária o Custo de Disponibilidade (CDD). No Brasil, esses valores mínimos são de 30, 50 e 100 kWh dependendo se o tipo de ligação do consumidor é monofásica, bifásica ou trifásica, respectivamente. Se o consumo medido (E_P) exceder os valores mínimos de referência, o prosumidor deverá pagar o valor correspondente ao seu consumo multiplicado pela tarifa de energia (T) menos os seus créditos de energia (CRE). Dessa maneira, a fatura que o prosumidor paga para a concessionária (F_P), pode ser expressa, de forma simplificada, por:

$$F_P = \begin{cases} CDD, & \text{se } E_P \leq VMR \\ E_P \cdot T - CRE, & \text{se } E_P > VMR \end{cases} \quad (4.48)$$

Além do valor pago a concessionária, seja pela energia consumida, ou pela disponibilidade da rede, o prosumidor também arca com os custos dos RED adquiridos. A modelagem desses demais custos do prosumidor, será realizada conforme feito em [90], considerando que o prosumidor poderá optar por adquirir além dos painéis fotovoltaicos, também um sistema de armazenamento. Os custos desses recursos energéticos distribuídos (C_{RED}) serão modelados conforme a equação (4.49).

$$C_{RED} = s_1 \cdot E_{FV} + s_2 \cdot E_B \quad (4.49)$$

onde (s_1) e (s_2) são os custos anuais em MR\$/TWh do sistema fotovoltaico e de armazenamento, respectivamente e as variáveis (E_{FV}) e (E_B), representam as energias de cada um desses sistemas.

Para o cálculo do custo de aquisição do sistema de geração fotovoltaico, foi considerado o custo médio dos sistemas (P_{FV}) em MR\$/TW, as horas de sol da região durante o ano (H_S) e a eficiência do sistema (η_{FV}). O custo anualizado (s_1) é calculado a partir do custo total, da vida útil do sistema (l_{FV}) e da taxa de juros considerada (i), conforme o segundo termo na equação (4.50):

$$s_1 = \frac{P_{FV}}{H_S \cdot \eta_{FV}} \cdot \left(\frac{i}{1 - (1 + i)^{-l_{FV}}} \right) \quad (4.50)$$

De forma similar, o custo anual do sistema de armazenamento é calculado a seguir:

$$s_2 = \frac{P_B}{DoD \cdot c \cdot \eta_B} \cdot \left(\frac{i}{1 - (1 + i)^{-l_B}} \right) \quad (4.51)$$

onde (P_B) é o custo médio da aquisição das baterias em MR\$/TWh. A profundidade da descarga ($DoD - Depth of Discharge$) é um parâmetro importante, e quanto mais alto ($DoD \approx 100$) evita o sobredimensionamento do sistema de armazenamento [97]. O (c) representa o número de

ciclos de carga/descarga em um ano. O parâmetro (η_B) é a eficiência do sistema, e (l_B) representa a vida útil das baterias em anos.

Nesse cenário, o consumidor será representado no modelo TAROT com mais de uma possibilidade de consumo final de energia: consumidores comuns continuam recebendo energia apenas da concessionária, enquanto os prossumidores, por continuarem conectados na rede, podem consumir tanto a energia gerada por PV, quando pela fornecida pela concessionária, conforme representado na Figura 4.18.

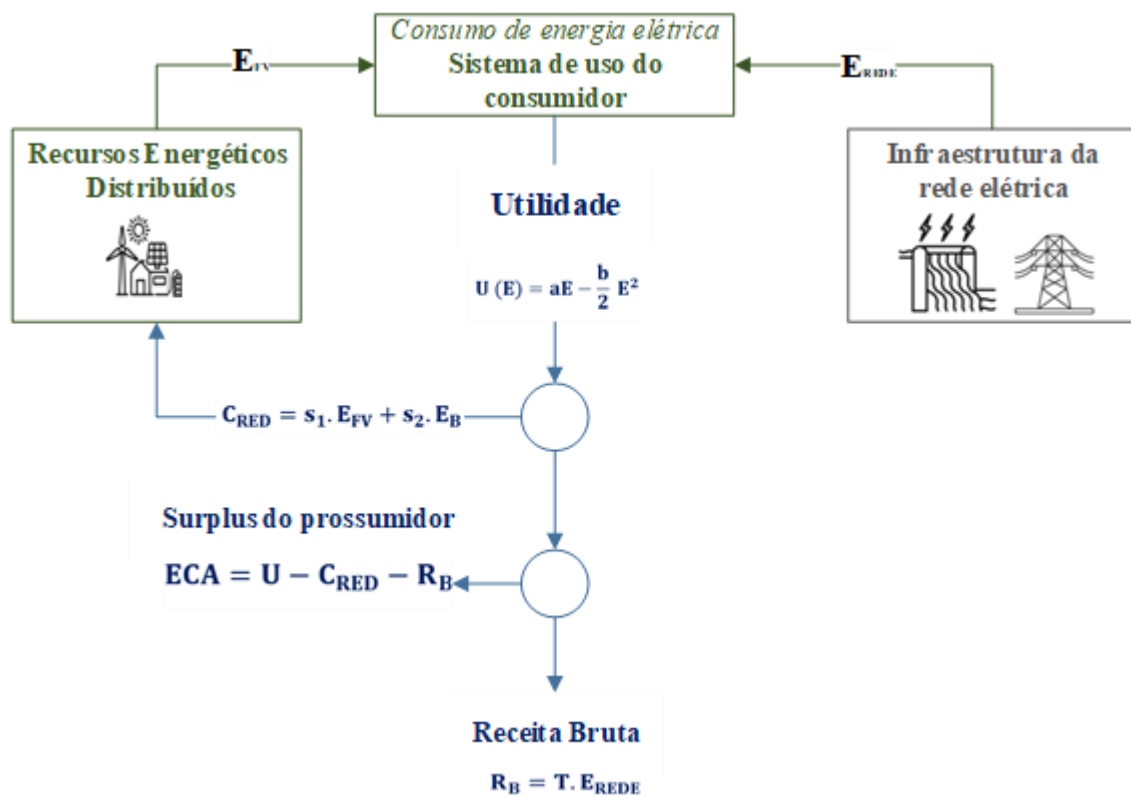


Figura 4.18 – Representação do prossumidor no modelo TAROT. Fonte: Autoria própria

Apesar da modelagem apresentar os custos para os sistemas de armazenamento do prossumidor, a Empresa de Pesquisa Energética concluiu novamente, no mais atual estudo do Plano Decenal de Energia PDE 2032 [94], que mesmo com a Lei 143.00, não há viabilidade econômica no investimentos em sistemas de consumidores com autoconsumo. Além do valor, uma das causas levantadas é que a regulação brasileira não incentiva esse investimento, uma vez que a própria rede da concessionária funciona como uma bateria para os geradores distribuídos e não há consideração horária da injeção dessa energia na rede. Porém, já será considerado nessa tese, para avaliações de novos modelos de negócio possíveis e caso seja analisado um cenário em que ainda não seja viável a utilização de armazenamento através do medido, no

equacionamento apresentado, basta considerar a energia da bateria em zero na equação (4.49), que modela os custos com RED do prossumers anualizados.

4.3 O agregador

Em geral, os RED conectados à rede da concessionária, são de pequeno e médio porte, e a prestação de serviços para a distribuidora individualmente não otimizaria os ganhos possíveis de adicionar flexibilidade ao sistema e diminuir os problemas causados pela intermitência da MMGD. O aumento da digitalização do setor e avanços da medição inteligente permitem o surgimento de novos agentes no mercado, como os agregadores.

O agregador, pode ser entendido como um novo *player* do mercado que atuará gerenciando os ativos de energia para um grupo de prossumidores e negocia esses ativos seja no mercado de energia ou diretamente com o a concessionária [98], podendo ter uma capacidade de controle semelhante à de uma usina convencional. Assim, será considerado nessa tese a definição de agregador apresentado pelo IRENA [99] na qual o agregador é uma empresa que opera uma usina virtual (VPP – *Virtual Power Plant*), que é uma agregação de RED diversos com o objetivo de permitir que essas pequenas fontes de energia forneçam serviços à rede, e sejam remunerados por isso. Conforme apresentado na Figura 4.19, uma VPP reúne cargas inteligentes, geração distribuída e armazenamento, permitindo que RED impactem positivamente a rede, fornecendo serviços diversos que ajudem na operação do sistema, como deslocamento de carga, balanceamento da carga e demanda, flexibilidade local.

Individualmente o prossumidor pode modificar o seu consumo, de modo a minimizar a sua conta de energia, adquirir armazenamento e fazer o gerenciamento da sua carga, optando por tarifas horárias, armazenando energia nos horários fora de pico e descarregando nos horários de pico. Porém, os prossumidores podem recorrer a um agregador com o objetivo de minimizar as contas agregadas de serviços públicos e coordenar sua operação de armazenamento de energia.

No Brasil, a figura de agregador foi definida na REN nº792/2017 [100] que tinha por objetivo estabelecer as condições do Programa Piloto de Resposta a Demanda da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A função do agregador é de agrupar apenas cargas das unidades consumidoras participar do programa. Não eram previstas a agregação de MMGD.

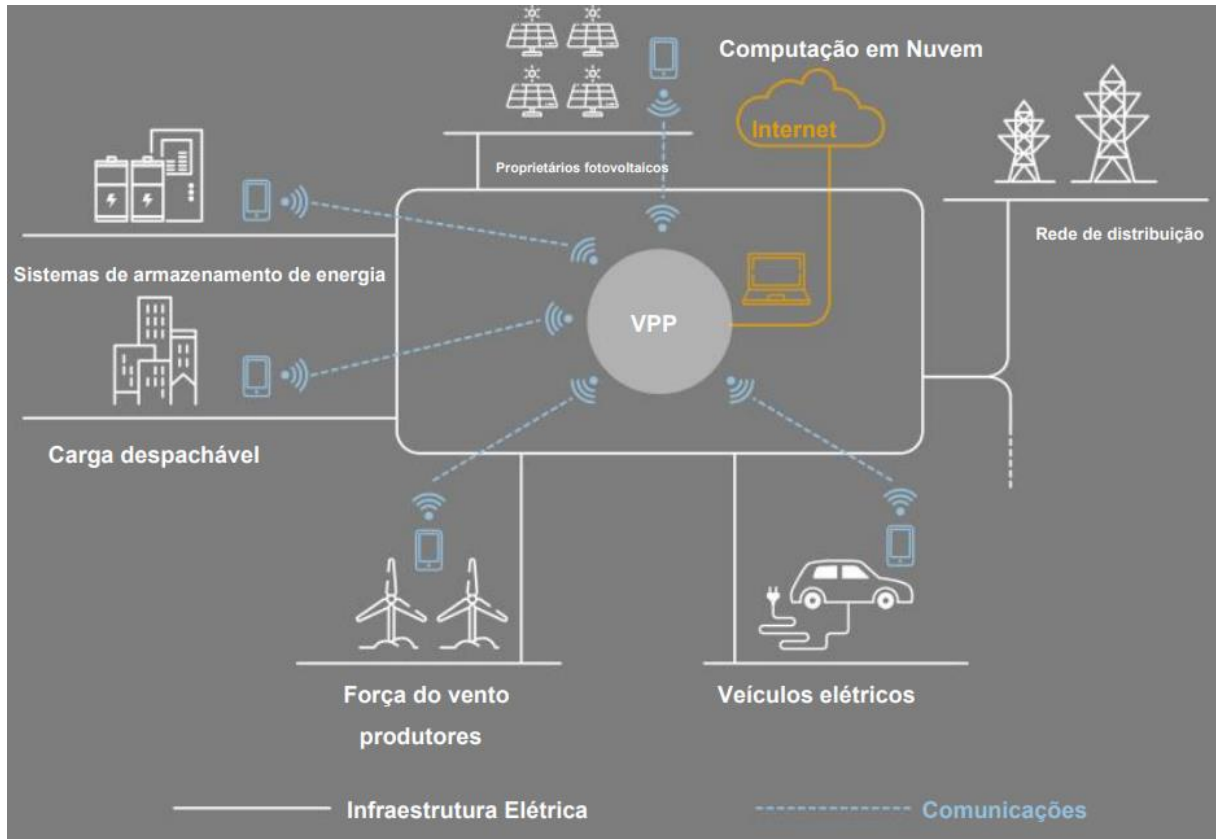


Figura 4.19 – Representação de aplicação de uma VPP. Fonte: IRENA [99]

É necessário que a regulamentação do setor permita a participação dos agregadores representando prossumers, democratizando assim, o acesso aos mercados de eletricidade [101]. Alguns países já possuem regulamentações específicas para agregadores, e algumas possibilidades são apresentadas na Tabela 4.3. Contando com a experiência de outros países que já incorporaram prossumidores de pequeno porte na cartela de possibilidades do agente agregador, o agente regulador no Brasil verificar qual as medidas necessárias para o desenvolvimento desse *player* no setor no futuro.

Nessa tese, será considerado que o custo total do agregador é o custo em negociar com a concessionária, representando os prossumidores integrantes da VPP, e o custo de gerenciar esses prossumidores individualmente. Para isso será prevista uma porcentagem do valor negociado com a concessionária pela prestação de serviços ao consumidor, que será responsável por remunerar o agregador.

Tabela 4.3 – Principais agregadores no mundo. Fonte: Adaptado de [99]

Agregador	País	Principais características
AGL	Austrália	Rede de baterias atrás do medidor Objetivo de reduzir os custos com eletricidade do consumidor e manter a estabilidade da rede no sul da Austrália
Eneco CrowdNet	Holanda	Rede de baterias através do medidor Os consumidores recebem baterias com desconto e um adicional de 450 euros anuais em troca do acesso de 30% da capacidade da bateria em qualquer hora do dia.
Emsys	Alemanha	A Emsys apoia agregadores de energia na integração eficiente de seus ativos de energia no mercado.
Next Kraftwerke	Europa	Rede de múltiplas unidades produtoras e consumidoras de energia de diversos tamanho distribuídos por toda Europa. Fornecer serviços ancilares VPP com cerca de 5.500 unidades totalizando mais de 4.500 MW
Stem	Estados Unidos	Rede de baterias atrás do medidor As baterias são carregadas quando o custo de eletricidade é baixo e descarregadas quando o custo é alto.

4.4 A modelagem do mercado considerando novos modelos de negócio

Nos últimos anos no Brasil, tem-se verificado um aumento considerável de fontes renováveis como a solar fotovoltaica e eólica, que devido a sua característica intermitente, sem o devido lastro de controle, podem causar problemas na operação do SIN. Antes do aumento da penetração dessas fontes na matriz elétrica brasileira a imprevisibilidade era apenas associada a carga. Agora, tanto carga quanto geração possuem essa característica o que reforça a necessidade de recursos para controle de tensão e frequência. Além disso, os RED criam desafios para a rede, pois podem extrair ou fornecer energia a taxas muito altas o que difere das cargas domésticas tradicionais. Por outro lado, a flexibilidade dessas tecnologias poderá ser utilizada para resolver congestionamentos na rede de distribuição e até ajudar a reduzir problemas ao nível da transmissão, se receberem os incentivos adequados. [86].

Para isso, a reformulação da regulação é essencial para promover maior participação dos prossumidores no mercado de energia elétrica, e a incorporação de novos modelos de negócio pode oferecer novas alternativas de geração de renda aos prossumidores, além de potencialmente ajudar a rede [101] e auxiliar na flexibilidade do sistema.

A partir de 2022, com a publicação da Lei 14.300, está prevista a prestação de serviços ancilares por micro e minigeradores, através da figura do agregador, mediante a remuneração. Apesar de ser um grande passo em direção a novos modelos de negócio possíveis, o art. 22 da lei apenas prevê essa possibilidade, porém ainda deixa em aberto que a regulação, quanto pagar e como pagar, ainda necessita de elaboração da ANEEL.

Com essas possibilidades, o prossumidor, através da remuneração pelos serviços prestados, deve ser incentivado a adotar um sistema de armazenamento visando retorno financeiro ou redução na conta de energia. Esse tipo de armazenamento, chamado por trás do medido pode colaborar na redução dos desafios causados pela intermitência das fontes renováveis, além de casar a curva de geração e carga, reduzindo também a necessidade de investimentos para atendimento de uma demanda de ponta.

Existem diversos serviços ancilares que podem ser prestados pelos prossumers, através do agregador, como regulação de tensão e frequência, resposta da demanda, e garantia de capacidade. A remuneração proposta para esses serviços deve ser capaz de estimular a adoção de baterias pelos prossumers e ao mesmo tempo, refletir de maneira adequada os ganhos percebidos pela distribuidora, ao contratar esse serviço ancilar. Porém, trabalhos na literatura já destacam o tamanho da complexidade devido a quantidade de trade-offs na definição de tarifas [86].

No programa piloto de resposta a demanda da CCEE, inicialmente focado em consumidores livres, a remuneração devido a redução da demanda era valorada considerando o preço da oferta feita pelo participante e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Caso o preço da oferta fosse acima do valor do PLD, a remuneração era realizada considerando a diferença entre o preço da oferta vencedora e o PLD. Porém, no Relatório de Análise do Programa [102] é sugerida que o pagamento seja desatrelado do PDL, e apresenta duas possibilidades: a primeira, de se definir uma parcela fixa visando cobrir os investimentos necessários para atender as solicitações de redução de demanda do ONS. A segunda, sugere a implementação de uma parcela fixa acrescida de uma parcela variável.

Com base nessas considerações, de projeto piloto realizado no Brasil, e buscando o equilíbrio entre os agentes, de modo que o benefício gerado pelo serviço ancilar seja capaz de remunerar o prossumers, a valoração do serviço ancilar prestado pelos RED irá considerar uma parcela fixa e uma variável, de acordo com o nível de penetração da MMGD na rede. A Figura 4.20 apresenta o modelo TAROT com os RED proposto.

Modelo TAROT com Recursos Energéticos Distribuídos

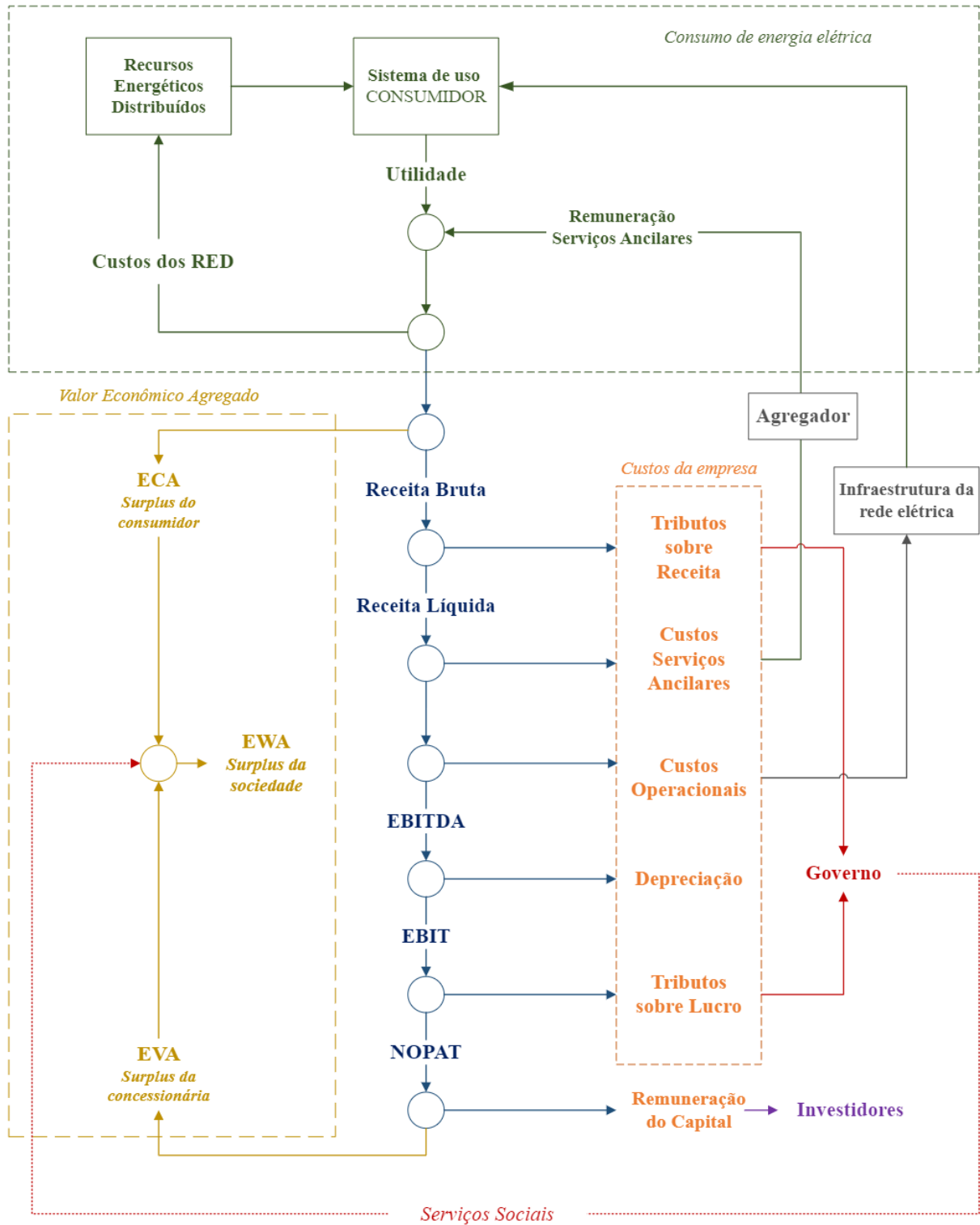


Figura 4.20 – Modelo TAROT com os RED. Fonte: Autoria própria

5 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

5.1 Dados utilizados

Para a avaliação do modelo socioeconômico do mercado elétrico com a integração dos recursos energéticos distribuídos de forma inteligente, o equacionamento proposto no capítulo anterior será aplicado utilizando os dados reais de uma das concessionárias com maior penetração de MMGD do país: a CPFL Paulista. A empresa escolhida é a 4ª em número de conexões e potência instalada no Brasil, ficando atrás apenas da CEMIG, RGE Sul e COPEL

Até o final de 2022, a maior empresa do estado de São Paulo em número de conexões já acumulava 1,07 GW de potência instalada e mais de 117 mil conexões de MMGD. A evolução da MMGD na rede da CPFL Paulista pode ser verificada na Figura 5.21.

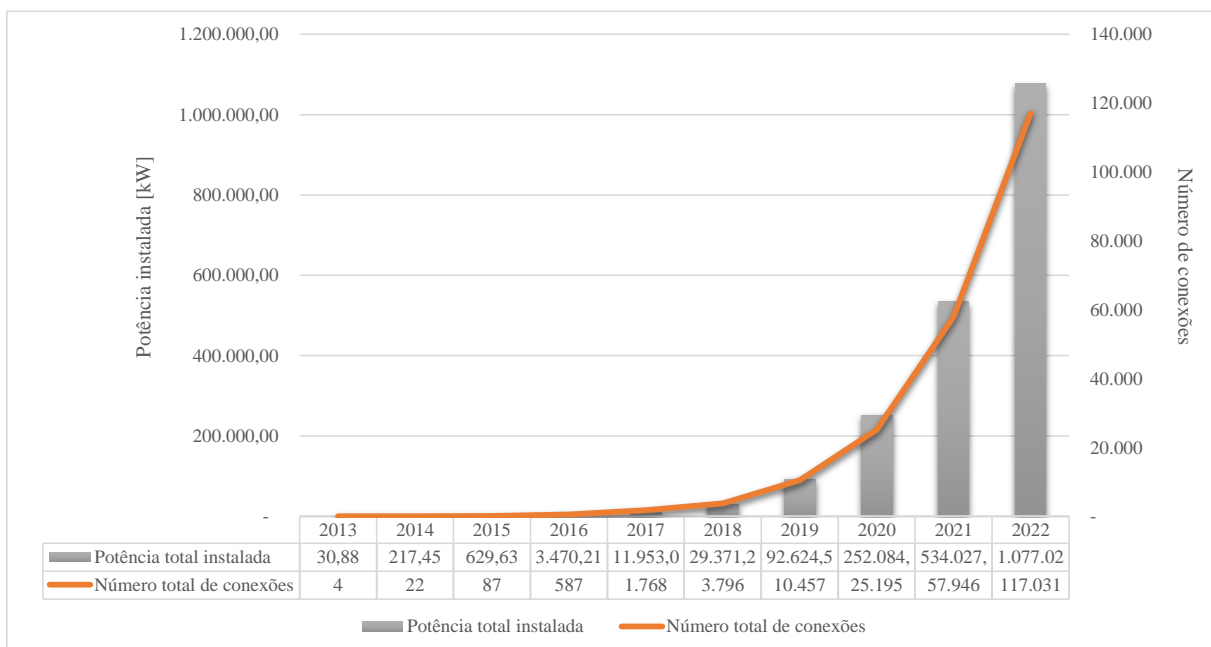


Figura 5.21 – Evolução da MMGD na rede da CPFL Paulista. Fonte: Autoria própria

Do número total de conexões, 99,98% são provenientes de fonte fotovoltaica, com maior concentração na classe residencial, conforme Figura 5.22. Da potência total instalada, 82,8% estão na modalidade de geração na própria unidade consumidora, seguido pelo autoconsumo remoto com 15,9%.

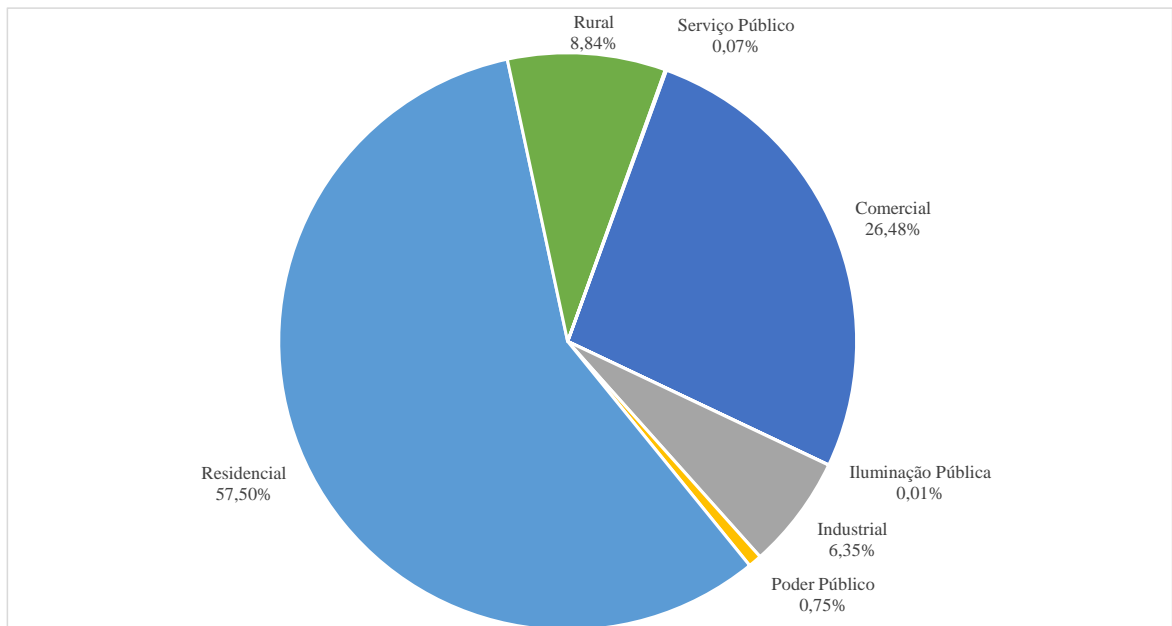


Figura 5.22 – Distribuição da MMGD por classe de consumo. Fonte: Autoria própria

Avaliando os dados da CPFL Paulista desde 2008, no 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, nota-se que a partir de 2016 a energia comercializada inicia uma tendência de queda, que permanece até a última RTP, em abril de 2023. Porém, o número de unidades consumidoras aumentou a cada revisão, conforme observa-se na Figura 5.23.

Essa redução de mercado de energia, apesar do aumento no número de clientes, pode estar associada ao aumento do número de geradores fotovoltaicos na rede da empresa, que cresce a cada ano.

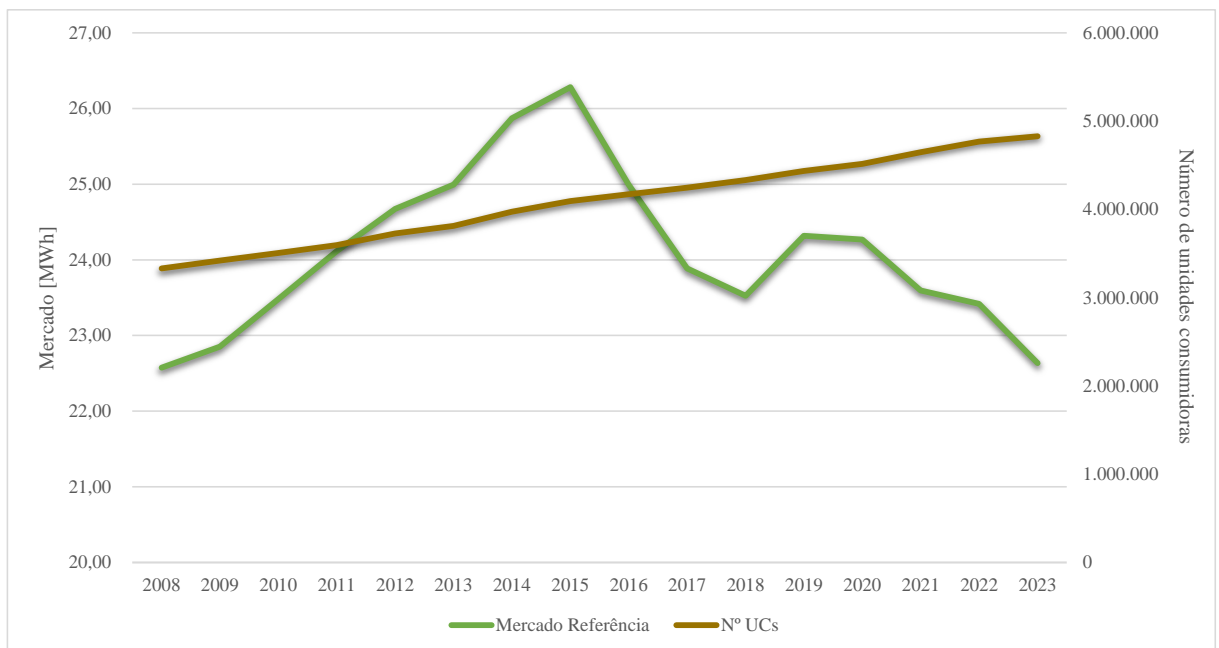


Figura 5.23 – Evolução do mercado de energia e número de UCs. Fonte: Autoria própria

Outro ponto de destaque nos dados da CPFL Paulista é que da Base de Remuneração Regulatória (BRR) de ativos tem sua tendência crescente acentuada a partir de 2017. Entretanto, ao verificar os dados de extensão de rede da distribuidora, em km, que é apresentado a cada ciclo de RTP, pode-se concluir que o valor da base de ativos nas revisões do 2º e 3º ciclos, em relação a cada km de rede da CPFL Paulista, possui uma relação bem menor do que a relação dos 4º e 5º ciclos. Ou seja, atualmente, a base de ativos da CPFL Paulista possui um valor muito superior para cada km de extensão da sua rede de distribuição, conforme pode-se verificar na Figura 5.24.

Enquanto entre o 2º e 3º ciclo de RTP a relação de base de ativos por extensão de rede ficou praticamente constante: a extensão da rede aumentou aproximadamente 43%, a base de ativos aumentou em aproximadamente 40%. Já no 4º ciclo, o aumento da rede foi de apenas 7,4% a base de ativos cresceu 58,9%. E na última revisão, que aconteceu em abril de 2023, a rede apresentou um crescimento de 7%, o crescimento verificado de BRR foi de 105%.

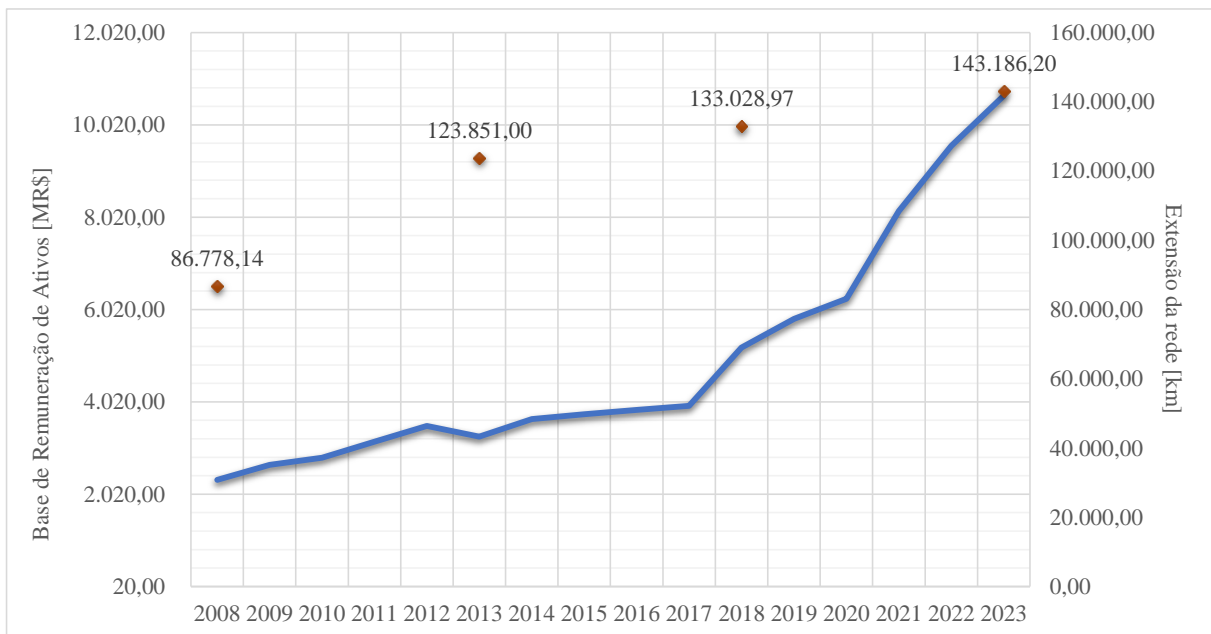


Figura 5.24 – Evolução da base de ativos e extensão da rede. Fonte: Autoria própria

Conforme visto no capítulo anterior, a regulação atual no Brasil resulta em um incentivo no investimento da base de ativos, que é um parâmetro muito importante, pois através dele que é calculada a remuneração dos acionistas, depreciação da rede e alguns custos, ou seja, impacta diretamente na receita requerida da distribuidora.

A Figura 5.25 apresenta a correlação positiva entre as variáveis base de remuneração de ativos e número de conexões de MMGD, ou seja, quando crescem as conexões, cresce a BRR.

Porém, uma relação de correlação não é o suficiente para estabelecer a causalidade. São necessárias análises e hipóteses mais profundas para esclarecer o aumento na base de ativos.

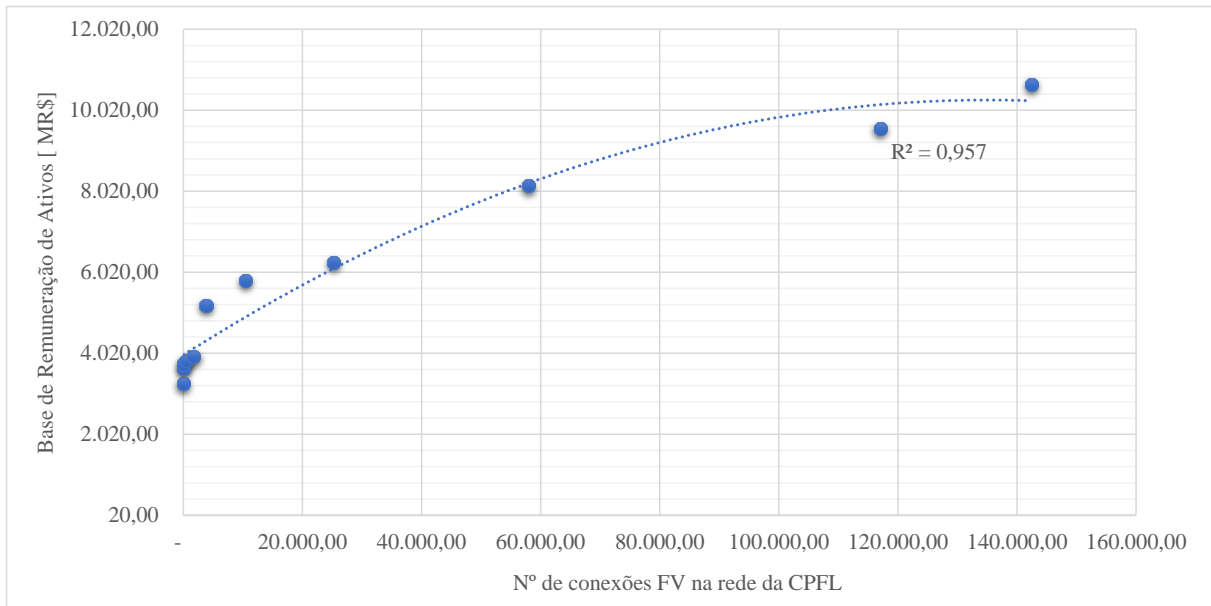


Figura 5.25 – Correlação entre base de ativos e número de conexões. Fonte: Autoria própria

Esse aumento na BRR pode ser justificado tanto pelo crescimento de mercado, o que não é o caso da CPFL Paulista conforme apresentado na Figura 5.23, ou pela existência de ativos antigos e que necessitem substituição [103]. Em ambos os casos, os investimentos são fiscalizados pela agência reguladora. Porém, no caso analisado, o aumento na BRR não se deve apenas aos investimentos realizados no período, mas também devido a atualização da base de acordo com o IPCA, que cresceu 34,4% entre os anos de 2013 e 2018, no 4º ciclo de revisão tarifária, e 33,2% no período seguinte, entre 2018 e 2023. Independente dos motivos que justifiquem o valor atual da BRR, o aumento da base de ativos sem crescimento proporcional do mercado, implica inevitavelmente em tarifas maiores aos consumidores.

A Tabela 5.4 apresenta os parâmetros de entrada do modelo TAROT, relativos ao ano de 2023 da CPFL Paulista, que será utilizado como base do estudo de caso. A partir desses dados da concessionária, foram calculados os parâmetros dos seus consumidores, que são apresentados na Tabela 5.5 também referente ano de 2023.

Dado que os prossumidores com fotovoltaica são praticamente a totalidade das conexões, tanto na CPFL Paulista, quanto no país como um todo, será considerado nesse trabalho apenas a geração através dos painéis solares. Os dados utilizados no modelo TAROT, para a representação dos custos anuais desses geradores junto a carga estão apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.4– Parâmetros de entrada da concessionária no modelo TAROT

Parâmetro	Definição	Valor	Unidade	Referência
μ	Alíquota dos Tributos sobre Venda	0,1490	-	
t	Alíquota dos Tributos sobre o Lucro	0,3400	-	
d	Taxa Média de Depreciação das Instalações	0,0387	-	
r_w	Custo Ponderado de Capital (WACC)	0,0743	-	
E	Quantidade de energia vendida	22,63	TWh	
RR	Receita Requerida	14.990,63	MR\$	Valores retirados da planilha SPARTA [104]
B	Base de Remuneração Regulatória dos ativos	10.650,00	MR\$	
ES	Custo com Encargos setoriais	3202,92	MR\$	
ES_{CDE-GD}	Quota da CDE devido aumento da GD	119,05	MR\$	
CT	Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição	1.715,57	MR\$	
CE	Compra de Energia	5.655,22	MR\$	
CAOM	Custos de Administração, Operação e Manutenção	2.061,98	MR\$	
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis	249,97	MR\$	
e	Coefficiente dos Custos de Venda da Energia	530,57	MR\$/TWh	
p	Coefficiente das Perdas de Energia	17.112,36	MR\$ ² /TWh ²	
T	Tarifa Média de Venda da Energia	816,32	MR\$/TWh	Valores calculados a partir dos dados da SPARTA
e'	Coefficiente dos Custos de Venda da Energia considerando influência da MMGD	369,45	MR\$/TWh	
δ	Coefficiente de acréscimo de ES devido a MMGD	0,47	-	
α	Incremento na base de ativos devido a MMGD	0,025	-	
f	Parâmetro de perdas obtido através de simulação	3.256.830	MR\$ ²	Valores de simulação [90]
g	Parâmetro de perdas obtido através de simulação	-3.299.461	MR\$ ²	

Tabela 5.5 – Parâmetros de entrada dos consumidores no modelo TAROT proposto

Parâmetro	Definição	Valor	Unidade	Referência
ε	Elasticidade-Preço do Consumo de Energia Média	0,1597	-	[105]
a	Avidez	5.927,38	MR\$/TWh	Valores calculados
b	Saciedade	225,81	MR\$/TWh ²	

Tabela 5.6 – Parâmetros de entrada da geração fotovoltaica no modelo TAROT proposto

Parâmetro	Definição	Valor	Unidade	Referência
P_{FV}	Preço médio sistema de geração fotovoltaico	3,75	R\$/Wp	
η_{FV}	Eficiência do sistema fotovoltaico	0,80	-	[106]
l_{FV}	Vida útil do sistema fotovoltaico	25	anos	
H_s	Horas de sol por ano	1616,9	Horas/ano	[107]
i	Taxa de retorno	0,12	-	[108]
s_1	Custo anual da geração fotovoltaica	369,96	MR\$/TWh	Calculado

Para o sistema de armazenamento, foram consideradas baterias com a tecnologia de íon de lítio, pois essas apresentam-se como uma tecnologia promissora para a aplicação atrás do medidor, pois possuem uma alta eficiência, uma longa vida útil com uma alta profundidade de descarga [97]. Na Figura 5.26, verifica-se que a queda nos preços dessas baterias ao longo da última década era uma tendência consistente, até o ano de 2022, no qual houve pela primeira vez um registro de aumento em relação ao ano anterior [109]. Segundo a BloombergNEF, devido às incertezas pós-Covid e a interrupção de cadeias de suprimentos causadas pela guerra da Rússia na Ucrânia, os preços das baterias de íons de lítio devem permanecer elevados, com média de US\$ 152/kWh.

Os casos com armazenamento serão avaliados em conjunto com a prestação de serviços ancilares, através da figura do agregador. Será considerada uma taxa de 2% sobre a receita dos serviços prestados a distribuidora, para a remuneração do agregador.

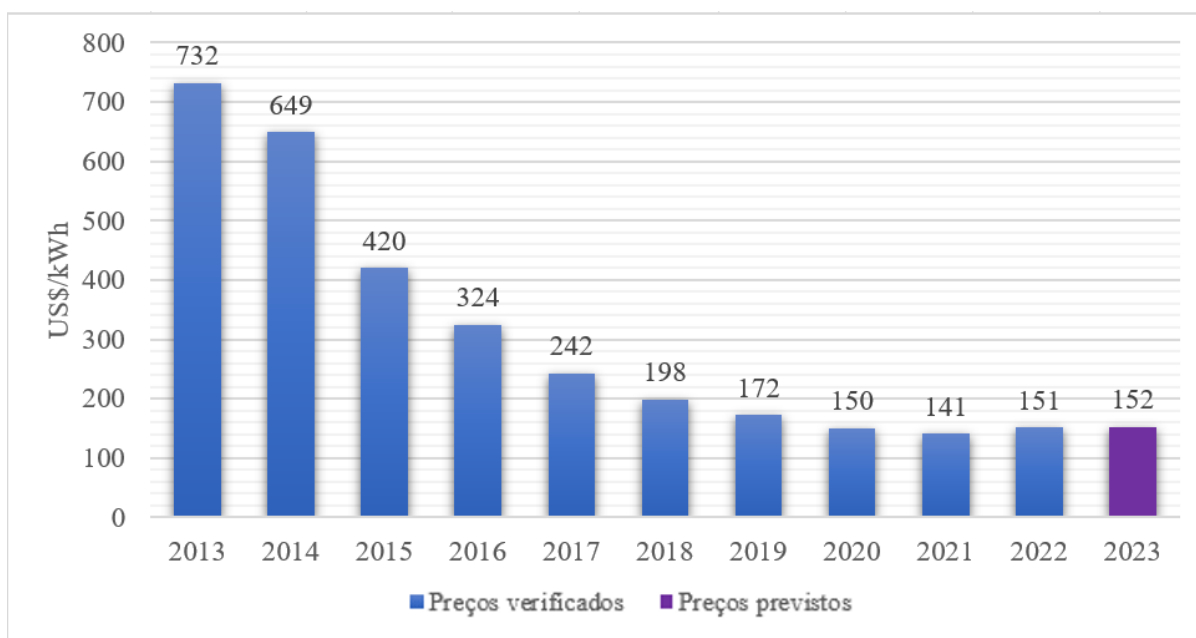


Figura 5.26 – Preço das baterias de íon de lítio. Fonte: Adaptado de [109]

Tabela 5.7 – Parâmetros de entrada do armazenamento no modelo TAROT proposto

Parâmetro	Definição	Valor	Unidade	Referência
P_B	Preço médio sistema de armazenamento	152,00	US\$/kWh	[109]
η_B	Eficiência do armazenamento	0,89	-	
l_B	Vida útil do armazenamento	15	anos	[110]
DoD	Profundidade de descarga (<i>Depth of Discharge</i>)	0,925	-	
ciclos	Número de ciclos por ano	260	-	
i	Taxa de retorno	0,12	-	[108]
Câmbio	Relação entre o real e o dólar	5,00	R\$/ US\$	
s_2	Custo anual do armazenamento	381,67	MR\$/TWh	Calculado

De modo a avaliar se com o modelo de mercado atual o setor elétrico seguirá crescendo e se desenvolvendo de forma equilibrada, com todos os novos recursos distribuídos que tendem a ser inseridos na rede, será simulado aumento no nível de penetração da MMGD na rede da concessionária. A expansão da capacidade instalada em MMGD foi feita considerando o cenário apresentado do Plano de Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031, considerando uma penetração de aproximadamente 31 GW de potência instalada em todo o país até 2029, e mantendo a representatividade atual de penetração da CPFL Paulista em relação as demais concessionárias, seria o equivalente a 2,8 GW de MMGD na rede da concessionária (Figura 5.27), representando uma penetração, considerando o mercado na baixa tensão, de aproximadamente 30%. Portanto, serão analisados cenários com até 30% de penetração nas seções seguintes.

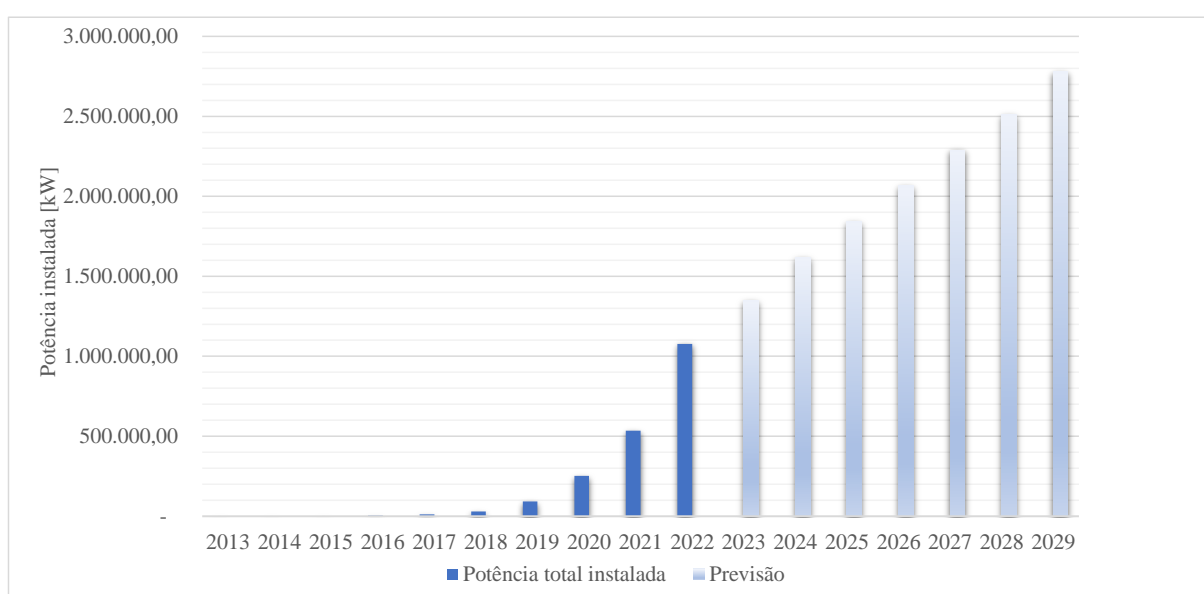


Figura 5.27 – Previsão de aumento da potência instalada da MMGD. Fonte: PDE 2031[111]

5.2 Condições iniciais do mercado

Com base nos dados da planilha SPARTA para o ano de 2023 da concessionária CPFL Paulista, apresentados na Tabela 5.4, foi simulado um cenário base considerando as equações do modelo TAROT tradicionais apresentadas no capítulo 3. Os resultados foram apresentados no fluxograma da Figura 5.28 para melhor visualização do modelo. Esse cenário será utilizado como comparativo para a análise das variáveis de interesse nos cenários futuros que analisam o aumento dos RED na rede, e a prestação de serviços ancilares pelo prossumidor.

Nota-se que, apesar da empresa ter passado por RTP em 2023, o valor econômico agregado é 843,93 MR\$. Em anos de revisão periódica, e buscando manter o EEF da empresa e não onerar o consumidor, a ANEEL busca calcular as tarifas de modo que o EVA da empresa em anos de RTP seja próximo de zero. E assim, nos próximos anos, devido aos ganhos esperados

com eficiência, o valor agregado para a empresa seja maior. Outro ponto de destaque é a base de remuneração de ativos, que é 10.650,00 MR\$. Segundo a equação (3.30), com o cálculo otimizado, o valor chegaria a 7.589,94 MR\$.

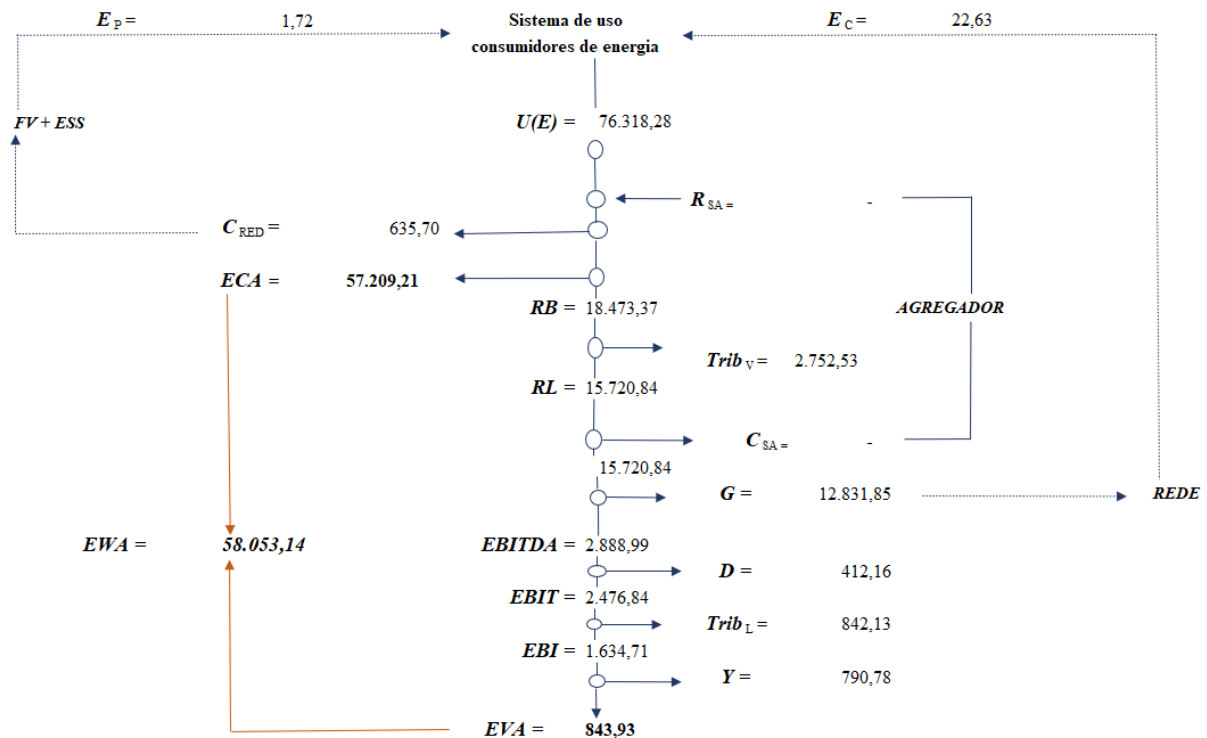


Figura 5.28 – Resultado modelo TAROT tradicional para os dados da CPFL Paulista 2023

Nas análises a seguir, será verificado, com base no cenário atual apresentado, se o aumento da penetração de RED criou ou destruiu bem-estar socioeconômico, e quais dos agentes foram beneficiados ou prejudicados com o avanço da penetração e novos modelos de negócio, como a prestação de serviços ancilares.

5.3 Análise do aumento da MMGD e seus efeitos no mercado

Nessa seção, serão apresentados os dados das simulações feitas considerando um aumento na penetração de MMGD na rede da distribuidora, e os impactos nos agentes avaliados. Será utilizado o modelo TAROT proposto nessa tese, que considera além do impacto dos RED nas perdas e custos operacionais, também o impacto na base de remuneração da concessionária e nos custos da parcela A, mais especificamente, nos encargos setoriais. A Figura 5.29 apresenta em formato de gráfico e tabela, as principais variáveis do modelo TAROT, conforme a penetração de MMGD aumenta na rede. Para a realização dessa análise, foi considerada tarifa constante e variação do nível de penetração. Ressalta-se que a definição de nível de penetração nessa

tese é a expectativa de energia gerada pela MMGD (com base na potência instalada e horas de sol anuais na região) em relação ao mercado de BT da CPFL Paulista.

Nota-se que com o aumento da MMGD, a concessionária perde mercado de energia e conseqüente, receita. A diminuição dos gastos se dá tanto pela redução do mercado, quanto pelos benefícios associados a penetração da MMGD que foram equacionados no modelo. A depreciação, assim como a remuneração do capital, são custos da distribuidora que crescem com o aumento da penetração, uma vez que dependem da BRR, que é impactada com esse aumento (Figura 5.30). O EVA da empresa, a partir de 28,44% de penetração na BT, fica negativo, a partir daí, se não houver mudanças na regulamentação, a concessionária não será capaz de construir valor com a atividade de distribuição de energia.

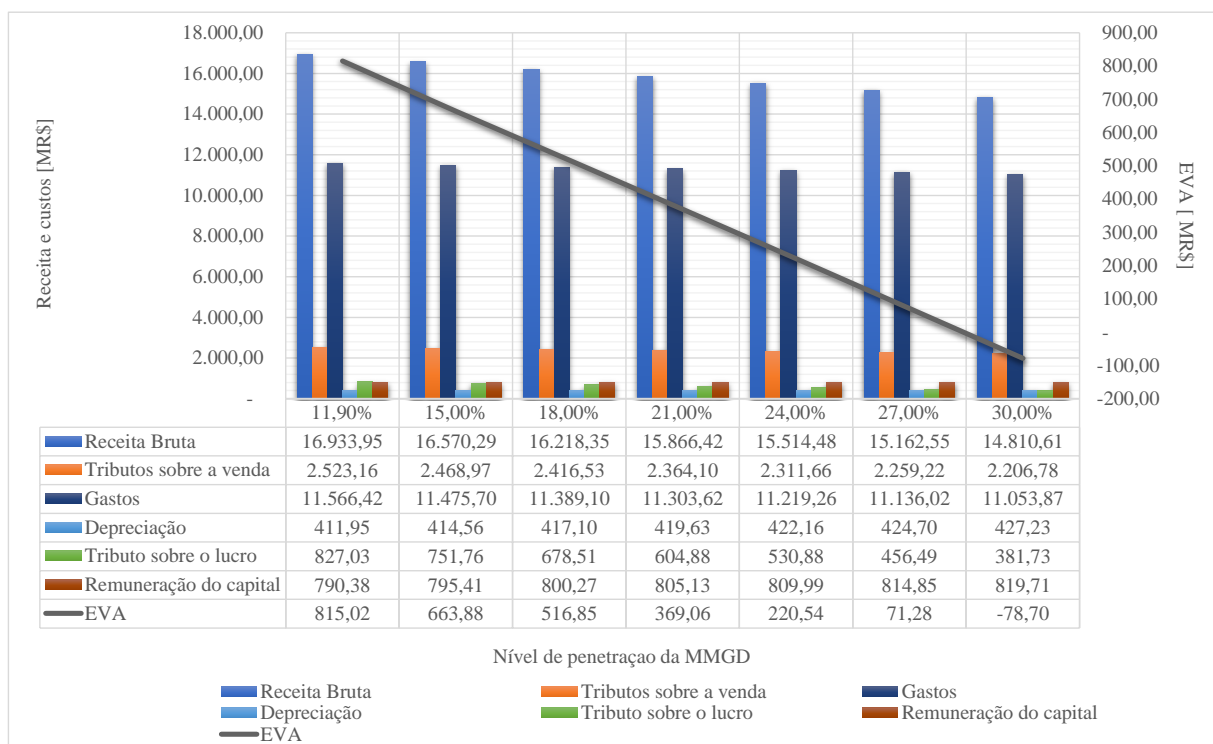


Figura 5.29 – Impactos do aumento da penetração de MMGD nas finanças da distribuidora.

Para evidenciar a capacidade do modelo TAROT otimizado em manter o equilíbrio econômico entre os agentes, serão apresentados a seguir a comparação das principais variáveis, considerando o modelo TAROT não-otimizado (simulações utilizando exatamente os dados obtidos da SPARTA) e o modelo TAROT com suas variáveis otimizadas. A Figura 5.31 mostra que, ao considerar o custo mínimo, o EVA produzido pela empresa é nulo, e assim a empresa encontra-se em EEF.

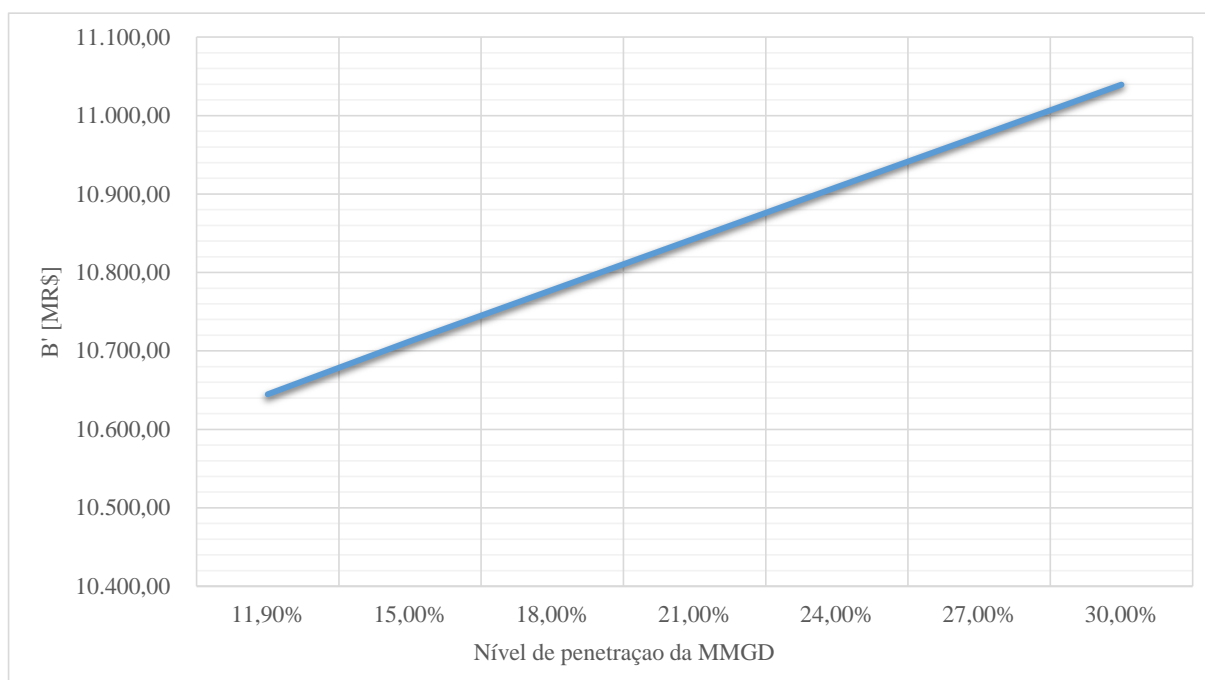


Figura 5.30 – Impactos verificados na base de ativos com aumento da MMGD

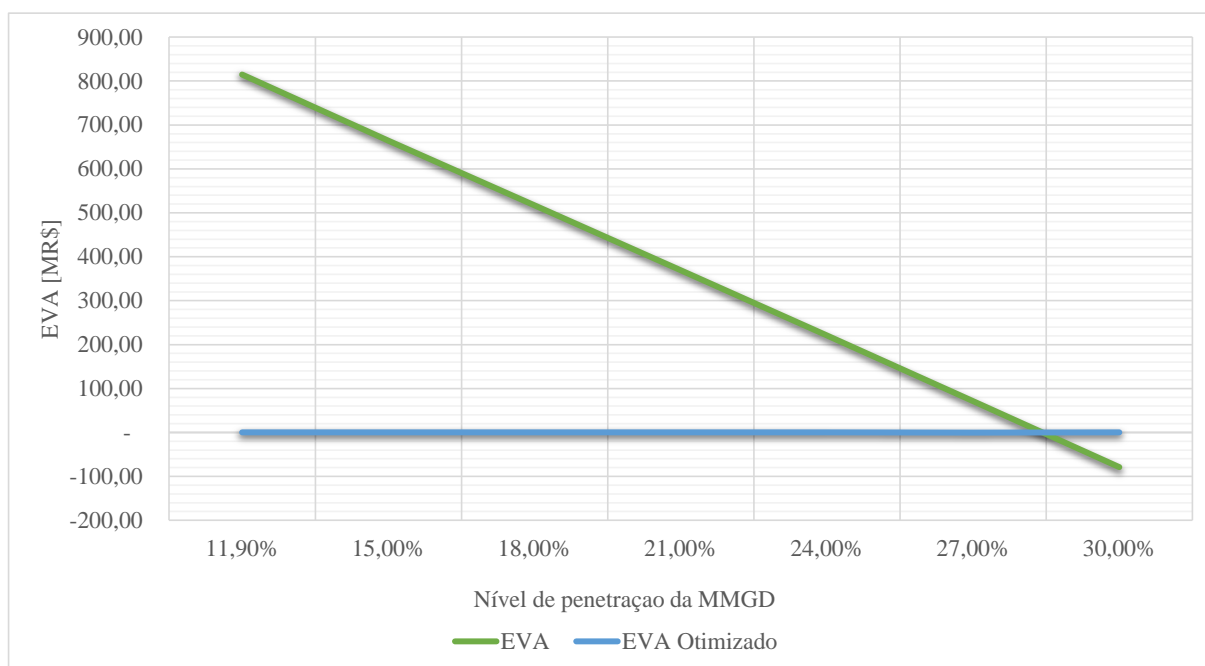


Figura 5.31 – Impactos verificados no EVA com aumento da MMGD

Ainda, avaliando os efeitos sob a ótica da concessionária, conforme esperado o ROI, é reduzido conforme o aumento dos RED. Essa variável representa o ganho bruto obtido por cada real investido na rede. Em um cenário onde os ganhos com receita diminuem devido a perda de mercado, e a necessidade de investimento na rede aumenta, o ROI tende a diminuir.

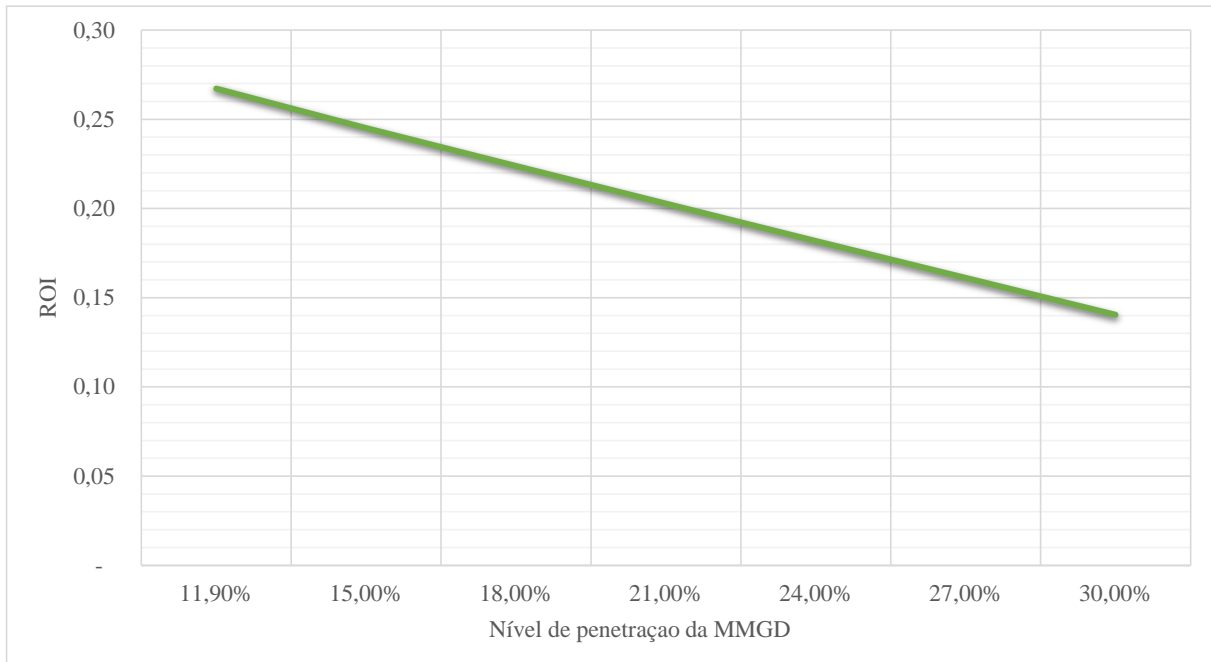


Figura 5.32 – Impactos verificados no ROI com aumento da MMGD

Se pela visão da concessionária, nas regras atuais, o aumento da MMGD sinaliza uma perda de receita e do EVA, os consumidores verificam um aumento no valor agregado ECA (Figura 5.33). Como o valor agregado para a sociedade (EWA), é a soma do ECA e do EVA, com o EVA cada vez menor conforme aumenta a penetração, o ECA ganha mais representatividade no cálculo do bem-estar socioeconômico, que também cresce, conforme pode-se verificar na Figura 5.34. Porém, quando se utiliza a otimização do modelo TAROT, verifica-se que, de modo a se obter um equilíbrio entre os agentes, garantindo em EVA maior ou igual a zero, em um mercado otimizado, com custos mínimos, os ganhos do consumidor deveriam ser menores (curva ECA Otimizado).

Destaca-se, aqui, uma das grandes funcionalidades do modelo TAROT, que é poder analisar o mercado elétrico, em diferentes situações sobre diversos aspectos, uma vez que se consegue enxergar os agentes de interesse envolvidos, e como o ganho exacerbado de um agente, prejudica inevitavelmente um outro. E o papel do agente regulador é tentar ao máximo equilibrar os interesses de modo a garantir um desenvolvimento sadio do mercado.

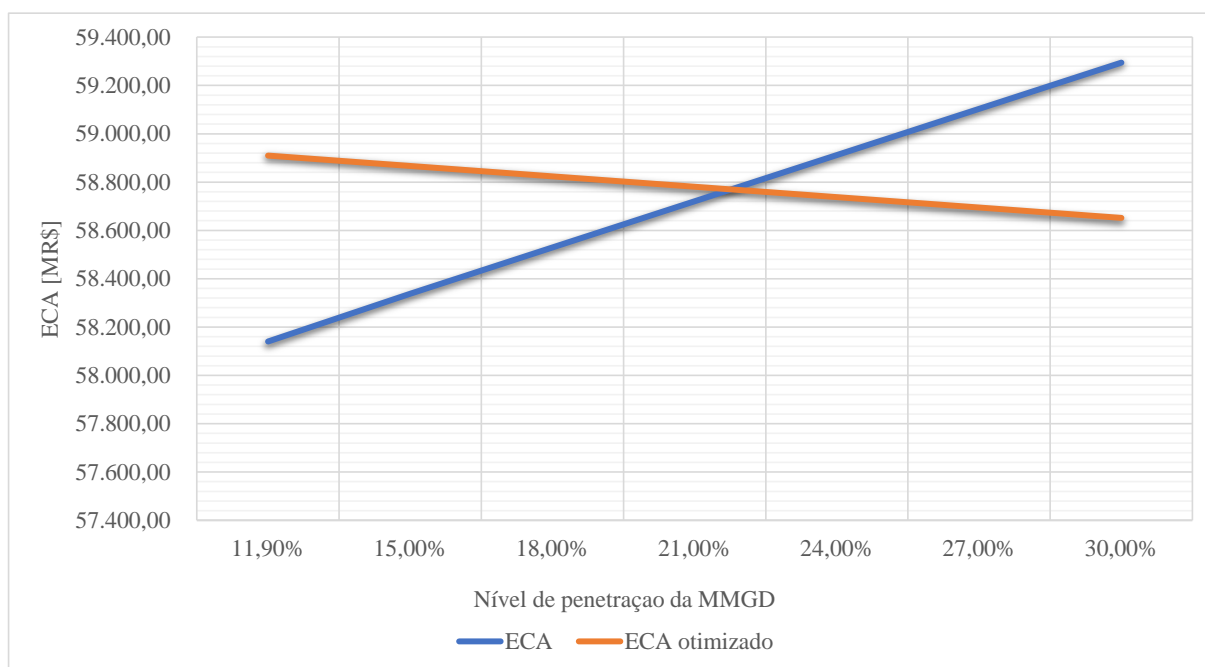


Figura 5.33 – Impactos verificados no ECA com aumento da MMGD

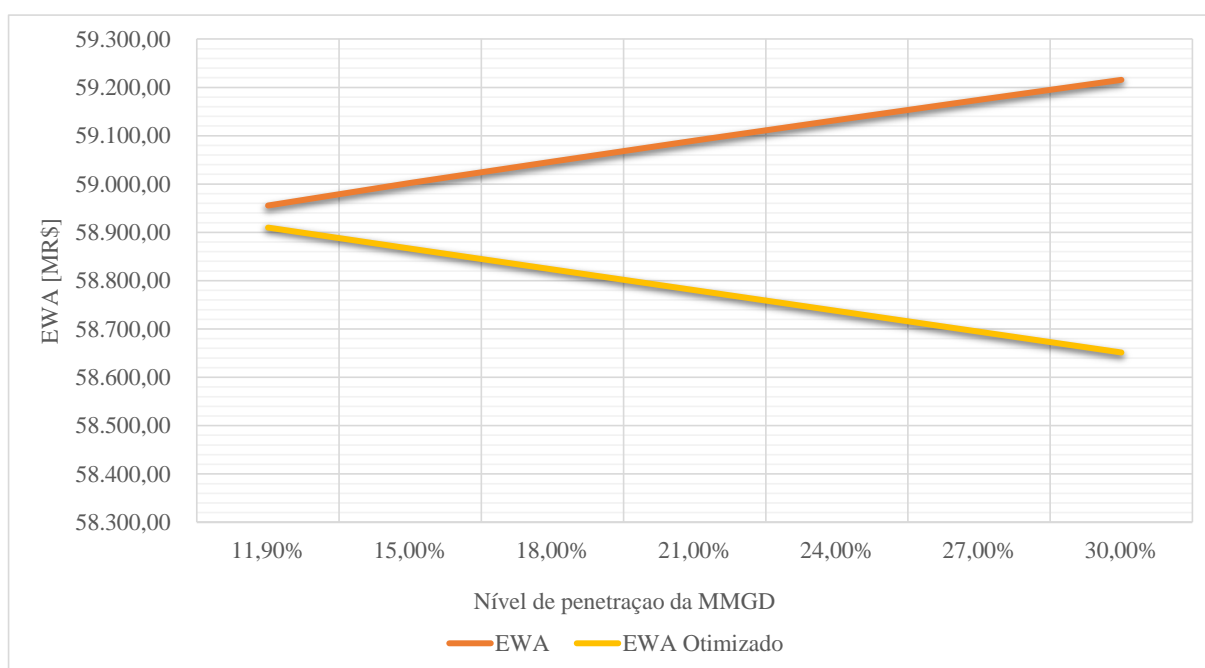


Figura 5.34 – Impactos verificados no EWA com aumento da MMGD

O agente governo também é impactado pelas mudanças que podem ocorrer no setor elétrico, pois a tarifa possui tributos que incidem tanto sobre a venda da energia, quanto sobre o lucro obtido com a atividade de distribuição. Nesse cenário, onde a receita da concessionária diminui, os impostos recolhidos pelo governo, também são reduzidos conforme a MMGD avança. A Figura 5.35 mostra essa queda na arrecadação.

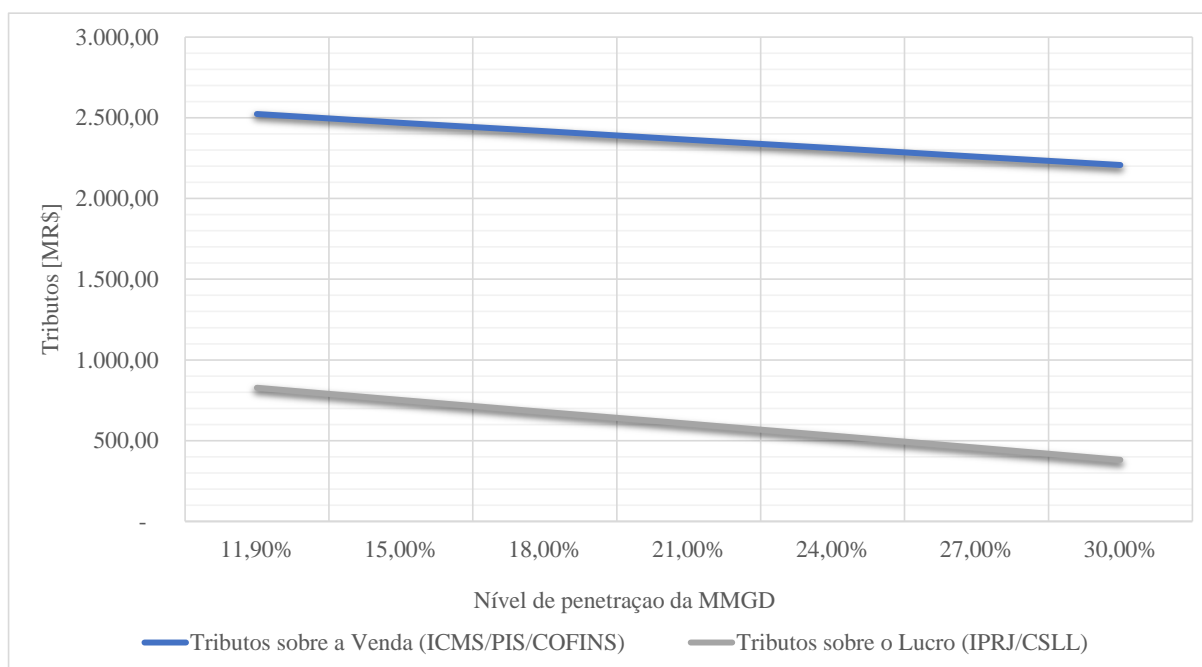


Figura 5.35 – Impactos verificados nos tributos com aumento da MMGD

5.4 Análise da prestação de serviços ancilares pelos prossumidores

Os resultados obtidos com a análise do aumento da penetração de MMGD na rede de distribuição, em níveis que apesar de parecerem altos, estão condizentes com as perspectivas do EPE para os próximos anos, evidencia que a regulamentação precisa evoluir para que permita e incentive de maneira adequada a inserção de fontes de armazenamento de energia atrás do medidor. Hoje, além das barreiras regulatórias, o prossumidor que decidir colocar uma bateria associado à sua geração FV, também esbarra na questão financeira. Porém, conforme foi visto anteriormente, as perspectivas são que as baterias de íons de lítio continuem reduzindo de valor. Se o prossumidor fosse recompensado financeiramente por instalar armazenadores, e associado a um agregador, preste serviços para a concessionária, o mercado de armazenamento brasileiro que hoje é pequeno, teria muito a crescer. Esses RED juntos, além de representarem um retorno financeiro ao consumidor, também podem ser essenciais para ajudar na operação das redes de distribuição. Dessa forma, será apresentado nessa seção, cenários em que o prossumidor tem além da FV, também baterias, e de forma agregada poderá prestar serviços ancilares a rede.

Premissas adotadas:

- Todos os prossumidores possuem além de geração FV, armazenadores de energia.

- Foi considerado um fator de simultaneidade de geração FV e carga do prossumidor de 35%. Esse fator foi utilizado para calcular a capacidade dos armazenadores de energia, evitando um sobredimensionamento.
- O custo do agregador no modelo é de 2% do valor do serviço ancilar pago pela concessionária.
- A tarifa de remuneração do serviço ancilar foi calculada de modo a manter o EEF da concessionária, e é dependente do nível de penetração dos RED.
- O valor mínimo considerado para a remuneração dos serviços ancilares foi o valor atual médio do PLD de outubro de 2023 [112]: 74,84 R\$/MWh.

A Figura 5.36 apresenta a curva de tarifa de serviços ancilares e a capacidade de energia disponível em armazenadores para a prestação desses serviços. Foi considerado para a definição dessas tarifas que elas deveriam incentivar o prossumidor que já tem um painel fotovoltaico a adquirir um armazenador, remunerar de forma adequada os ganhos que a concessionária tem com esse serviço, e manter o EEF da mesma. Assim, quanto mais RED estiverem aptos a fornecer serviços a rede, através de um agregador, quanto maior a demanda, menor deve ser o incentivo, visto que com o passar dos anos o valor do investimento em armazenamento também tende a diminuir. Até 24% de penetração dos RED, foi possível manter o EEF da empresa. Para níveis de penetração de RED acima desse valor, a tarifa considerada foi a mínima, seguindo o PLD.

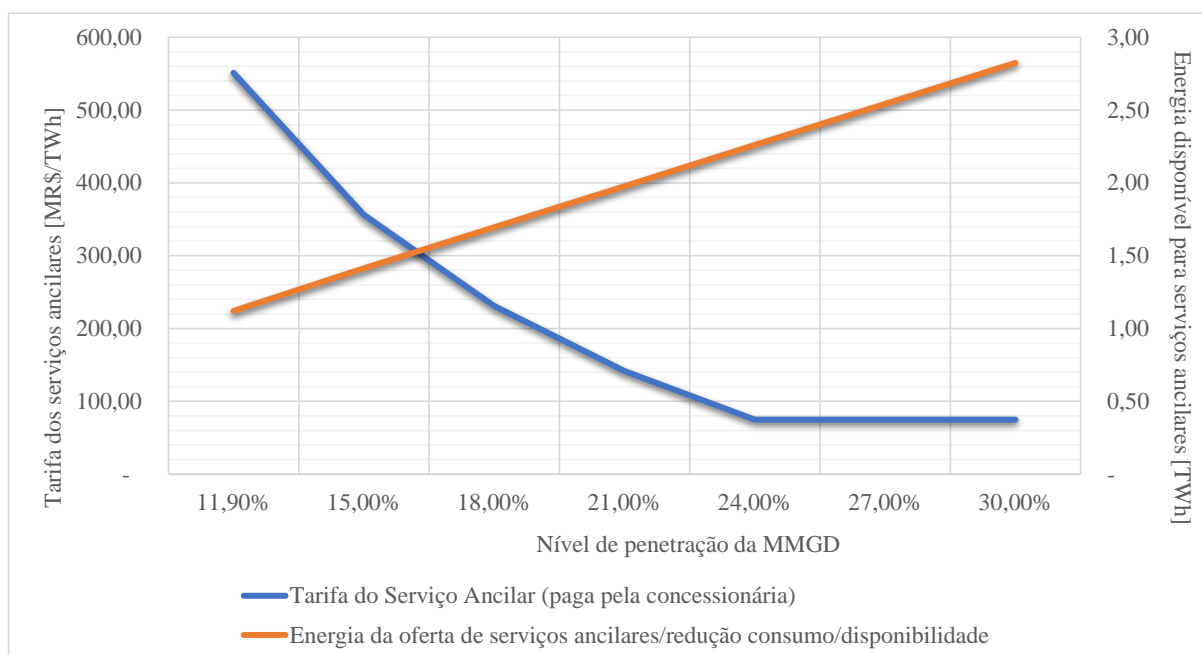


Figura 5.36 – Tarifa de serviços ancilares e oferta de energia pelo prossumidor

Os resultados obtidos com o modelo TAROT proposto, inserindo novos agentes, possibilidades de negócio e considerando os impactos na rede da distribuidora, são apresentados na Figura 5.37, com os dados da CPFL Paulista de 2023.

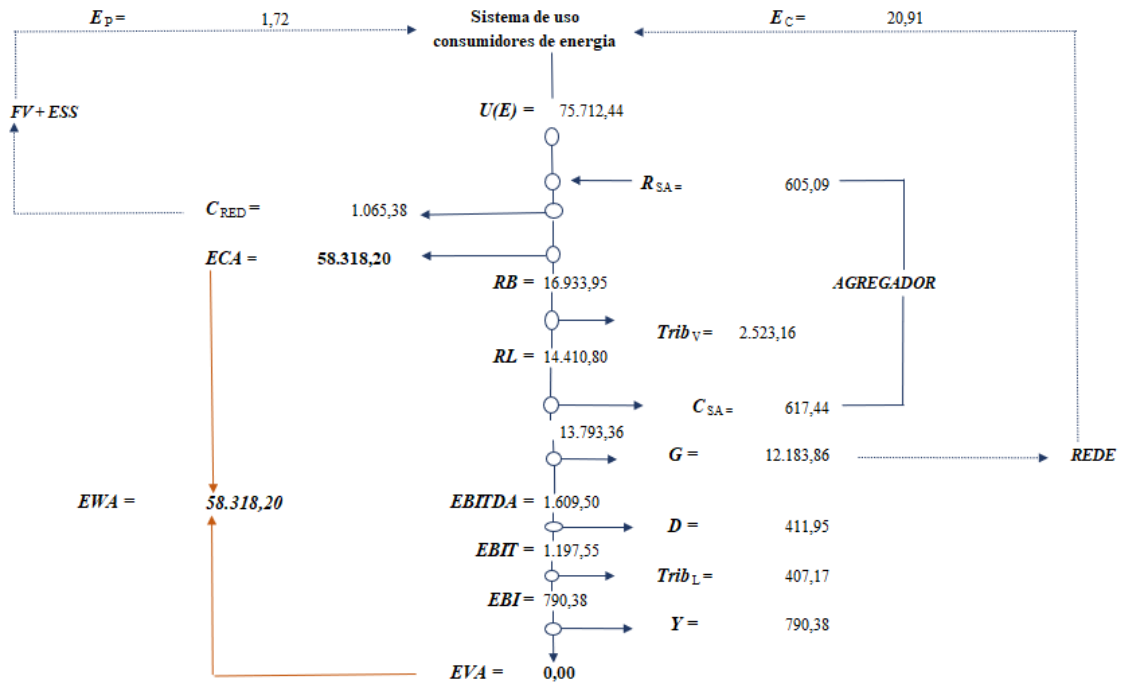


Figura 5.37 – Resultados no modelo TAROT com RED com os dados da CPFL Paulista 2023

Na Figura 5.38, verifica-se que o EEF da distribuidora foi mantido até 24% de penetração. Em comparação com o cenário anterior (verde), apenas com a MMGD, nota-se que em ambos os casos a concessionária encontrará dificuldades em manter suas finanças nesse modelo.

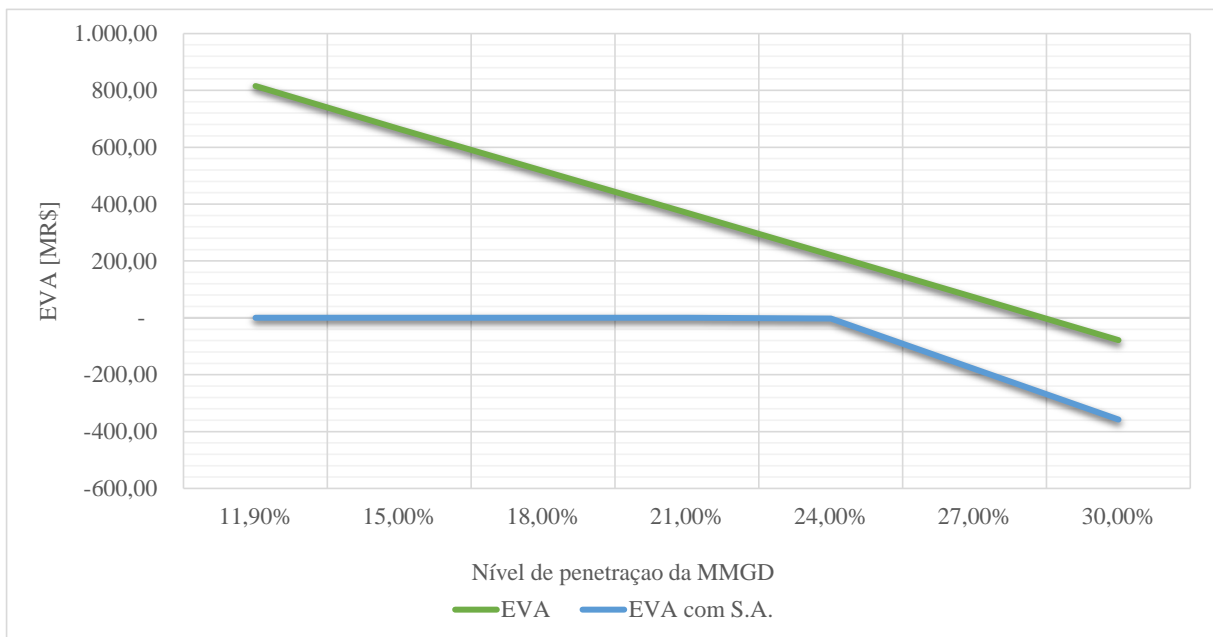


Figura 5.38 – Impactos verificados no EVA com os RED associados a SA

Os resultados da distribuidora, frente aos vários níveis de penetração de RED considerando o armazenamento, são apresentados na Figura 5.39. Apesar da diminuição da receita, com a curva de tarifa proposta a concessionária se mantém em EEF (EVA=0) até 24% de penetração desses recursos na rede. Verifica-se na tabela que a depreciação e remuneração do capital, continuam crescentes, mesmo com a redução da receita, devido ao aumento na base de ativos que a MMDG causa.

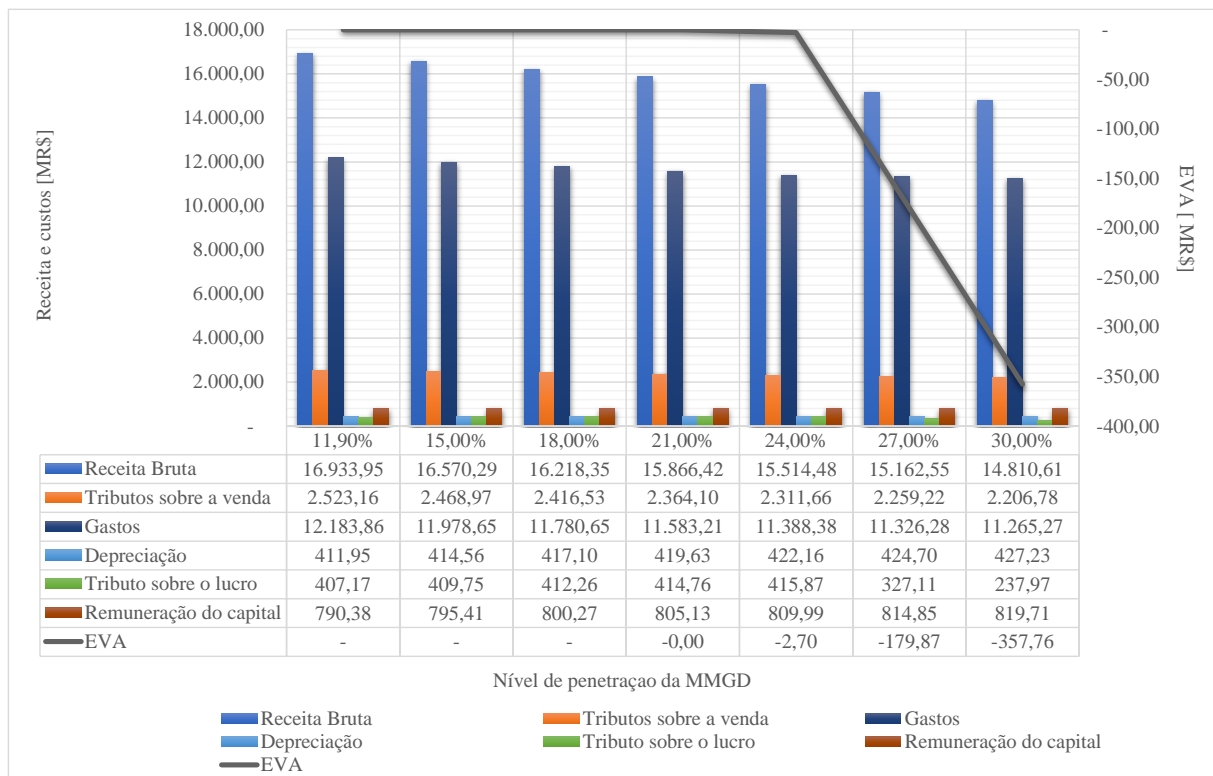


Figura 5.39 – Impactos dos RED e SA nas finanças da distribuidora

O valor agregado do consumidor (Figura 5.40), foi superior do que no cenário anterior. Já o EWA (Figura 5.41) diminuiu. Isso ocorreu pois no cenário anterior, a empresa já começou com um valor agregado alto, que somou e contribuiu para o EWA. Com a prestação de serviços ancilares, e determinação de uma tarifa para esses serviços, buscou-se que a distribuidora se opera em EEF, o que leva o EVA a zero. Assim, nesse cenário o valor do bem-estar socioeconômico depende apenas do consumidor.

Com os resultados obtidos verificou-se que há espaço para criação de novos modelos de negócio, e o modelo TAROT proposto pode contribuir para avaliação de mudanças na regulação e seus impactos em todos os agentes.

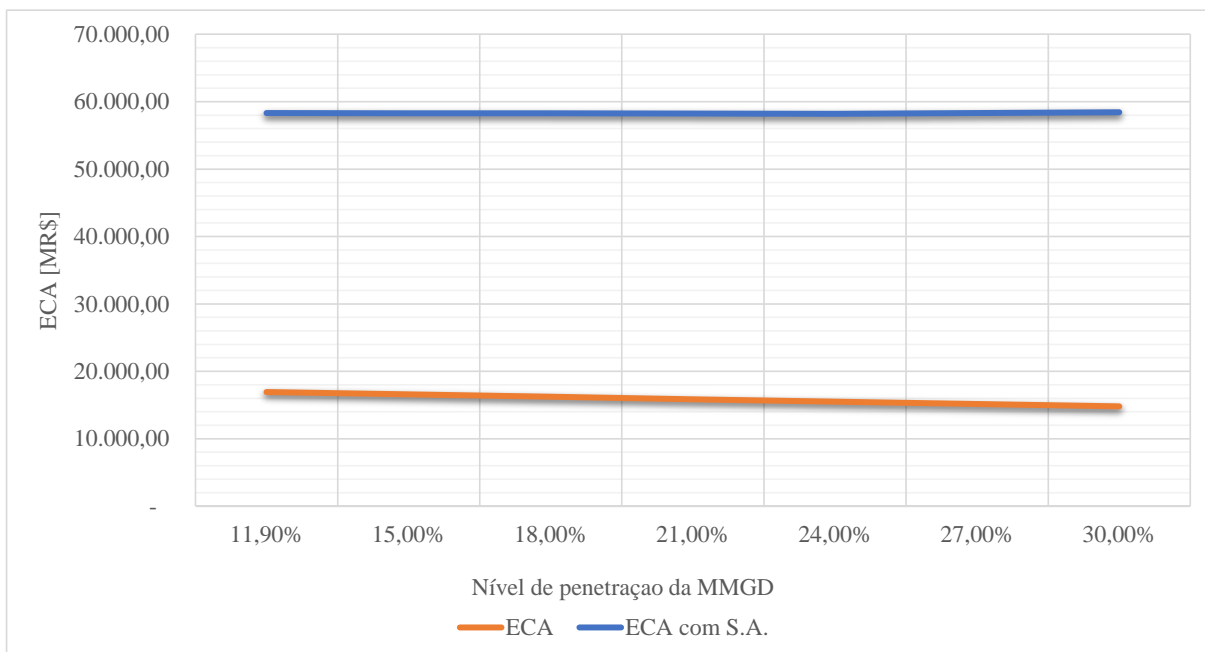


Figura 5.40 – Impactos verificados no ECA com os RED associados a SA

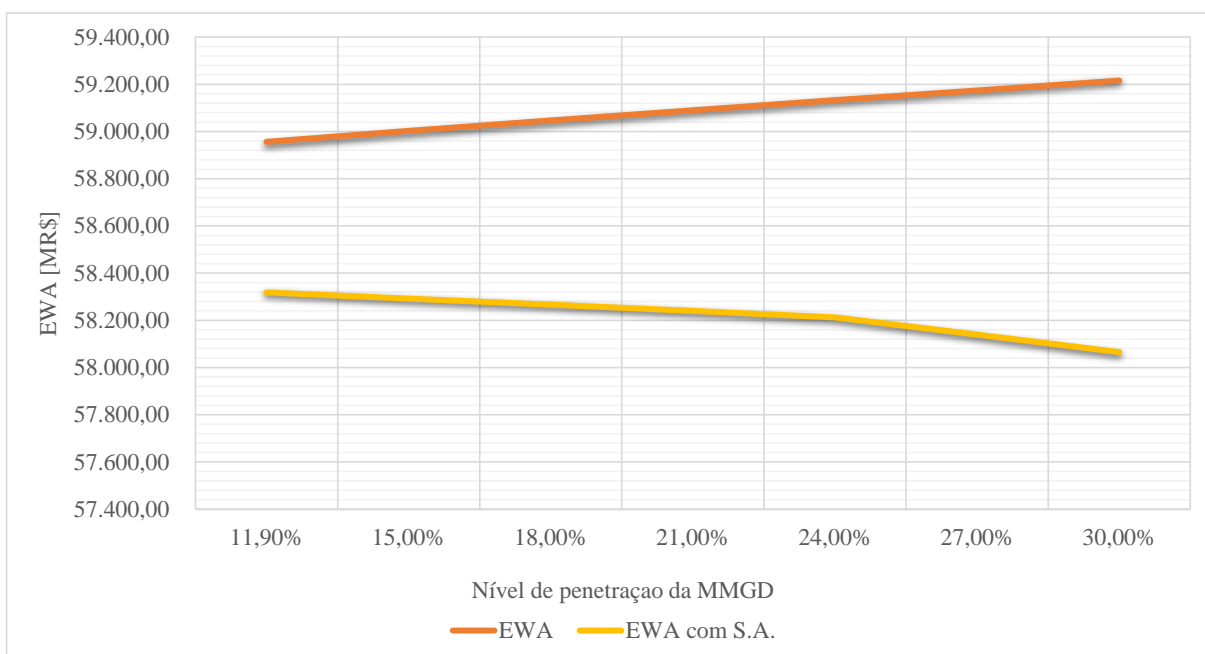


Figura 5.41 – Impactos verificados no EWA com os RED associados a SA

6 *FRAMEWORK* DO MERCADO ELÉTRICO INTELIGENTE

A transição energética pela qual o mercado de eletricidade está passando, não produz apenas desafios de caráter técnico (como a necessidade de lidar com fluxos de energia multidirecionais) mas também em termos econômicos, financeiros e regulatórios [8]. Conforme já discutido nessa tese, a inserção dos RED irá revolucionar a forma com que o setor elétrico funciona. Novos participantes poderão ser inseridos no setor, assim como novas possibilidades de negócio, tanto para a concessionária, quanto para o consumidor. É criada também, uma oportunidade de geração de empregos conforme a penetração de RED cresce, uma vez que é necessária toda uma cadeia produtiva que permitirá a fabricação e operação dessas tecnologias. Porém, para que isso ocorra, a regulação deve se adaptar ao novo cenário e permitir que essas novas interações ocorram, visando aumentar o valor agregado do setor como um todo. Para isso, são necessárias adequações no ambiente regulatório atual de modo a permitir a integração eficiente entre todos os *stakeholders* e as novas tecnologias.

Conforme verificado na pesquisa bibliográfica, ainda não há um *framework* definido para o futuro do setor elétrico. E o desenvolvimento de um modelo, é de suma importância para que os formuladores de políticas e agentes reguladores possam pautar suas decisões de forma assertiva. Nesse trabalho, além dos prossumidores através de FV, foram inseridos também sistemas de armazenamento, a figura do agregador e possibilidade de serviços ancilares prestados pelo prossumidor. No entanto, as possibilidades em um mercado elétrico inteligente são várias. A Figura 6.42 apresenta um mapa mental, com algumas oportunidades visando propiciar a integração dos RED e os múltiplos agentes do mercado.

A geração distribuída já é uma realidade no Brasil e com a diminuição do preço das baterias, os veículos elétricos aos poucos vão ganhando espaço, porém o alto custo ainda é uma barreira. Além disso, a autonomia desses automóveis assim como a infraestrutura de recarga são desafios a serem solucionados no país. No futuro, veículos elétricos podem auxiliar no equilíbrio entre a oferta e demanda de energia, se recebem os incentivos adequados para se conectarem em momentos para melhorar a estabilidade da rede elétrica e facilitar a integração de energias renováveis intermitentes, podendo fornecer até mesmo fornecer energia de reserva em momentos críticos.

O armazenamento distribuído ainda não é regulado no Brasil, mas a Tomada de Subsídios 11/2021 recente da ANEEL, mostra que o regulador está atento a essa questão, e em breve a regulação deve abranger esse recurso, que pode contribuir para redução da demanda nos

horários de ponta, aumento da segurança energética, criação de novos modelos de negócio, como remuneração do consumidor pelos serviços ancilares prestados.

Os sistemas de armazenamento só fazem sentido em um ambiente com tarifas dinâmicas e inteligentes, de modo que o consumidor pode fazer uma gestão de carregar sua bateria em momentos em que o sistema está fora de ponta (tarifas mais baratas), para injetar na rede nos horários de ponta, auxiliando assim em uma curva de demanda mais “*flat*”, o que gera uma economia para a concessionária que não precisa dimensionar seu sistema para uma demanda que ocorre apenas em pequenos períodos de tempo durante o dia. Essa tarifa deve considerar a remuneração adequada no uso da rede, e incentivar um melhor uso da energia, além de ser de fácil compreensão para os consumidores. De modo a enfatizar a integração de todos os agentes nesse mercado *smart*, nota-se que para a aplicação de tarifas dinâmicas, é necessária uma infraestrutura de medição avançada, que permitirá também a automação do sistema de distribuição.

Quanto maior o acesso as informações da rede, é possível fazer uma gestão mais eficiente de energia, da mesma forma que são necessários protocolos de segurança para a proteção desses dados. O compartilhamento ou comercialização da energia, pode ser uma realidade no futuro, e o *blockchain*, utilizado hoje principalmente para registrar transações financeiras, tem potenciais aplicações no futuro do setor elétrico. Espera-se também que seja possível, através da figura do agregador, a criação de usinas virtuais. E nesse cenário, o consumidor é cada vez mais empoderado e incentivado a enxergar o setor elétrico como uma possibilidade de criar negócios.

A criação de um *framework* que possa apresentar uma visão integrada de todas essas possibilidades e desafios, que incluem os aspectos técnicos, econômicos, regulatórios e financeiros, não é uma tarefa simples, porém acredita-se na sua extrema relevância para o setor e possa auxiliar trabalhos futuros.

Algumas características que esse framework deve apresentar:

- Inclusão de novos agentes;
- Transações sem fronteiras tão rígidas entre os agentes;
- Empoderamento do consumidor;
- Diferentes modalidades tarifárias;
- Novos modelos de negócio;
- Clareza de informação;
- Modelos regulatórios bem definidos



Figura 6.42 – Possibilidades do mercado elétrico inteligente. Fonte: Autoria própria, feito com Coggle.it

7 CONCLUSÕES

7.1 Considerações filosóficas sobre ciência e tecnologia, sociedade e meio ambiente na transição do setor elétrico

Essa seção, no capítulo final desta tese, é dedicada a abordar a temática de impactos da penetração dos RED, assim como o mercado inteligente sob um ponto de vista holístico. Conforme destacado em [113], com o avanço dos RED, além de questões técnicas, os aspectos éticos, sociais e ambientais também devem ser endereçados.

Serão abordados os seguintes questionamentos, a respeito dos *smart markets*: Quando um mercado é considerado inteligente? Apenas quando este possui mais tecnologia instalada? Essas tecnologias são realmente necessárias? Elas estão a serviço de quem? Estão agregando ou destruindo valor ao bem-estar socioeconômico?

Entende-se que a inteligência não é só pela aplicação da tecnologia, mas se o seu uso gera mais eficiência, otimização dos recursos, redução dos riscos de falta de energia ou indicadores de qualidade. Por isso, é necessária uma visão mais ampla sobre essas questões. Se a tecnologia for utilizada para diminuir desigualdades, levar conforto e segurança para os consumidores, e ainda se viabiliza economicamente, então seu uso é inteligente.

Espera-se que um mercado inteligente seja cada vez mais integrativo, colaborativo entre os agentes. Conforme já visto nos capítulos anteriores, em um mercado com mais recursos inseridos, crescem também os problemas de *trade off*, devido aos múltiplos agentes envolvidos e os diferentes interesses. Cada um dos *stakeholders*, tende a buscar maximizar os seus lucros e minimizar seus custos.

É importante abordar que, os aspectos ambientais são maiores do que apenas créditos de carbono, amplamente abordados na literatura. Por exemplo, boas práticas ambientais, sociais e de governança de uma empresa, são medidos pelo ESG (do inglês *Environmental, Social and Governance*) desde 2004, quando foi publicado o relatório pelas Nações Unidas “*Who Cares Wins*”[114]. É utilizada essa sigla, quando a empresa busca formas de minimizar seus impactos no meio ambiente, age com responsabilidade social, investe de acordo com critérios de sustentabilidade. Assim, os potenciais investidores podem avaliar, além dos aspectos financeiros da empresa, fatores ambientais, sociais e de governança dela.

Outro ponto a ser considerado são os aspectos sociais, que conforme destacado no item 2.3, apenas cinco artigos na revisão sistemática da literatura consideraram a maximização do

bem-estar social nos seus modelos, o que mostra uma lacuna na literatura a respeito do tema. E um dos pontos de preocupação dos tomadores de decisão, deve-se ao fato de que as redes inteligentes podem não ser essenciais e prioritárias para toda a sociedade [113]. Cada cliente tem uma percepção de valor agregado da tecnologia, e a representação do consumidor através da curva de utilidade, é um dos grandes diferenciais do modelo TAROT utilizado nesse trabalho. A psicologia do comportamento do consumidor, é mais do que uma tendência e deve ser considerada nessa reestruturação do mercado elétrico, com novas possibilidades de transações e serviços.

7.2 Conclusões finais do trabalho

Considerando que o objetivo principal do agente regulador é a maximização do bem-estar socioeconômico agregado à sociedade devido a atividade de fornecimento de energia elétrica, o desenvolvimento de um modelo socioeconômico de mercado, que considere os novos agentes e as novas possibilidades e serviços que estarão disponíveis em breve nesse mercado inteligente, é fundamental para avaliar o impacto em todos os agentes envolvidos.

As concessionárias de energia devem enxergar esse novo cenário, como uma oportunidade de se tornarem empresas de gestão de energia, oferecendo novos serviços e atualizando seus modelos de negócio. Isso já é uma realidade em outros países, mas no Brasil ainda há muitas barreiras regulatórias. Além disso, a velocidade de definição e reestruturação de políticas públicas no país é um processo lento, que historicamente tem sido utilizado para resolver problemas criados no passado, ao invés de possuir uma característica visionária, que oferece soluções para o futuro. Porém, a tomada de decisões pressupõe a existência de modelos que permitam equacionar e avaliar os possíveis cenários, e conforme identificado na revisão sistemática da literatura feita, apesar de existirem trabalhos direcionados para o planejamento energético, ainda não há modelos definidos para esse fim que avaliem o impacto no mercado elétrico como um todo, considerando diversos agentes integrados com o modelo TAROT.

O modelo Tarifa Otimizada, já consolidado e aplicado em diversos cenários na literatura, representa a realidade atual de um mercado que ainda não é inteligente, mas está evoluindo para isso. Com o aumento da complexidade desse mercado devido aos novos recursos, os desafios de conflito de interesse crescem de maneira que é preciso representar os novos agentes dentro do modelo, definir as suas funções características e analisar se determinada medida, cria ou destrói valor para a sociedade como um todo.

Nesse contexto, o diferencial dessa tese é a evolução do modelo TAROT, prezando sempre por manter a sua característica didática e permitir a reprodutibilidade dos resultados. Foram modelados custos associados a MMGD nas finanças das concessionárias, como o aumento da base de ativos e encargos. A base de ativos é uma variável sensível, pois é responsável no modelo pela remuneração dos acionistas, além da composição de custos. Um aumento dos ativos, sem aumento de mercado, tem efeito sobre as tarifas de energia, e, portanto, a inclusão desse impacto na modelagem é importante. Novos agentes foram inseridos na modelagem, como o agregador, de modo a permitir a simulação de um cenário de prestação de serviços ancilares por prossumidores para a rede da concessionária. Esse modelo de negócio já é realidade em outros países do mundo, auxilia na flexibilidade das redes e na imprevisibilidade da geração intermitente. O modelo foi validado em uma aplicação com dados reais de uma concessionária de distribuição brasileira, e foi possível verificar além dos efeitos nos principais agentes do setor, os níveis de penetração dos RED que agregam valor a sociedade com um todo.

Através do modelo proposto, é possível simular diferentes cenários e seus impactos nos agentes. Nesse momento de transição energética, o desenvolvimento de modelos é essencial, uma vez que permite estudar e avaliar antes da tomada de decisão, como seria uma reorganização futura do mercado, agregando políticas públicas, de modo que os desequilíbrios já existentes no mercado não sejam amplificados, e que o bem-estar socioeconômico seja maximizado.

7.3 Sugestões para trabalhos futuros

Com base na linha de pesquisa dessa tese, algumas sugestões de trabalhos futuros são:

- 1) Desenvolvimento da modelagem econômica do mercado elétrico com a otimização multiobjetivos: Conforme apresentado na revisão de literatura dessa tese, há espaço para pesquisa integrando métodos de otimização multiobjetivo em um mercado inteligente de energia, de forma a encontrar um equilíbrio entre os interesses de todos os agentes envolvidos. Para isso, será necessário estudos de técnicas de otimização multiobjetivo para a definição das variáveis de decisão do problema e das suas funções, sujeitas às diversas restrições envolvidas no problema.
- 2) Aperfeiçoamento da modelagem do agregador no modelo: No equacionamento proposto a remuneração do agregador foi modelada como um percentual do valor negociado com a concessionária pela prestação de serviços pelo prossumidor. Há espaço para evolução

dessa representação, baseada nos modelos de agregação que já estão em operação em outros países.

- 3) Análise estocástica de variáveis de risco no novo modelo proposto: Todo modelo trata-se de uma simplificação da realidade, e que por sua vez tem suas limitações e riscos envolvidos. A inclusão de variáveis estocásticas no modelo TAROT tradicional já foi realizado em [70]. Porém, com o novo modelo TAROT proposto, considerando as novas possibilidades de negócio e agentes envolvidos, há a necessidade de estudar a sensibilidade dessas novas variáveis, frente a diferentes cenários. Por exemplo, o preço do PLD considerado nessa tese, que é calculado pela CCEE, envolve diversos riscos como por exemplo, a previsão de carga do sistema, a capacidade dos reservatórios, o volume de precipitação, geração através de fontes intermitentes. Essa variável, poderia ser considerada estocástica em um estudo futuro.
- 4) Avaliação do impacto da proposta de reforma tributária: A PEC 45/2019 tem como principal objetivo simplificar o sistema tributário brasileiro [115]. A proposta visa criar impostos em substituição dos atuais, de modo a deixar o sistema mais eficiente e transparente. Porém, os valores dessas novas alíquotas ainda não estão claros, e como na tarifa de energia incidem impostos como o ICMS, PIS/COFINS, e Contribuição de Iluminação Pública, a forma como essa reforma irá impactar o setor elétrico ainda é uma questão a ser analisada, e o modelo proposto nessa tese pode ser usado como ferramenta para isso.
- 5) Ampliação da análise para as demais concessionárias brasileiras: Nessa tese foi considerada uma distribuidora brasileira, localizada na região sudeste com um dos maiores níveis de penetração de MMGD do país. Esse estudo pode ser estendido para as demais concessionárias, de modo a entender as especificidades de cada área de concessão.
- 6) Mercado de créditos de carbono: Atualmente, nesse mercado cada empresa tem um limite para emitir gases que provocam o efeito estufa, e caso ela emita menos do que o limite, recebe créditos que podem ser vendidos àqueles que extrapolaram seus limites. Uma proposta de mercado de créditos de carbono envolvendo prossumidores pode ser uma estratégia interessante de redução de emissão de gases de efeito estufa no futuro.
- 7) Definição de novas tarifas que sejam capazes de estimular a aquisição de sistema de armazenamento pelos prossumidores: Com o desenvolvimento de uma infraestrutura de medição avançada, será possível alinhar melhor as tarifas com os custos da concessionária, e assim incentivar os clientes a por exemplo evitar os horários de pico, adquirir um veículo elétrico ou sistema de armazenamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012,” 2012.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015,” 2015.
- [3] Ministério de Minas e Energia, “Visão da SECAP sobre o setor de Energia: o caso da Micro e Minigeração Distribuída,” 2019. [Online]. Available: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida/view>.
- [4] N. J. de Castro and G. Dantas, *Geração Distribuída: experiências internacionais e análises comparadas*. Rio de Janeiro: Publit, 2018.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Dados de Geração Distribuída.” <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9> (accessed Nov. 10, 2023).
- [6] Greener, “Análise do marco legal da geração distribuída: Lei 14.300 de 2022 e REN 1.059 de 2023,” 2023.
- [7] A. L. Pereira, F. H. A. Agrizzi, L. D. Pereira, J. F. Fardin, and L. F. Encarnação, “Análise dos Principais Mecanismos Técnicos e Regulatórios Frente às Fontes Renováveis de Energia,” *VII Congr. Bras. Eng. Produção*, 2017.
- [8] R. C. Ney, M. R. Ferreira, M. P. Vianna, R. B. Orling, M. A. Gama, and L. N. Canha, “Planning Energy Distribution Systems in an Environment That Accelerates the Use of Distributed Energy Resources,” in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, Sep. 2020, pp. 1–6, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326169.
- [9] C. Martin, F. Starace, and J. P. Tricoire, “The Future of Electricity: New Technologies Transforming the Grid Edge,” 2017. [Online]. Available: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017.pdf.
- [10] N. J. de Castro and G. Dantas, *Experiências internacionais em geração distribuída: motivações, impactos e ajustes*. Rio de Janeiro: Publit, 2018.

- [11] R. Brandão, V. R. de Oliveira, P. Dorado, P. Vardiero, and I. de Carvalho, “Análise Do Mercado De Serviços Ancilares De Portugal: Implicações Para O Caso Brasileiro,” *6th Lat. Am. Energy Econ. Meet.*, 2017.
- [12] Ministério de Minas e Energia, “Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro,” 2023. [Online]. Available: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>.
- [13] A. D. Dominguez-Garcia and C. N. Hadjicostis, “Coordination and control of distributed energy resources for provision of ancillary services,” *2010 1st IEEE Int. Conf. Smart Grid Commun. SmartGridComm 2010*, pp. 537–542, 2010, doi: 10.1109/SMARTGRID.2010.5621991.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Nota Técnica 0076/2021-SRD/ANEEL,” 2021.
- [15] V. B. F. Costa, “Modelagem Econômica do Mercado Inteligente de Eletricidade com Concessionárias, Consumidores e Prossumidores,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2020.
- [16] V. B. F. Costa, B. D. Bonatto, L. C. Pereira, and P. F. Silva, “Analysis of the impact of COVID-19 pandemic on the Brazilian distribution electricity market based on a socioeconomic regulatory model,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 132, no. April, p. 107172, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107172.
- [17] L. dos S. B. Maciel, B. D. Bonatto, H. Arango, and L. G. Arango, “Evaluating public policies for fair social tariffs of electricity in Brazil by using an economic market model,” *Energies*, vol. 13, no. 18, 2020, doi: 10.3390/en13184811.
- [18] B. Kitchenham, “Procedures for Performing Systematic Reviews,” 2004.
- [19] G. N. D. de Doile, P. Rotella Junior, L. C. S. Rocha, I. Bolis, K. Janda, and L. M. Coelho Junior, “Hybrid Wind and Solar Photovoltaic Generation with Energy Storage Systems: A Systematic Literature Review and Contributions to Technical and Economic Regulations,” *Energies*, vol. 14, no. 20, p. 6521, Oct. 2021, doi: 10.3390/en14206521.
- [20] J. Markard, “The next phase of the energy transition and its implications for research and policy,” *Nat. Energy*, vol. 3, no. 8, pp. 628–633, Aug. 2018, doi: 10.1038/s41560-018-0171-7.
- [21] M. E. Wainstein and A. G. Bumpus, “Business models as drivers of the low carbon power system transition: a multi-level perspective,” *J. Clean. Prod.*, vol. 126, pp. 572–585, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.02.095.

- [22] S. R. Shakeel, J. Takala, and L.-D. Zhu, “Commercialization of renewable energy technologies: A ladder building approach,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, pp. 855–867, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.005.
- [23] K. Cowan and T. U. Daim, “Technology Planning for Aligning Emerging Business Models and Regulatory Structures — The Case of Electric Vehicle Charging and the Smart Grid,” in *2018 Portland International Conference on Management of Engineering and Technology (PICMET)*, Aug. 2018, pp. 1–10, doi: 10.23919/PICMET.2018.8481977.
- [24] M. Engelken, B. Römer, M. Drescher, I. M. Welpé, and A. Picot, “Comparing drivers, barriers, and opportunities of business models for renewable energies: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 795–809, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.163.
- [25] D. Horváth and R. Z. Szabó, “Evolution of photovoltaic business models: Overcoming the main barriers of distributed energy deployment,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, pp. 623–635, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.101.
- [26] E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González, M. Aragüés-Peñalba, F. Girbau-Llistuella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, “Microgrid clustering architectures,” *Appl. Energy*, vol. 212, pp. 340–361, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.048.
- [27] G. I. Pereira, J. M. Specht, P. P. Silva, and R. Madlener, “Technology, business model, and market design adaptation toward smart electricity distribution: Insights for policy making,” *Energy Policy*, vol. 121, pp. 426–440, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.06.018.
- [28] T. Helms, “Asset transformation and the challenges to servitize a utility business model,” *Energy Policy*, vol. 91, pp. 98–112, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.12.046.
- [29] S. P. Burger and M. Luke, “Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis,” *Energy Policy*, vol. 109, pp. 230–248, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.07.007.
- [30] M. Richter, “Utilities’ business models for renewable energy: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 2483–2493, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.072.
- [31] J. Rodríguez-Molina, M. Martínez-Núñez, J.-F. Martínez, and W. Pérez-Aguilar, “Business Models in the Smart Grid: Challenges, Opportunities and Proposals for Prosumer Profitability,” *Energies*, vol. 7, no. 9, pp. 6142–6171, Sep. 2014, doi:

- 10.3390/en7096142.
- [32] J. A. Cardenas, L. Gemoets, J. H. Ablanado Rosas, and R. Sarfi, “A literature survey on Smart Grid distribution: an analytical approach,” *J. Clean. Prod.*, vol. 65, pp. 202–216, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.09.019.
- [33] D. Brown, S. Hall, and M. E. Davis, “Prosumers in the post subsidy era: an exploration of new prosumer business models in the UK,” *Energy Policy*, vol. 135, p. 110984, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110984.
- [34] M. Hamwi and I. Lizarralde, “A Review of Business Models towards Service-Oriented Electricity Systems,” *Procedia CIRP*, vol. 64, pp. 109–114, 2017, doi: 10.1016/j.procir.2017.03.032.
- [35] A. Shomali and J. Pinkse, “The consequences of smart grids for the business model of electricity firms,” *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 3830–3841, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.07.078.
- [36] M. Richter, “German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation,” *Renew. Energy*, vol. 55, pp. 456–466, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.12.052.
- [37] M. Richter, “Business model innovation for sustainable energy: German utilities and renewable energy,” *Energy Policy*, vol. 62, pp. 1226–1237, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.05.038.
- [38] P. Gsodam, R. Rauter, and R. J. Baumgartner, “The renewable energy debate: how Austrian electric utilities are changing their business models,” *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 5, no. 1, p. 28, Dec. 2015, doi: 10.1186/s13705-015-0056-6.
- [39] K. Ahlgren Ode and J. Lagerstedt Wadin, “Business model translation—The case of spreading a business model for solar energy,” *Renew. Energy*, vol. 133, pp. 23–31, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.036.
- [40] D. S. Ramos, T. E. Del Carpio Huayllas, M. Morozowski Filho, and M. T. Tolmasquim, “New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 117, p. 109468, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109468.
- [41] C.-A. Gabriel and J. Kirkwood, “Business models for model businesses: Lessons from renewable energy entrepreneurs in developing countries,” *Energy Policy*, vol. 95, pp. 336–349, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.05.006.
- [42] Conselho Nacional de Política Fazendária, “CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL

- DE 2015,” 2015.
- [43] Estado de Minas Gerais, “LEI N° 22.549, DE 30 DE JUNHO DE 2017,” 2017.
- [44] L. C. Pereira, B. D. Bonatto, and H. Arango, “Aplicação de um modelo econômico do mercado elétrico para avaliação de políticas públicas de incentivo à micro e minigeração distribuída no Brasil,” 2018.
- [45] B. R. Sutherland, “Energy Trading as a Multiplayer Game,” *Joule*, vol. 3, no. 8, pp. 1817–1818, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.joule.2019.08.003.
- [46] A. J. Ros, R. Broehm, and P. Hanser, “Economic framework for compensating distributed energy resources: Theory and practice,” *Electr. J.*, vol. 31, no. 8, pp. 14–22, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.tej.2018.09.009.
- [47] J. A. Dominguez-Navarro *et al.*, “Local electrical market based on a Multi-agent system,” in *2017 IEEE 14th International Conference on Networking, Sensing and Control (ICNSC)*, May 2017, pp. 239–244, doi: 10.1109/ICNSC.2017.8000098.
- [48] D. Sun, J. C. Passelergue, and E. Goutard, “Flexibility Marketplace to Foster use of Distributed Energy Resources,” in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 0579–0579, doi: 10.1049/cp.2013.0816.
- [49] B. V. Venkatasubramanian, V. Jatelly, and B. Azzopardi, “Techno-Economic Framework for Optimal Capacity Expansion of Active Microgrid in the Mediterranean: A Case Study of MCAST,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 120451–120463, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3108959.
- [50] R. L. Revesz and B. Unel, “Managing the future of the electricity grid,” 2019.
- [51] M. G. Fikru and C. I. Canfield, “A generic economic framework for electric rate design with prosumers,” *Sol. Energy*, vol. 211, pp. 1325–1334, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.10.014.
- [52] M. G. Fikru, G. Gelles, A.-M. Ichim, and J. D. Smith, “Notes on the Economics of Residential Hybrid Energy System,” *Energies*, vol. 12, no. 14, p. 2639, Jul. 2019, doi: 10.3390/en12142639.
- [53] S. Köppl, C. Lang, A. Bogensperger, T. Estermann, and A. Zeiselmaier, “Altdorfer Flexmarkt – Decentral flexibility for distribution networks Meta-study of Smart Market Concepts,” 2019, pp. 477–482.
- [54] J. Höckner, S. Voswinkel, and C. Weber, “Market distortions in flexibility markets caused by renewable subsidies – The case for side payments,” *Energy Policy*, vol. 137,

- p. 111135, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111135.
- [55] S. Singh and M. Fozdar, “Double-sided bidding strategy for power suppliers and large buyers with amalgamation of wind and solar based generation in a modern energy market,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 6, pp. 1031–1041, Mar. 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0570.
- [56] J. Soares, T. Pinto, F. Lezama, and H. Morais, “Survey on Complex Optimization and Simulation for the New Power Systems Paradigm,” *Complexity*, vol. 2018, pp. 1–32, Aug. 2018, doi: 10.1155/2018/2340628.
- [57] F. S. Gazijahani, A. Ajoulabadi, S. N. Ravadanegh, and J. Salehi, “Joint energy and reserve scheduling of renewable powered microgrids accommodating price responsive demand by scenario: A risk-based augmented epsilon-constraint approach,” *J. Clean. Prod.*, vol. 262, p. 121365, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121365.
- [58] W. Hua, D. Li, H. Sun, and P. Matthews, “Stackelberg game-theoretic model for low carbon energy market scheduling,” *IET Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 31–41, Feb. 2020, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0109.
- [59] M. F. Ribeiro, M. Shafie-khah, G. J. Osorio, N. Hajibandeh, and J. P. S. Catalao, “Optimal demand response scheme for power systems including renewable energy resources considering system reliability and air pollution,” in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Jun. 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977698.
- [60] S. Reddy, L. Panwar, B. K. Panigrahi, R. Kumar, L. Goel, and A. S. Al-Sumaiti, “A profit-based self-scheduling framework for generation company energy and ancillary service participation in multi-constrained environment with renewable energy penetration,” *Energy Environ.*, vol. 31, no. 4, pp. 549–569, Jun. 2020, doi: 10.1177/0958305X19878426.
- [61] A. Banswar, N. K. Sharma, Y. R. Sood, and R. Shrivastava, “Optimal location and rating of wind power plants in competitive electricity market,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, p. 043306, Jul. 2017, doi: 10.1063/1.4999960.
- [62] V. Vahidinasab, “Optimal distributed energy resources planning in a competitive electricity market: Multiobjective optimization and probabilistic design,” *Renew. Energy*, vol. 66, pp. 354–363, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.12.042.
- [63] H. Khaloie *et al.*, “Co-optimized bidding strategy of an integrated wind-thermal-

- photovoltaic system in deregulated electricity market under uncertainties,” *J. Clean. Prod.*, vol. 242, p. 118434, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118434.
- [64] J. Flores, J. M. Montagna, and A. Vecchietti, “Investment planning in energy considering economic and environmental objectives,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 72, pp. 222–232, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.compchemeng.2014.05.006.
- [65] M.-L. CAI, “Analysis of Wind Power Enterprise Behavior in Electricity Market,” *DEStech Trans. Soc. Sci. Educ. Hum. Sci.*, Jan. 2019, doi: 10.12783/dtssehs/icssm2018/27078.
- [66] H. Li, X. Wang, F. Li, Y. Wang, and X. Yu, “A Robust Day-Ahead Electricity Market Clearing Model Considering Wind Power Penetration,” *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1772, Jul. 2018, doi: 10.3390/en11071772.
- [67] D. Hernandez-Joya and J. Martinez-Carballido, “Strategies for energy management in industrial microgrids with a local cogeneration approach,” in *CONIELECOMP 2013, 23rd International Conference on Electronics, Communications and Computing*, Mar. 2013, pp. 17–20, doi: 10.1109/CONIELECOMP.2013.6525750.
- [68] 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), Universidade Federal de Itajubá, 2017.
- [69] H. Arango, J. P. G. Abreu, B. D. Bonatto, N. Kagan, C. M. V. Tahan, and M. R. Gouvea, “A model for electricity markets: The impact of regulation on value,” in *2008 5th International Conference on the European Electricity Market*, May 2008, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2008.4579028.
- [70] C. Cortez, “Development of Stochastic TAROT Economic Model for Economic Analysis of an Electrical Energy Regulated Distribution Company,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2018.
- [71] S. A. dos S. Lusvarghi, “Impactos Econômicos da Descontinuidade do Serviço Elétrico Utilizando um Modelo de Mercado,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2010.
- [72] I. O. Cyrillo, “Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário,” Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica USP, 2011.
- [73] L. dos S. B. Maciel, “Estudo de Unificação de Áreas de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando um Modelo Econômico de Mercado,” Dissertação (Mestrado

- em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [74] L. G. Arango, “Modelagem Econômica e Regulatória do Impacto das Perdas Comerciais sobre o Mercado de Energia Elétrica,” (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2019.
- [75] E. Deccache, “Modelagem baseada em agentes da decisão de consumo de um cliente num mercado elétrico regulado em que há furto de energia elétrica,” (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2019.
- [76] L. G. Arango, “Análise Econômica E Regulatória do Compartilhamento da Infraestrutura entre Empresa de Distribuição e Operadoras de Telecomunicações Através de um Modelo de Mercado,” Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [77] S. A. S. Lusvarghi, “Uma proposta de modelo econômico para análise do mercado elétrico no contexto das redes,” Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [78] O. Von Neumann, John Morgensrtern, *Theory of games and economic behavior*, Princeton. 1944.
- [79] H. Arango and B. D. Bonatto, “Economia - Notas de Aula - Modelagem do consumo,” Universidade Feferal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, 2015.
- [80] E. F. Fama and K. R. French, “The Capital Asset Pricing Model: Theory and Evidence,” *J. Econ. Perspect.*, vol. 18, no. 3, pp. 25–46, 2018.
- [81] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Tarifa Branca,” 2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca> (accessed Aug. 22, 2023).
- [82] American Public Power Association, “Moving Ahead with Time of Use Rates,” 2020. [Online]. Available: <https://www.publicpower.org/resource/moving-ahead-with-time-use-rates>.
- [83] Empresa de Pesquisa Energética, “Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022: Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029,” p. 32, 2022.
- [84] Empresa de Pesquisa Energética, “Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/2020 - Metodologia: Projeção Carga Horária,” 2020.
- [85] Enbala, “Virtual Power Plants: Coming soon to a field near you.” <https://cdn2.hubspot.net/hubfs/1537427/Chapter1.pdf?submissionGuid=859d63d0-7af0-4c64-9cb3-1e1e3c0bd3d4>.

- [86] R. J. Hennig, D. Ribó-Pérez, L. J. de Vries, and S. H. Tindemans, “What is a good distribution network tariff?—Developing indicators for performance assessment,” *Appl. Energy*, vol. 318, no. December 2021, p. 119186, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119186.
- [87] American Public Power Association, “Rate Design Options for Distributed Energy Resources,” 2016. [Online]. Available: publicpower.org/system/files/documents/ppf_rate_design_options_for_der.pdf.
- [88] V. Costa, B. Bonatto, A. Zambroni, P. Ribeiro, M. Castilla, and L. Arango, “Renewables with Energy Storage: A Time-series Socioeconomic Model for Business and Welfare Analysis,” *J. Energy Storage*, vol. 47, no. June 2021, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103659.
- [89] Brasil, “LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022,” *Diário Of. da União edição 5, seção 1, página 4.*, 2022.
- [90] V. B. F. Costa, B. D. Bonatto, and P. F. Silva, “Optimizing Brazil ’ s regulated electricity market in the context of time-of-use rates and prosumers with energy storage systems,” *Util. Policy*, vol. 79, no. October 2021, p. 101441, 2022, doi: 10.1016/j.jup.2022.101441.
- [91] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, and T. Van Cutsem, “Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 926–936, Mar. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2410171.
- [92] R. Torquato, D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira, and W. Freitas, “A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 2, pp. 1002–1012, Apr. 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2798707.
- [93] R. Tonkoski, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518–527, Jul. 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2191425.
- [94] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, “Coordinated Control of Grid-Connected Photovoltaic Reactive Power and Battery Energy Storage Systems to Improve the Voltage Profile of a Residential Distribution Feeder,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 10, no. 2, pp. 967–977, May 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2299336.
- [95] J. C. G. Andrade *et al.*, “Avaliação de Estratégias de Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição com Elevada Penetração de Microgeradores Fotovoltaicos,” in *XIV CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2021, pp. 1–

- 6, doi: 10.17648/cbqee-2021-130578.
- [96] B. Cortes *et al.*, “Decentralized BESS Control on a Real Low Voltage System with a Large Number of Prosumers,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, vol. 2022-June, pp. 517–524, 2022, doi: 10.1109/PVSC48317.2022.9938858.
- [97] V. Costa, A. C. Z. De Souza, and P. F. Ribeiro, “Economic Analysis of Energy Storage Systems in the Context of Time-of-Use Rate in Brazil,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2019-Augus, 2019, doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973979.
- [98] D. F. Botelho, B. H. Dias, L. W. de Oliveira, T. A. Soares, I. Rezende, and T. Sousa, “Innovative business models as drivers for prosumers integration - Enablers and barriers,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, no. April 2020, p. 111057, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111057.
- [99] IRENA, “Innovation landscape brief: Aggregators,” *International Renewable Energy Agency*, 2019. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Innovation_Aggregators_2019.PDF (accessed Apr. 10, 2023).
- [100] Agência Nacional de Energia Elétrica, “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 792, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2017,” 2017.
- [101] D. F. Botelho, L. W. de Oliveira, B. H. Dias, T. A. Soares, and C. A. Moraes, “Prosumer integration into the Brazilian energy sector: An overview of innovative business models and regulatory challenges,” *Energy Policy*, vol. 161, no. July 2021, p. 112735, 2022, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112735.
- [102] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, “NT CCEE - 0045/2019: Segundo Relatório de Análise do Progra Pilotado de Resposta da Demanda,” 2019.
- [103] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Relatório de Análise das Contribuições Recebidas na CP 056 / 2022,” Brasília, 2023.
- [104] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Processos Tarifários de Reajustes e Revisão.” <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios> (accessed Apr. 10, 2023).
- [105] E. M. Modiano, “Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. Texto para discussão no 68.,” Rio de Janeiro-RJ, 1984.
- [106] Greener, “Estudo Estratégico Geração Distribuída,” 2023.
- [107] CRESESB, “Potencial Solar.” <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&> (accessed Oct. 05, 2022).

- [108] Banco Central do Brasil, “Focus - Relatório de Mercado,” 2023. <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus> (accessed Jul. 17, 2023).
- [109] BloombergNEF, “Top 10 Energy Storage Trends in 2023,” 2023. <https://about.bnef.com/blog/top-10-energy-storage-trends-in-2023/> (accessed Mar. 30, 2023).
- [110] Greener and NewCharge, “Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento,” p. 95, 2021.
- [111] Empresa de Pesquisa Energética, “Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031,” 2022.
- [112] Camara de Comercialização de Energia Elétrica, “Painel de Preços PLD,” 2023. <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos> (accessed Oct. 23, 2023).
- [113] P. F. Ribeiro, A. C. Z. De Souza, and B. D. Bonatto, “Reflections about the Philosophy of Technology in the Emerging Smart Power Systems,” *IEEE Green Technol. Conf.*, pp. 195–202, 2017, doi: 10.1109/GreenTech.2017.35.
- [114] IFC Sustainability, “Who Cares Wins - Connecting Financial Markets To A Changing World,” 2004.
- [115] W. Freire, “Reforma tributária: como ela pode afetar as tarifas?,” *Canal Solar*, 2023. https://canalsolar.com.br/reforma-tributaria-como-ela-pode-afetar-as-tarifas/?utm_campaign=boletim_diario_21112023&utm_medium=email&utm_source=RD+Station (accessed Nov. 22, 2023).
- [116] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Consulta de Processos Tarifários.” https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/.

A. ANEXOS

A.1. Resultados dos Processos Tarifários de 2023

Na Figura A.43 estão apresentados os valores de acréscimo da parcela B, para as concessionárias e permissionárias que tiveram Revisão Tarifária Periódica (RTP) em 2023, até o início do mês de outubro. Todas as empresas analisadas solicitaram o ajuste na parcela B devido ao aumento da MMGD nas suas respectivas áreas de concessão, o que consequentemente acarretou perda de mercado e receita, e todas foram atendidas pela ANEEL.

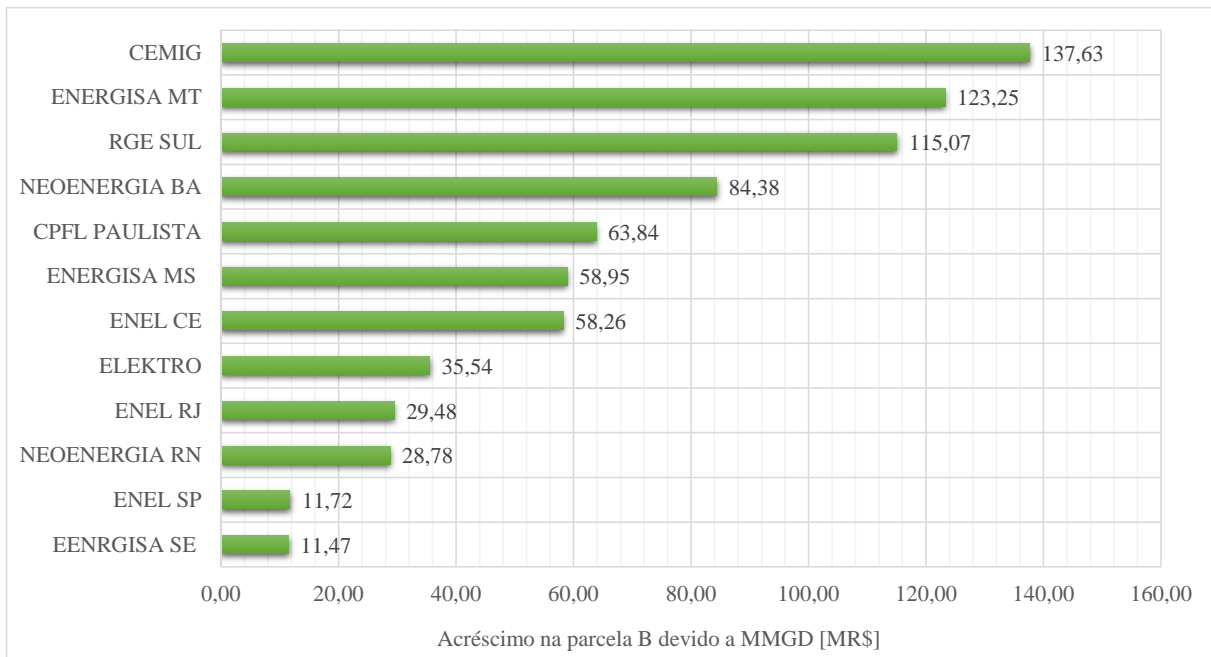


Figura A.43 – Acréscimo na parcela B na RTP devido a MMGD. Fonte: Autoria própria

Ainda para essas concessionárias, a Figura A.44 mostra a relação entre o percentual de penetração de MMGD na concessionária, para o ano de 2023, e o percentual de acréscimo na parcela B em relação a receita requerida nessa revisão. Os dados mostram que há uma relação, já esperada, entre o nível de penetração e o valor do ajuste concedido pela ANEEL. Assim, as concessionárias com menor penetração, como por exemplo, ENEL SP (1,1%) e ENEL RJ (10,2%) receberam um acréscimo proporcional a sua receita requerida menor que as demais, respectivamente 0,05% e 0,38%. Isso também é verificado com as empresas com maior penetração, como a Energisa MS (27,8%), RGE Sul (26,1%) e Energisa MT (25,5%) que foram as concessionárias com maior acréscimo relativo na parcela B, com 1,52%, 1,10% e 1,75% respectivamente.

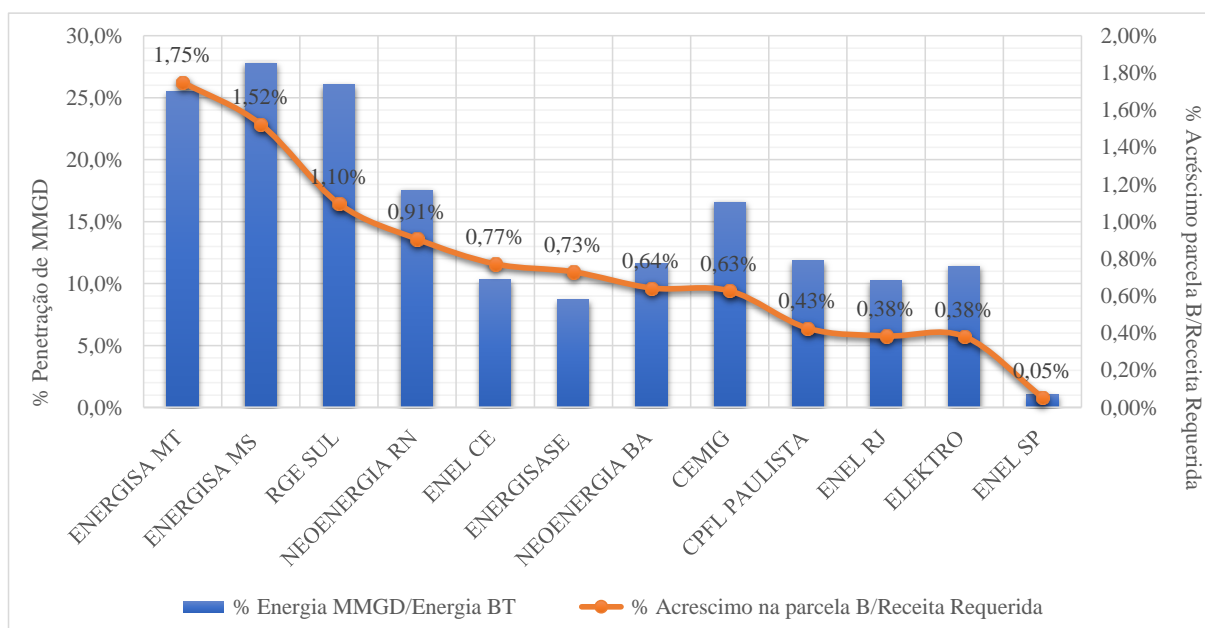


Figura A.44 – Penetração da MMGD e acréscimo relativo na parcela B. Fonte: Autoria própria

Além do acréscimo na parcela B solicitado pelas distribuidoras que passaram por RTP em 2023, a parcela A que representa os custos “não-gerenciáveis”, também teve um acréscimo devido a MMGD. Esse aumento foi verificado nos encargos setoriais, especificamente na criação da quota GD na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). O acréscimo dos encargos em cada uma das empresas que passaram pelo processo de RTP em 2023, até o mês de outubro, é apresentado na Figura A.45.

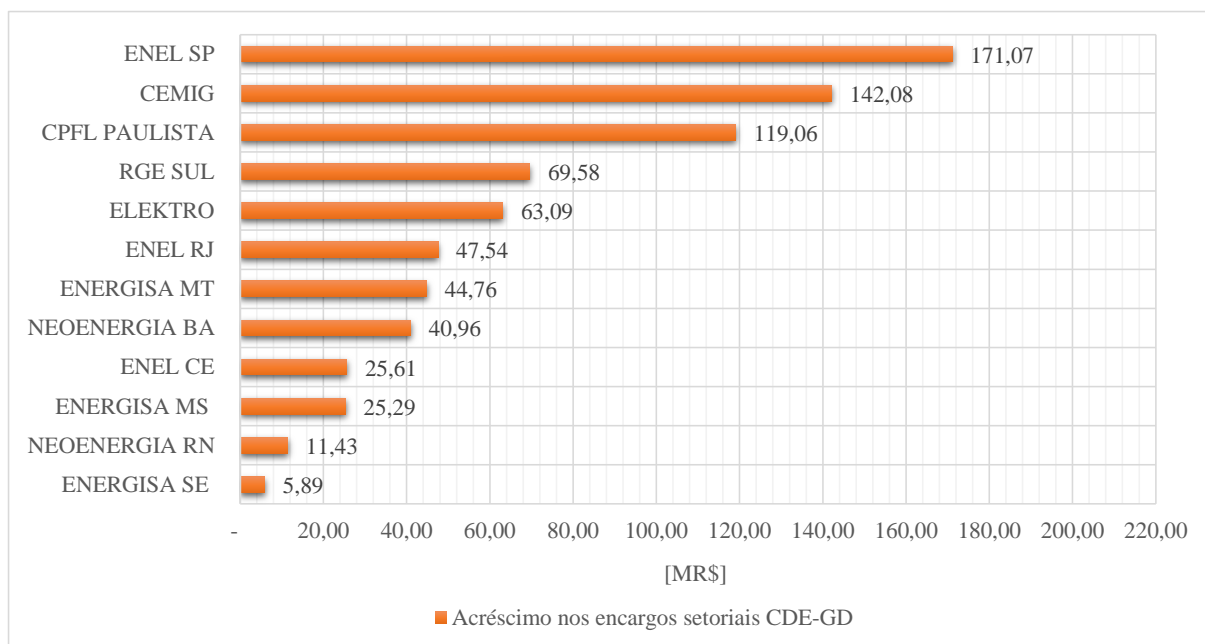


Figura A.45 – Acréscimo nos encargos setoriais devido a MMGD. Fonte: Autoria própria

A Figura A.46 destaca a contribuição na parcela A (encargos) e na parcela B nos acréscimos verificados em cada distribuidora. Nota-se que, diferente do acréscimo na parcela B, o acréscimo devido aos encargos não apresenta relação direta com o percentual de penetração das fontes renováveis na rede das distribuidoras.

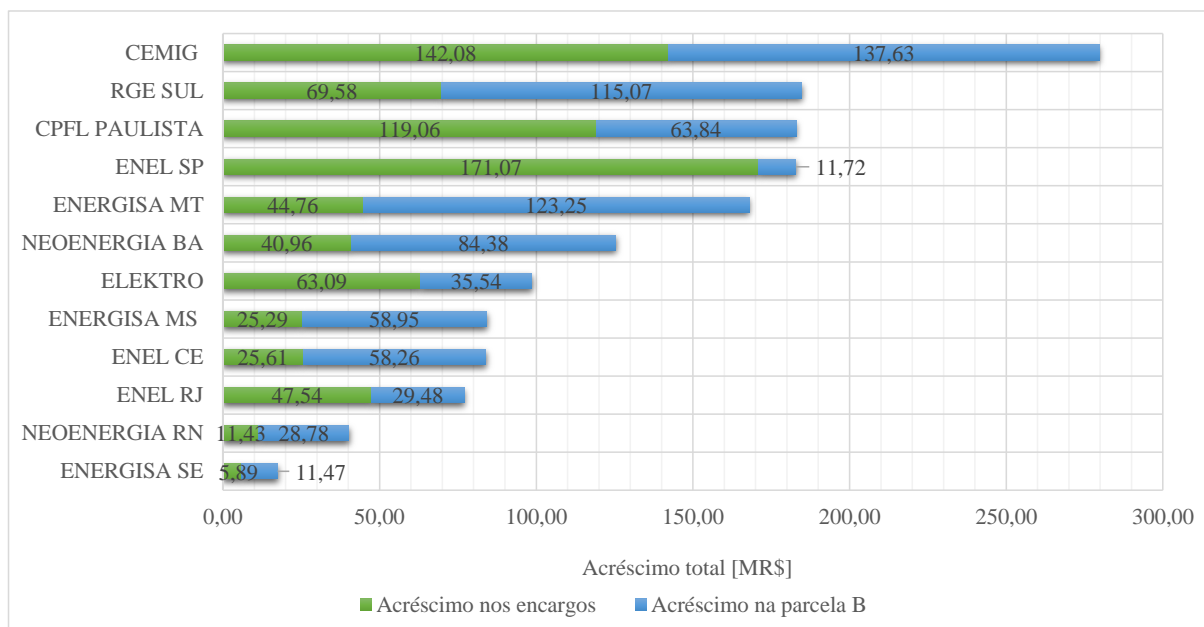


Figura A.46 – Acréscimo total na RTP devido a MMGD. Fonte: Autoria própria

A Tabela A.8 apresenta os dados detalhados desses acréscimos para as empresas que passaram por RTP, indicando a participação percentual na receita requerida de cada parcela adicionada devido ao aumento da MMGD. Das 12 empresas analisadas, o impacto na participação da receita variou de 0,84% a 2,39%. A ENEL SP foi a que teve a menor variação de receita devido aos acréscimos, o que era esperado, uma vez que a empresa é a que apresenta menor nível de penetração de GD na baixa tensão. Já as maiores variações, foram verificadas na Energisa MT e Energisa MS, que são, dentre as empresas analisadas, as que possuem atualmente a maior penetração de GD na rede. A RGE Sul, é a terceira empresa em nível de penetração com relação ao seu mercado de BT, e também fica na terceira posição quando avaliamos o acréscimo percentual em relação a receita requerida.

Tabela A.8 – Acréscimos na receita devido a MMGD

	CEMIG	RGE SUL	CPFL Paulista	ENEL SP	Energisa MT	Neoenergia BA	Elektro	Energisa MS	ENEL CE	ENEL RJ	Neoenergia RN	Energisa SE
Receita (MR\$)	21.945,37	10.495,48	14.990,63	21.879,53	7.044,15	13.132,90	9.312,68	3.869,65	7.545,97	7.660,18	3.177,33	1.572,64
Mercado (TWh)	30,04	14,15	22,63	33,96	9,06	20,56	12,27	5,06	12,3	10,84	5,18	2,73
Mercado BT (TWh)	18,85	9,07	14,50	23,74	5,64	12,03	7,99	3,26	7,67	6,44	3,50	1,79
Penetração GD (%)	16,6%	26,1%	11,9%	1,1%	25,5%	11,6%	11,4%	27,8%	10,3%	10,2%	17,5%	8,7%
PARCELA A (MR\$)	14.793,33	6.817,75	10.692,76	15.922,61	4.292,11	7.542,10	6.617,07	2.301,27	4.718,90	5.023,08	1.958,50	946,52
Encargos S. (MR\$)	4.981,80	2.116,95	3.321,97	5.173,41	1.310,28	1.289,67	2.117,78	720,35	920,74	1.381,76	313,02	191,40
Acréscimo CDE (MR\$)	142,08	69,58	119,06	171,07	44,76	40,96	63,09	25,29	25,61	47,54	11,43	5,89
Participação receita (%)	0,65%	0,66%	0,79%	0,78%	0,64%	0,31%	0,68%	0,65%	0,34%	0,62%	0,36%	0,37%
PARCELA B (MR\$)	7.152,04	3.677,74	4.297,87	5.732,68	2.752,04	5.590,80	2.695,61	1.568,38	2.827,07	2.637,10	1.181,28	626,12
Acréscimo SCEE (MR\$)	137,63	115,07	63,84	11,72	123,25	84,38	35,54	58,95	58,26	29,48	28,78	11,47
Participação receita (%)	0,63%	1,10%	0,43%	0,05%	1,75%	0,64%	0,38%	1,52%	0,77%	0,38%	0,91%	0,73%
Acréscimo total (MR\$)	279,71	184,65	182,90	182,79	168,02	125,34	98,62	84,23	83,87	77,01	40,21	17,36
Participação receita (%)	1,27%	1,76%	1,22%	0,84%	2,39%	0,95%	1,06%	2,18%	1,11%	1,01%	1,27%	1,10%

A.2. Dados da distribuidora CPFL Paulista

A Figura A.47 e a Figura A.48 apresentam, respectivamente, a evolução das parcelas A e B dos custos da CPFL Paulista nos últimos anos. Enquanto os custos-não gerenciáveis são revisados a cada ano, os custos gerenciáveis são apenas reajustados anualmente, de acordo com o índice de preços IGP-M e fator X (índice fixado pela ANEEL para cada empresa de forma a contribuir com a modicidade tarifária).

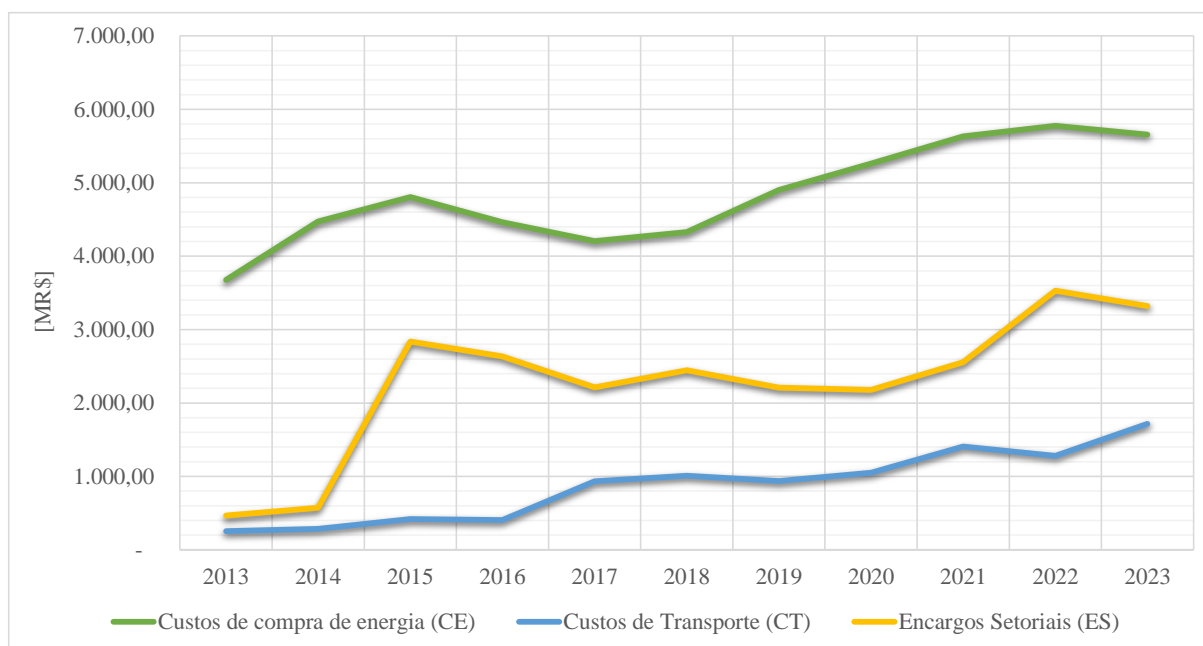


Figura A.47 – Evolução da parcela A dos custos da CPFL Paulista. Fonte: Autoria própria

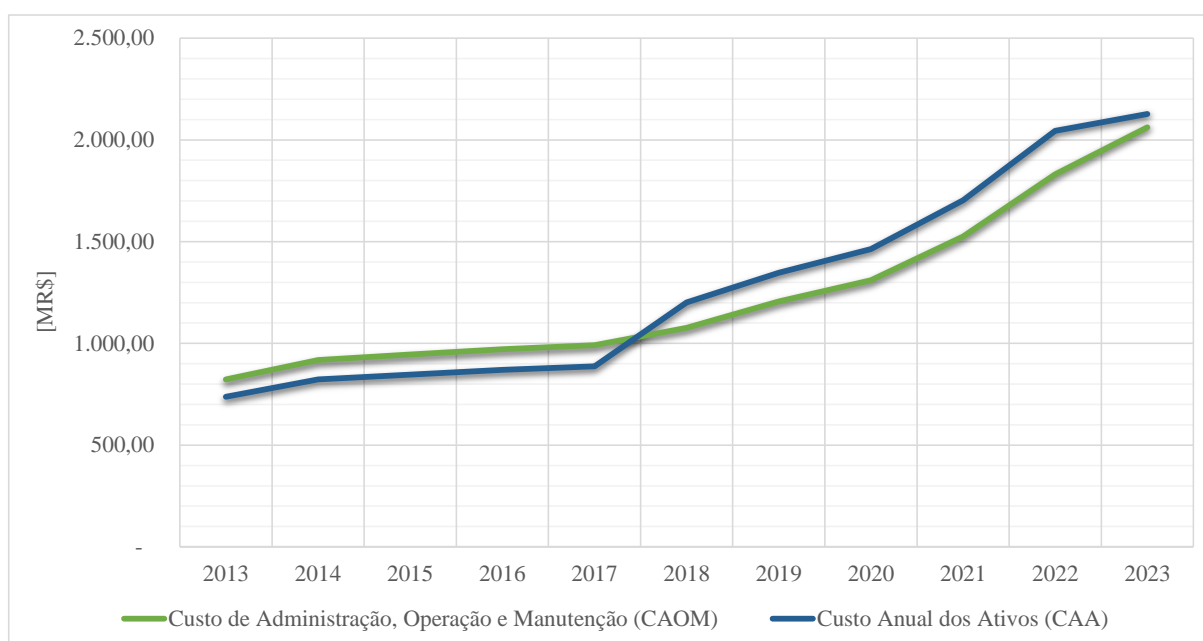


Figura A.48 – Evolução da parcela B dos custos da CPFL Paulista. Fonte: Autoria própria

Os custos da CPFL Paulista, empresa utilizada no estudo de caso dessa tese, referentes a RTP de 2023 estão apresentados na Figura A.49. Nota-se que tanto a parcela A, que contém o Encargo devido ao subsídio da GD com a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), quanto a parcela B, que possui acréscimo devido a perda de receita da empresa, foram afetados pelo aumento da penetração dos RED na rede e os seus impactos foram reconhecidos pela agência reguladora. O impacto da CDE devido a MMGD na receita requerida da CPFL Paulista em 2023 foi de 0,8%, enquanto o acréscimo na parcela B impactou a receita em 0,4%.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	10.562.014.292	10.692.762.066	1,2%	0,89%	72,2%
Encargos Setoriais	3.522.358.509	3.321.973.920	-5,7%	-1,37%	22,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.305.134	17.807.969	-12,3%	-0,02%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	2.292.671.633	2.270.573.834	-1,0%	-0,15%	15,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	163.549.953	163.326.141	0,0%	0,00%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	160.329.011	164.601.580	2,7%	0,03%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(418.571.225)	0,0%	-2,86%	-2,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TU)	-	113.864.780	0,0%	0,78%	0,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	68.169.348	0,0%	0,47%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	119.055.251	0,0%	0,81%	0,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	326.641.964	325.958.549	-0,2%	-0,005%	2,2%
PROINFA	442.040.336	373.102.101	-15,6%	-0,47%	2,5%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	116.330.728	123.554.671	6,2%	0,05%	0,8%
ONS	489.751	530.921	8,4%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.396.598.188	1.715.570.461	22,8%	2,18%	11,6%
Rede Básica	893.250.877	1.138.846.986	27,5%	1,68%	7,7%
Rede Básica Fronteira	263.377.579	320.788.232	21,8%	0,39%	2,2%
Rede Básica ONS (A2)	7.371.193	6.502.223	-11,8%	-0,01%	0,0%
MUST Itaipu	86.391.465	87.076.679	0,8%	0,00%	0,6%
Transporte de Itaipu	104.755.946	125.725.438	20,0%	0,14%	0,8%
Conexão	41.451.128	36.630.903	-11,6%	-0,03%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	5.643.057.595	5.655.217.685	0,2%	0,08%	38,2%
PARCELA B	4.085.247.656	4.112.509.761	0,7%	0,19%	27,8%
Adicional de parcela B em função do MMGD	-	63.840.601	0,0%	0,44%	0,4%
Custos Operacionais	2.047.117.655	1.998.397.922	-2,4%	-0,33%	13,5%
Anuidades	292.466.585	252.620.624	-13,6%	-0,27%	1,7%
Remuneração	1.181.052.716	1.287.251.262	9,0%	0,73%	8,7%
Depreciação	609.824.055	610.265.074	0,1%	0,003%	4,1%
Receitas Irrecuperáveis	108.705.583	85.491.661	-21,4%	-0,16%	0,6%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(153.918.938)	(185.357.382)	20,4%	-0,21%	-1,3%
Reposicionamento Tarifário	14.647.261.948	14.805.271.826		1,08%	100,0%

Figura A.49 – Impactos da MMGD na RTP 2023 da CPFL Paulista. Fonte: ANEEL[116]

A.3. Trabalhos publicados

De modo a ressaltar a competência e motivação da aluna em estudar os impactos da inserção de recursos energéticos distribuídos na modelagem do mercado elétrico são apresentados a seguir os trabalhos publicados, desde a graduação, que contribuíram para o desenvolvimento do conhecimento no tema dessa tese.

Contribuição em capítulo de livro:

B. D. Bonatto, H. Arango, E. Deccache, L. G. Arango, V. B. F. Costa, L. C. Pereira, C. Cortez, L. S. B. Maciel, “Economics, Regulatory Aspects and Public Policies”, Policies Interdisciplinary and Social Nature of Engineering Practices: Philosophy, Examples and Approaches, 1st edition, Springer, 2022, ISBN: 303088015X.

Livros publicados:

B. D. Bonatto (ed.), L. C. Pereira, H. Arango, “Modelo Econômico para Políticas de Incentivo às Energias Renováveis”, 1. ed. Novas Edições Acadêmicas, 2018. v. 1. 172p, ISBN: 978-620-2-18735-0.

Artigos publicados em periódicos:

V. B. F. Costa, R. S. Capaz, P. F. Silva, G. Doyle, G. Aquila, E. O. Coelho, E. de Lourenci, L. C. Pereira, L. B. Maciel, P. P. Balestrassi, B. D. Bonatto, L. C. da Silva, “Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment”, *ENERGY POLICY*, v. 169, p. 113176, 2022.

V. B. F. Costa, L. C. Pereira, J. V. B. Andrade, B. D. Bonatto, “Future assessment of the impact of the COVID-19 pandemic on the electricity market based on a stochastic socioeconomic model”, *APPLIED ENERGY*, v. 313, p. 118848, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118848

V. B. F. Costa, B. D. Bonatto, L. C. Pereira, P. F. Silva, “Analysis of the impact of COVID-19 pandemic on the Brazilian distribution electricity market based on a socioeconomic regulatory model”, *INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS*, v. 132, p. 1-12, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107172

Artigos publicados em anais de congressos:

M. G. S. Salles, L. C. Pereira, B. D. Bonatto, “Análise do Impacto da entrada da Tarifa Binômica para Baixa Tensão na Rentabilidade da Geração Distribuída”, *Anais da XIV Conferência Brasileira Sobre Qualidade Da Energia Elétrica*, 2021, doi: 10.17648/cbqee-2021-130590

L. C. Pereira, B. D. Bonatto, H. Arango, “Aplicação de um modelo econômico do mercado elétrico para avaliação de políticas públicas de incentivo à micro e minigeração distribuída no Brasil”, *XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (XI CBPE 2018)*, Cuiabá, 2018.

L. C. Pereira, S. A. S. Lusvarghi, L. G. Arango, H. Arango, B. D. Bonatto, “Socioeconomic analysis of incentive public policies for the use of renewable energy per consumer class in Brazil”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM 2015)*, Montevideo, 2015, doi: 10.1109/ISGT-LA.2015.7381130.

B. D. Bonatto.; H. Arango, L. C. Pereira, J. M. Carvalho Filho, P. M. Silveira; S. A. S. Lusvarghi, J. P. G. Abreu, “An economic market model for the evaluation of sustainable social policies based on smart grids Technologies”, *IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (IX CBPE 2014)*, Florianópolis, 2014.

L. C. Pereira, B. D. Bonatto, H. Arango, T. D. Almeida, P. M. Silveira, J. M. Carvalho Filho, “Implementation of an Economic Model for the Electricity Market Evaluation of Public Policies in Smart Grids”, *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, (ISGT LA 2013)*, São Paulo, 2013, doi: 10.1109/ISGT-LA.2013.655439.