

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Escola de Engenharia de São Carlos

**ALOCAÇÃO DE CUSTOS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO PREÇOS NODAIS
CONSIDERANDO A INCERTEZA
NO CRESCIMENTO DA DEMANDA**

RODRIGO DELFIM GUARIZI

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

RODRIGO DELFIM GUARIZI

ALOCAÇÃO DE CUSTOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
UTILIZANDO PREÇOS NODAIS CONSIDERANDO A INCERTEZA NO
CRESCIMENTO DA DEMANDA

São Carlos

2023

RODRIGO DELFIM GUARIZI

Alocação de custos em sistemas de distribuição utilizando preços nodais
considerando a incerteza no crescimento da demanda

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como requisito para a obtenção do Título de Doutor em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica¹.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior.

São Carlos

2023

¹ Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

G915a Guarizi, Rodrigo Delfim
Alocação de custos em sistemas de distribuição utilizando preços nodais considerando a incerteza no crescimento da demanda / Rodrigo Delfim Guarizi; orientador João Bosco Augusto London Junior. São Carlos, 2023.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Alocação de custos. 2. Sustentabilidade econômica. 3. Preços nodais. 4. Incerteza. 5. Recuperação dos custos. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **RODRIGO DELFIM GUARIZI**.

Título da tese: "Alocação de custos em sistemas de distribuição utilizando preços nodais considerando a incerteza no crescimento da demanda".

Data da defesa: 27/06/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **João Bosco Augusto London Junior**
(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

Aprovado

Dr. **Júlio Augusto Druzina Massignan**

(Siemens Infraestrutura e Indústria Ltda.)

Aprovado

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero**

(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

Aprovado

Prof. Dr. **Delberis Araujo Lima**

(Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro/PUC-Rio)

Aprovado

Profa. Dra. **Luana Medeiros Marangon Lima**

(Duke University/EUA)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:

Prof. Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:

Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

Conseguir-se-á mais com um olhar de bondade, com uma palavra animadora, que encha o coração de confiança, do que com muitas repreensões que só trazem inquietações e matam a espontaneidade.

São João Bosco

À minha esposa Janaína. Aos meus filhos,
Lívia, Lorena, Felipe e Letícia. Aos meus pais,
Mário e Giselda.

AGRADECIMENTOS

Os agradecimentos realmente se constituem em fazer jus àqueles que acompanharam o desenvolvimento e a construção para que chegássemos a essa etapa final. Muitos foram os responsáveis para que isso acontecesse, entre eles:

À DEUS, por me sustentar durante esta etapa de minha vida que foi o doutorado.

Àqueles que orientaram este trabalho, sem ordem de importância, Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior e Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero. À ambos, sou imensamente grato pela paciência perseverante (*hypomoné*) comigo, pelas discussões e recomendações que me nortearam nos momentos de incertezas e que foram fundamentais para o êxito do trabalho. Muito obrigado pelo apoio, compreensão e colaboração na minha formação profissional!

Aos membros da banca: Profa. Dra Luana Medeiros Marangon Lima, Prof. Dr. Delberis Araujo Lima e Eng. Dr. Júlio Augusto Druzina Massignan pelas contribuições riquíssimas e críticas construtivas. Muito obrigado!

Ao Programa DINTER, parceria entre USP e FPTI. Aos professores envolvidos e aos que atuaram na coordenação, sobretudo ao Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos.

À UNILA/ILATIT e à UNIOESTE/PGEEC pelo apoio durante o doutorado.

À minha esposa Janaína Caimi Guarizi, por todo apoio, compreensão e suas orações. Às minhas filhas Lívia, Lorena e Letícia; e filho Felipe por serem minha maior fonte de motivação.

Aos meus pais, Mário e Giselda, os quais me transmitiram valores inestimáveis ao longo da minha vida e maiores responsáveis pela minha formação humana.

Aos meus sogros Sérgio e Zoraide por todo apoio nos momentos em que precisei me ausentar da minha família. Muito obrigado!

Aos amigos Eduardo do Carmo, Jorge Ledesma, Larissa Justino, Delcy e Marla por todo apoio, motivação e orações!

Agradeço, ainda, todos que contribuíram de forma direta e indireta para que esse trabalho acontecesse e àqueles que assistiram a defesa.

RESUMO

GUARIZI, R. D. **Alocação de custos em sistemas de distribuição utilizando preços nodais considerando a incerteza no crescimento da demanda.** 2023. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

O problema da precificação do serviço de redes de distribuição é alvo de constante investigação desde o surgimento dos primeiros mercados de energia elétrica no mundo. A remuneração adequada das empresas que prestam tal serviço é assunto de interesse de distribuidoras e órgãos reguladores. Nesse contexto, o surgimento dos Recursos Energéticos Distribuídos trouxe diversos desafios às concessionárias, como por exemplo, a recuperação dos custos com vistas à sustentabilidade econômica das empresas. Este trabalho propõe um método estocástico para identificar e quantificar receitas não desejadas por uma distribuidora considerando as incertezas no crescimento da demanda e da geração. As incertezas são modeladas por meio do Movimento Geométrico Browniano, para a taxa de crescimento da demanda, e pela distribuição de probabilidade triangular, para a taxa de crescimento da geração, obtendo-se, assim, uma taxa de crescimento líquido da demanda. Essa última é utilizada como parâmetro de entrada em um método determinístico de alocação de custos via Preços Nodais para cargas e geradores. Então, a partir dos Preços Nodais, é determinada a receita de uma distribuidora. A Simulação de Monte Carlo é empregada para se obter de um conjunto de receitas. Observou-se que em determinadas situações de carregamento do sistema e de tarifa fixada por uma distribuidora, é possível a recuperação dos custos fixos da empresa. Entretanto, há a possibilidade de cenários em que a arrecadação de receita não seja compatível com os investimentos futuros a serem realizados na rede. O modelo proposto pode ser utilizado para auxiliar agências reguladoras a examinar uma possível alteração na estrutura tarifária. Além disso, pode auxiliar uma distribuidora para melhor gestão dos seus ativos. Para a obtenção dos resultados foram utilizando os sistemas IEEE 13 e 123 nós.

Palavras-chaves: Alocação de custos. Sustentabilidade econômica. Preços nodais. Incerteza. Recuperação dos custos.

ABSTRACT

GUARIZI, R. D. **Distribution network cost allocation based on nodal prices under the uncertainty in demand growth.** 2023. Thesis (Doctor of Science) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

Distribution network cost allocation has been constantly investigated since the development of the first electricity markets in the world. The proper remuneration of the companies that provide such a service is a matter of interest to utilities and regulators. In this context, the growth of Distributed Energy Resources brought out several challenges, such as the cost recovery from the point of view of the economic sustainability of companies. This work proposes a stochastic method to identify and quantify results not desired by a distribution system operator considering the uncertainties in the growth of demand and generation. The uncertainties are modeled using Geometric Brownian Motion, for the demand growth rate, and by the triangular probability distribution, for the generation growth rate, thus obtaining a rate for the growth of net demand. The latter is used as an input parameter in a deterministic cost allocation method by Nodal Price for loads and generators. Monte Carlo Simulation is employed to achieve a set of revenues. It was observed that in certain situations of system loading and the rate set by the utility, it is possible to recover the company's fixed costs. However, there is the possibility of scenarios in which revenue collection is not compatible with future investments to be made in the network. The model can be used to help regulators examine a possible change in the tariff structure. In addition, it can help a distribution company to better manage its assets. To obtain the results, the IEEE 13 and 123 node systems were used.

Keywords: Cost allocation. Economic sustainability. Nodal prices. Uncertainty. Cost recovery.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Desenhos tarifários.....	26
Figura 2.2 – Agrupamento dos princípios regulatórios	28
Figura 2.3 – Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional	34
Figura 2.4 – Fontes de incertezas nos SDs	49
Figura 2.5 – Técnicas de modelagem de incertezas em SEPs	50
Figura 3.1 – Modelo determinístico	54
Figura 3.2 – Acréscimos de capacidade em um sistema de distribuição.....	55
Figura 3.3 – Incremento Δf_j do carregamento do circuito j	60
Figura 3.4 – Fluxograma geral para obtenção dos Preços Nodais.....	62
Figura 3.5 – Sistema com um nó	63
Figura 3.6 – Variáveis do modelo determinístico em função da taxa r	64
Figura 3.7 – Receita nodal em função da taxa de crescimento da demanda	65
Figura 3.8 – Preço nodal em função do carregamento	66
Figura 3.9 – Modelo estocástico.....	67
Figura 3.10 – SMC da taxa de crescimento da demanda para $t = 10$ anos.....	70
Figura 3.11 – Histogramas da taxa de crescimento da demanda.....	70
Figura 3.12 – Distribuição de probabilidade triangular.....	71
Figura 3.13 – Projeção do crescimento da Micro e Mini GD no Brasil	72
Figura 3.14 – Distribuição de probabilidade do crescimento da GD	72
Figura 4.1 – Topologia da rede IEEE 13 nós	76
Figura 4.2 – Carregamento dos ramos do sistema IEEE 13 nós.....	77
Figura 4.3 – PNs sistema IEEE 13 nós para demanda.....	78
Figura 4.4 – PNs sistema IEEE 13 nós para geradores	78
Figura 4.5 – Receita em função de r para diferentes níveis de carga IEEE 13 nós.....	80
Figura 4.6 – GD nos nós 6, 11 e 12	83
Figura 4.7 – Fatores de alocação de custo (13 nós).....	84
Figura 4.8 – Preços Nodais após a conexão de GDs (13 nós).....	84
Figura 4.9 – Remuneração da distribuidora antes e após a conexão de GDs (13 nós).....	85
Figura 4.10 – Histograma da taxa de crescimento da demanda e curva de receitas (13 nós) ..	86
Figura 4.11 – Histogramas das receitas para diferentes níveis de carregamento (13 nós).....	88
Figura 4.12 – Histogramas de r_D , r_{GD} e r (13 nós)	89

Figura 4.13 – Curva de receitas e histograma de r com GD e $D_{+40\%}$ (13 nós)	90
Figura 4.14 – Histograma das receitas com GD e carregamento $D_{+40\%}$ (13 nós).....	90
Figura 4.15 – Atendimento ao critério de parada da SMC IEEE 13 nós.....	91
Figura 4.16 – Topologia da rede IEEE 123 nós	92
Figura 4.17 – Carregamento dos ramos do sistema IEEE 123 nós.....	93
Figura 4.18 – PNs sistema IEEE 123 nós para carga	93
Figura 4.19 – PNs sistema IEEE 123 nós para geradores	94
Figura 4.20 – Receita em função da taxa r para diferentes níveis de carga IEEE 123 nós	94
Figura 4.21 – GD nos nós 15, 49, 57, 66 e 67	97
Figura 4.22 – Percentual de utilização dos ramos do sistema (123 nós).....	98
Figura 4.23 – Preços nodais após a conexão de GDs (123 nós).....	98
Figura 4.24 – Remuneração da distribuidora antes e após a conexão de GDs (123 nós).....	99
Figura 4.25 – Histograma da taxa de crescimento da demanda e curva de receitas (123 nós)	100
Figura 4.26 – Histogramas das receitas para diferentes níveis de carregamento (123 nós) ...	101
Figura 4.27 – Histogramas de r_D , r_{GD} e r (123 nós).....	101
Figura 4.28 – Curva de receitas e histograma de r com GD e $D_{+40\%}$ (123 nós)	102
Figura 4.29 – Histograma das receitas com GD e carregamento $D_{+40\%}$ (123 nós).....	103
Figura 4.30 – Atendimento ao critério de parada da SMC IEEE 123 nós.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Métodos de alocação de custos em alguns países.....	42
Tabela 3.1 – Dados do sistema 1 nó.....	63
Tabela 3.2 – Preço Nodal sistema um nó.....	64
Tabela 4.1 – Dados do sistema IEEE 13 nós.....	76
Tabela 4.2 – Composição dos preços nodais sem GD (13 nós).....	82
Tabela 4.3 – Parâmetros SMC-MGB.....	86
Tabela 4.4 – Receitas esperada (13 nós).....	87
Tabela 4.5 – Medidas descritivas da SMC da taxa de crescimento da demanda.....	88
Tabela 4.6 – Composição dos preços nodais sem GD (123 nós).....	96
Tabela 4.7 – Receitas esperada (123 nós).....	100

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAE	-	Custo Anual Equivalente
C_f	-	Custo fixo
CICP	-	Custo Incremental de Curto Prazo
CILP	-	Custo Incremental de Longo Prazo
CMCP	-	Custo Marginal de Curto Prazo
CMLP	-	Custo Marginal de Longo Prazo
CT	-	Custo Total
DPT	-	Distribuição de Probabilidade Triangular
EBE	-	Equivalent Bilateral Exchanges
FA	-	Fator de Anualização
GD	-	Gerador Distribuído ou Geração Distribuída
ICRP	-	Investment Cost Related Price
IEE	-	Indústria de Energia Elétrica
LRIC	-	Long Run Incremental Cost
MGB	-	Movimento Geométrico Browniano
OFGEM	-	Office of Gas and Electricity Markets
PN	-	Preço Nodal
RED	-	Recurso Energético Distribuído
SD	-	Sistema de Distribuição
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
SMC	-	Simulação de Monte Carlo
TUST	-	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
VA	-	Variável Aleatória
VNR	-	Valor Novo de Reposição
VP	-	Valor Presente

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização e relevância do tema	15
1.2	Motivação e objetivos da tese.....	17
1.3	Estrutura da tese	21
2	REVISÃO DA LITERATURA E REFERENCIAL TEÓRICO	23
2.1	Considerações iniciais	23
2.2	Alocação de custos em redes de energia elétrica.....	24
2.3	Princípios regulatórios da precificação das redes de energia elétrica	28
2.4	Métodos de alocação de custos em sistemas de transmissão	31
2.4.1	MW-Milha – MWM.....	31
2.4.2	Selo Postal – SP	32
2.4.3	Princípio da Divisão Proporcional – PDP	33
2.4.4	Método Z_{bus}	35
2.4.5	Intercâmbios Bilaterais Equivalentes – IBE	36
2.4.6	Métodos baseados em custos marginais.....	36
2.4.7	Preços de Ramsey-Boiteux	39
2.4.8	Métodos baseados em Custos Incrementais	40
2.5	Alocação de custos em sistemas de distribuição	42
2.5.1	O Custo Incremental de Longo Prazo – CILP	45
2.6	As incertezas na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica	47
2.7	Considerações finais.....	51
3	MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA OBTENÇÃO DAS RECEITAS DE UMA DISTRIBUIDORA.....	53
3.1	Considerações iniciais	53
3.2	Método determinístico para obtenção da receita de uma distribuidora	54
3.2.1	Determinação da Parcela I – Método MW-Milha.....	57
3.2.2	Determinação da Parcela II: Custo Incremental de Longo Prazo	59
3.2.3	Exemplo de aplicação do método de PNs	63
3.3	Método estocástico para obtenção das receitas de uma distribuidora	66
3.4	Considerações finais.....	74
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	75
4.1	Considerações iniciais	75
4.2	Caso IEEE 13 nós.....	76

4.2.1	Aplicação do método determinístico sem GD	77
4.2.1.1	<i>Sinalização locacional para conexão de geradores</i>	81
4.2.2	Aplicação do método determinístico com GD	83
4.2.3	Aplicação do método estocástico	86
4.2.3.1	<i>SMC com GD e critério de parada</i>	89
4.3	Caso IEEE 123 nós	91
4.3.1	Aplicação do método determinístico sem GD	93
4.3.1.1	<i>Sinalização locacional para conexão de geradores</i>	95
4.3.2	Aplicação do método determinístico com GD	97
4.3.3	Aplicação do método estocástico	100
4.3.3.1	<i>SMC com GD e critério de parada</i>	101
4.4	Considerações finais	103
5	CONCLUSÕES FINAIS	105
5.1	Possibilidades futuras	107
	REFERÊNCIAS	109
	APÊNDICE A – Fluxo de carga de varredura	119
	APÊNDICE B – Dados do sistema IEEE 123 nós	121

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

O problema da alocação de custos do serviço de redes de energia elétrica consiste em determinar as tarifas de uso do sistema, por meio das quais os custos incorridos na prestação do serviço possam ser recuperados tanto no curto quanto no longo prazo, com vistas ao equilíbrio econômico-financeiro das empresas que prestam tal serviço. Sendo assim, a tarifa é o meio econômico que interliga os usuários do sistema às empresas prestadoras do serviço de transporte de eletricidade e busca atender a dois principais propósitos (DECKER, 2021; ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022; SCHITTEKATTE; MOMBER; MEEUS, 2018). O primeiro deles é arrecadar uma receita que remunere os investimentos realizados, cubra os custos de operação e manutenção do sistema no curto prazo e permita a realização de novos investimentos no longo prazo, com vistas ao atendimento da demanda. O segundo objetivo é influenciar os usuários da rede quanto à forma de utilizar a energia elétrica, e conseqüentemente, o sistema.

No entanto, a evolução tecnológica, a redução de custos pelo aumento de escala e a abertura do mercado de energia elétrica possibilitaram o crescimento significativo dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nos Sistemas de Distribuição (SDs), dando origem a um novo tipo de agente na Indústria de Energia Elétrica (IEE), os chamados prosumidores (BELL; GILL, 2018; CAMBINI; SOROUGH, 2019). Os prosumidores são agentes que tanto podem produzir quanto consumir energia elétrica, como por exemplo, unidades consumidoras com geradores fotovoltaicos (FAERBER; BALTA-OZKAN; CONNOR, 2018; SCHICK; KLEMPP; HUFENDIEK, 2021; SOARES *et al.*, 2015). Além disso, a inserção dos REDs exige maior controle e operação dos SDs, evoluindo do sistema tradicional passivo para um sistema ativo (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; EHSAN; YANG, Q., 2019; SCHICK; KLEMPP; HUFENDIEK, 2021).

Do ponto de vista da sustentabilidade econômica, os REDs vêm provocando uma transformação sem precedentes nos SDs. Está no centro das discussões a sustentabilidade do modelo de negócio das distribuidoras baseado exclusivamente em tarifas de energia do tipo volumétrica, como por exemplo, as tarifas aplicadas para consumidores atendidos em baixa tensão (BT) no Brasil (COSTELLO; HEMPHILL, 2022; ETCHEBEHERE; MARANGON

LIMA, 2022). Nesse caso, as tarifas monômias volumétricas para os consumidores de BT são projetadas para recuperar tanto os custos de consumo de energia como os custos fixos da rede, podendo contribuir com quedas de receita e o conseqüente problema conhecido como *espiral da morte*² (ATHAWALE; FELDER, 2022; BEAUFILS; PINEAU, 2019; CHEN, Y.; TANAKA; TAKASHIMA, 2023; DECKER, 2021; FIGUEIREDO KOMENO *et al.*, 2022). E ainda, há o problema de subsídios cruzados pela transferência de custos dos que adotam REDs para aqueles que não adotam (FAERBER; BALTA-OZKAN; CONNOR, 2018; MARTINS, V. A.; BRANCO; HALLACK, 2022; PASSEY *et al.*, 2017; PICCIARIELLO; VERGARA; *et al.*, 2015; SCHICK; KLEMPP; HUFENDIEK, 2021).

Com base no exposto anteriormente, os principais desafios enfrentados pelas empresas de distribuição, envolvendo as incertezas no processo de precificação das redes, são enumerados a seguir (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; BELL; GILL, 2018; COSTA, DA *et al.*, 2022; RAHIM; SIANO, 2022; THANGJAM; JAIPURIA; DADABADA, 2023):

1. Incerteza na determinação da capacidade da rede de distribuição e os reinvestimentos necessários, pois as redes são projetadas para atender a demanda de ponta e manter determinado nível de confiabilidade.
2. Recursos Energéticos Distribuídos: quantidade crescente de geradores distribuídos intermitentes (renováveis) e outros recursos com características flexíveis resultam em incertezas quanto ao nível de consumo ou produção de energia elétrica. Por exemplo, geradores fotovoltaicos, bancos de baterias, carros elétricos etc. Tais recursos levam diversas implicações aos sistemas de distribuição, dentre elas: a possibilidade de fluxo reverso nas redes que foram projetadas para operarem de forma radial com fluxo de potência unidirecional, e a diminuição da receita arrecadada pelas distribuidoras em função da diminuição do consumo de energia. Essas implicações não removem a obrigação da distribuidora em manter e realizar investimentos na rede para atender todos os usuários do sistema.
3. Rede ativa: com o surgimento das Redes Inteligentes, uma rede operando de forma ativa, maiores serão os custos para mantê-la e operá-la. O conhecimento de tais custos é crucial para determinar a alocação dos mesmos.

² A espiral da morte ocorre quando a concessionária de distribuição aumenta a tarifa de energia elétrica para garantir seu equilíbrio econômico financeiro em virtude de suas quedas de receita frente ao aumento de geradores distribuídos no sistema, sobretudo, quando a tarifa é do tipo volumétrica e há o sistema de cobrança por compensação de energia elétrica.

4. Incerteza quanto aos padrões de consumo: o comportamento dos usuários do sistema deverá ser considerado pelas distribuidoras no modelo de preços empregado. Por exemplo, em um modelo de mercado com tarifas horárias é natural que o consumo de energia aumente nos horários com tarifas mais baratas. O sistema deve estar preparado para suportar toda a demanda simultânea da carga, a qual tem grande importância no planejamento da expansão e, conseqüentemente, nos custos futuros e no modelo de precificação da rede.
5. Incerteza quanto ao nível de geração intermitente: o aumento de geradores intermitentes nos sistemas de transmissão e distribuição impulsionarão o aumento de serviços de reserva ou de energia reserva em escala de tempo de uma hora ou mais.
6. Incerteza quanto às características dinâmicas do sistema: existe uma tendência de redução na participação da geração síncrona de grandes centrais elétricas tradicionais, que impulsiona uma maior exigência de flexibilidade por meio de serviços cuja resposta deverá ocorrer em escalas de tempo de poucos segundos ou menos.

Com efeito, a diversidade de tecnologias e a característica intermitente dos REDs, somadas aos novos modelos de negócios e de regulação econômica que incentivam a inserção desses recursos, aumentam significativamente as incertezas no processo de precificação do serviço de distribuição, podendo levar as empresas a obterem resultados não desejados. Por essas razões, diversos trabalhos abordam a necessidade de reforma no processo de precificação do serviço de distribuição dado a inserção dos REDs e inúmeras incertezas que permeiam os SDs (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; CAMBINI; SOROUGH, 2019; LI, N.; HAKVOORT; LUKSZO, 2021, 2022; MARTINS, V. A.; BRANCO; HALLACK, 2022; PASSEY *et al.*, 2017; PÉREZ-ARRIAGA, I.; KNITTEL, 2016; PICCIARIELLO; VERGARA; *et al.*, 2015; SCHICK; KLEMPP; HUFENDIEK, 2021).

1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DA TESE

Existem diversos trabalhos na literatura que abordam o problema da alocação dos custos nos SDs. A maioria dos métodos derivam daqueles propostos para a precificação do uso dos sistemas de transmissão e podem ser divididos em: métodos de custos médios (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996) e métodos dos custos marginais ou incrementais de curto (BAI *et al.*, 2017; YIKUI LIU *et al.*,

2016) e de longo prazo (BISKAS; BAKIRTZIS; CHATZIATHANASIOU, 2015; GU; LI, F., 2011a; HENG, H Y; LI, F., 2007; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M., 2007).

Dentre os métodos de custos médios destacam-se o Selo Postal (SP) (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996), o método das Participações Médias (PM) (BIALEK, 1997; KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G., 1997), o MW-Milha (MWM) e suas variantes (AVINASH D.; CHALAPATHI, 2015; LIMA, J. W. M., 1996; ORFANOS *et al.*, 2011). A vantagem desses métodos está na simplicidade de implementação e por fornecer tarifas estáveis ao longo de um determinado período. O método SP aloca os custos de forma igualitária entre os usuários do sistema, independentemente da localização e forma de utilização da rede. O MWM e suas variantes dependem do fluxo de potência e da distância entre pontos de injeção de geradores e cargas, fornecendo um sinal locacional, porém não recuperam adequadamente os custos envolvidos no provimento do serviço (SOARES *et al.*, 2015; SOARES; CRUZ; MATOS, 2019). Já o método PM se caracteriza pela simplicidade e pela boa sinalização locacional, porém tem o problema da volatilidade da tarifa (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009).

Há grande interesse em modelos de alocação de custos que tratam o problema do congestionamento nas redes de distribuição por meio dos custos marginais ou incrementais de curto prazo utilizando a tarifação dinâmica (HUANG *et al.*, 2018; HUANG; WU, Q., 2019; ZHANG, Q. *et al.*, 2021), ou o preço marginal locacional (BAI *et al.*, 2017; PAPAVASILIOU, 2018; TAN *et al.*, 2022). Os métodos dos custos marginais/incrementais de curto prazo têm problema de volatilidade das tarifas e o fato de a receita obtida não permitir a recuperação do custo dos investimentos realizados na ampliação ou reforço do sistema. Já os métodos marginais/incrementais de longo prazo procuram refletir a variação do custo de expansão da rede, necessária para atender a um aumento marginal ou incremental na capacidade de geração ou demanda em cada nó do sistema (HENG, H Y; LI, F., 2007).

A grande vantagem dos métodos marginais ou incrementais está na sinalização locacional. Mas, dependendo do porte do problema, o método revela-se complexo, além de não permitir a recuperação dos custos totais incorridos na prestação do serviço de transporte de energia elétrica (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018). Por esse motivo, as agências reguladoras buscam manter o foco na concepção de métodos de alocação e recuperação dos custos fixos dos SDs devido ao alto valor que tais custos representam à sustentabilidade das empresas que atuam no negócio de distribuição (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022). Além disso, faz-se necessário uma alocação eficiente no sentido de dar incentivos aos agentes que contribuem no alívio do sistema e cobrar dos agentes que imputam custos no sistema.

Os estudos mais recentes buscam contornar os problemas de volatilidade, falta de sinalização locacional, presença de subsídios cruzados e não recuperação dos custos das empresas por meio da combinação de duas ou mais técnicas de alocação de custos. Em (ABDELMOTTELEB; GOMEZ SAN ROMAN; RENESES, 2016) compara-se a alocação dos custos em SDs utilizando dois métodos compostos por duas parcelas. A primeira é resultado da solução de um fluxo de potência ótimo, ou seja, obtém-se o Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP), e a segunda é determinada pelo SP ou pelo PM.

Seguindo a mesma linha, (ABDELMOTTELEB; GÓMEZ; RENESES, 2017) determina a primeira parcela como em (ABDELMOTTELEB; GOMEZ SAN ROMAN; RENESES, 2016) e a segunda utilizando o método SP, considerando a contribuição dos usuários da rede no período de maior carregamento dos alimentadores do sistema. Em (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018) é proposta uma melhoria do trabalho anterior, utilizando uma terceira parcela obtida por meio do método de Ramsey-Boiteux (RB) para alocar o custo residual não coberto pelas duas primeiras parcelas e maximizar o bem estar social. Os métodos empregados nos estudos anteriores têm a vantagem de fornecer uma sinalização locacional aos usuários do sistema durante os períodos de pico com vistas a recuperação dos custos totais da empresa.

Em (SOARES *et al.*, 2015; SOARES; CRUZ; MATOS, 2019) são utilizados em conjunto os métodos das Participações Médias, CMCP e MWM, adaptados para SDs, para alocar os custos fixos (de operação, manutenção e investimento); os custos do uso da rede; e os custos das perdas. Já em (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022), três variantes do método MWM são avaliadas para aplicação nos SDs, porém sendo necessário uma segunda parcela para realizar a reconciliação da receita da distribuidora com o método SP.

Nota-se que a característica comum entre os estudos mais recentes está em alocar os custos utilizando a combinação de mais de um método, visando suprir as desvantagens de um com as vantagens do outro. No entanto, a literatura ainda carece de estudos que consideram as incertezas nos métodos de alocação de custos, sobretudo aquelas trazidas pelos REDs no que diz respeito ao crescimento da demanda e da Geração Distribuída (GD) nos SDs.

É importante salientar que o SD é uma plataforma através da qual os agentes conectados nesse segmento da IEE podem fazer negócios, e por isso a concessionária que opera e mantém esses sistemas deve ser remunerada de forma adequada. Assim, para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição, com vistas ao princípio da sustentabilidade econômica, é necessário contar com instrumentos de avaliação econômica

capazes de aferir possíveis resultados não desejados para as empresas, resultantes das incertezas envolvidas no processo de precificação dos SDs. Dessa forma, é possível preparar os agentes da IEE (empresas, consumidores e agências reguladoras) para os impactos consequentes das incertezas inerentes da atividade de distribuição de energia elétrica.

Tendo em vista os desafios mencionados anteriormente e a necessidade de considerar incertezas no problema da alocação de custos nos SDs, o objetivo deste trabalho de pesquisa foi desenvolver um método estocástico para identificar e quantificar resultados (receitas) não desejados por uma empresa. As receitas são determinadas utilizando um método determinístico de alocação de custos via Preços Nodais (PNs) para cargas e geradores. O método de PNs é composto pela soma de duas parcelas e consiste na determinação de uma tarifa por capacidade. A Parcela I (PI) é obtida através do método de custo médio MW-Milha (MWM) e a Parcela II (PII) pelo método do Custo Incremental de Longo Prazo (CILP). A PI é obtida com base na capacidade utilizada da rede. Por essa razão, utiliza-se uma segunda parcela para alocação dos custos baseada na capacidade ociosa (não utilizada) dos elementos da rede. Convém destacar que o método de PNs utilizado é uma extensão do trabalho realizado na dissertação de mestrado do estudante Rodrigo Delfim Guarizi (GUARIZI, 2014; GUARIZI; LOTERO, 2014). Para tanto, houve a necessidade de realizar uma atualização da bibliografia bem como melhorias no modelo matemático que serão destacadas posteriormente.

A aplicação do método de PNs permite determinar de forma determinística a receita de uma distribuidora a partir de um cenário esperado. No entanto, convém analisar o problema sob a ótica de um conjunto de cenários possíveis tendo em vista a incerteza da taxa líquida do crescimento da demanda.

No método estocástico, a taxa líquida é considerada como uma Variável Aleatória (VA) e deriva das taxas de crescimento da demanda e da Geração Distribuída (GD) no sistema, modeladas, respectivamente, pelo Movimento Geométrico Browniano (MGB) e pela Distribuição de Probabilidade Triangular (DPT). Assim, um valor de taxa líquida é obtido de forma aleatória e utilizado como parâmetro de entrada no método de PNs. Para se obter um conjunto de receitas e se conhecer a distribuição dos resultados faz-se o uso da Simulação de Monte Carlo (SMC).

Trabalhos recentes apontam vantagens em utilizar o MGB como uma técnica de modelagem da incerteza se comparado com modelos tradicionais descritos por uma função de distribuição de probabilidade cuja variância é constante ao longo do tempo (CHENG, S.; GU; HERNANDO-GIL; *et al.*, 2022; CHENG, S.; GU; YANG, X.; *et al.*, 2022; SAMPER; ELDALI; SURYANARAYANAN, 2019). Ao contrário, a modelagem via MGB considera que

a incerteza aumenta ao longo do tempo, em função do aumento da variância, refletindo a diminuição da precisão da previsão de uma VA a partir de um valor inicial.

A incerteza relacionada à taxa de crescimento da GD é modelada utilizando a DPT. Esse tipo de distribuição é utilizado quando uma amostra de dados é limitada. Conhecendo-se três parâmetros é possível obter uma distribuição triangular que resulta em uma aproximação razoável das probabilidades de ocorrência de um evento. No caso, um limite inferior e um superior representando os menores e maiores valores, respectivamente, e um valor central representando o valor mais provável da VA.

Assim, o diferencial deste trabalho está em utilizar um método estocástico que usa como ferramenta um método de alocação de custos via PNs para mensurar o efeito das incertezas na precificação do uso dos SDs e o consequente impacto na remuneração de uma distribuidora. O método permite identificar e quantificar os resultados não desejados por uma empresa de distribuição de energia elétrica. Além disso, um estudo nessa linha permite aos tomadores de decisão, tanto distribuidoras como órgãos reguladores, identificar cenários adversos que impliquem em resultados não desejados, dadas as mudanças significativas que vêm ocorrendo nos SDs.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

O detalhamento do modelo proposto e das ferramentas utilizadas para obtenção dos resultados estão descritos nos próximos capítulos deste documento, que está organizado como descrito nos parágrafos seguintes.

No Capítulo 2 apresenta-se uma breve revisão bibliográfica sobre o problema da alocação de custos nas redes de energia elétrica, destacando os princípios básicos que regem a precificação do serviço de redes. Neste capítulo são apresentados os principais métodos que servem de base para o desenvolvimento de novas alternativas para alocação de custos e a fundamentação teórica do método determinístico desta tese. No capítulo 3 estão os modelos determinístico e estocástico propostos. Para tanto, em primeiro lugar é descrito o método de alocação de custos via PNs utilizado. Em seguida, é apresentado o método estocástico e o detalhamento das ferramentas utilizadas na modelagem das VAs.

No capítulo 4 são apresentados os resultados e as discussões dos métodos propostos, considerando diferentes condições de carregamento dos sistemas IEEE 13 e 123 nós. As conclusões e sugestões de trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 5.

2 REVISÃO DA LITERATURA E REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Atualmente a energia elétrica é tratada como um produto que pode ser comercializado como outro qualquer. Porém, como qualquer produto, a energia elétrica necessita de um meio físico para ser transportada desde o ponto de geração até o ponto de consumo. Esse papel é desempenhado pelo sistema de transmissão, responsável pelo transporte de grandes blocos de potência por longas distâncias, e pelo sistema de distribuição, que viabiliza a entrega do produto à grande maioria dos clientes (consumidores).

O negócio de distribuição de energia elétrica é operado por empresas que são remuneradas através das tarifas cobradas dos usuários da rede, as quais são fixadas por uma agência reguladora pelo fato desse serviço ser um monopólio natural.

Nos últimos anos os SDs têm sofrido grandes mudanças em virtude da abertura de mercado aos REDs. Tradicionalmente, os SDs foram projetados para operarem de forma passiva com vistas ao atendimento da demanda e com fluxo unidirecional da eletricidade das redes de alta para as de baixa tensão. A presença dos REDs nos SDs torna a rede ativa, pois implica na possibilidade de fluxo bidirecional, exigindo maior controle e operação para manter a tensão e a frequência do sistema dentro dos limites aceitáveis. Assim, os REDs afetam diretamente o planejamento e a operação dos SDs .

Consequentemente, os custos de um sistema operando de forma ativa podem aumentar ou diminuir em relação àqueles que prevalecem numa rede passiva. Para a integração eficiente dos REDs é importante uma política regulatória capaz de levar em conta os custos adicionais na remuneração dos agentes de distribuição, com tarifas que sinalizem adequadamente o uso da rede por parte dos usuários (PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015; SCHICK; KLEMPP; HUFENDIEK, 2021).

Nesse sentido, o presente capítulo traz uma visão geral e as características do processo de precificação do serviço de distribuição de energia elétrica. Inicialmente, são apresentados de forma breve os fundamentos teóricos que servem de base para a alocação dos custos do serviço de transporte de energia elétrica. Em seguida, é realizada uma revisão geral dos métodos encontrados na literatura para sinalização econômica e alocação de custos em sistemas de

transmissão, os quais servem como referência para o desenvolvimento dos métodos para os SDs.

2.2 ALOCAÇÃO DE CUSTOS EM REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

A teoria econômica aplicada aos sistemas de energia elétrica é profundamente influenciada, se não restringida, por uma série de características técnicas intrínsecas aos processos de produção e transporte da eletricidade. Além de ser considerado um bem público essencial, a energia elétrica é um produto com características singulares, se comparada a outros energéticos, como o petróleo, por exemplo.

O fato de ainda não haver um meio economicamente viável de armazenamento da energia elétrica, inibe que qualquer agente do sistema possa estocá-la para reduzir a capacidade necessária de transporte. O sistema elétrico em toda a cadeia deve dispor de uma capacidade instalada suficiente para atender a máxima demanda agregada, que geralmente ocorre por poucos instantes.

Os custos para manter e operar a capacidade instalada da rede, ou seja, para o provimento dos serviços de transmissão e distribuição, devem ser alocados entre todos os usuários do sistema, considerando as características físicas e econômicas desses sistemas. Porém, os métodos atuais de alocação de custos nos sistemas de distribuição carecem de uma sinalização adequada no sentido de fornecer incentivos econômicos positivos aos agentes que contribuem para o alívio do carregamento da rede e negativos aos que impõem custos adicionais (MARTINS, V. A.; BRANCO; HALLACK, 2022; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015).

As receitas obtidas a partir das tarifas de energia elétrica nos sistemas de distribuição devem cobrir os custos operacionais e permitir o retorno do capital investido na rede elétrica. A formação de preços no serviço de distribuição pode ser dividida em duas etapas (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; LI, F. *et al.*, 2015; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015):

- Desenho tarifário: Corresponde ao estabelecimento das receitas regulatórias (a receita permitida durante um determinado período); e
- Estrutura tarifária: Consiste na alocação da receita permitida aos usuários da rede. A recuperação de receita ocorre por meio da estrutura tarifária, ou seja, pela tarifa de conexão e uso do sistema.

Com relação à primeira etapa, as receitas permitidas das distribuidoras são estabelecidas pelas agências reguladoras (ANEEL no Brasil) nos processos de revisão tarifária, os quais podem ocorrer a cada quatro, cinco ou oito anos, dependendo do país. Tal receita deve igualar os custos totais de operação, manutenção e de investimentos que a distribuidora precisa realizar para prover os serviços de eletricidade em sua área de concessão. Isto é, as agências reguladoras calculam a receita requerida total com base nas despesas com operação e manutenção (OPEX) e nas despesas ou investimentos em bens de capital (CAPEX), resultando nas despesas totais (TOTEX) de uma empresa modelo. Portanto, a receita permitida é projetada para cobrir custos eficientes de O&M, taxas de retorno adequadas, a depreciação dos ativos, entre outros custos (LI, F. *et al.*, 2015).

O desenho tarifário é caracterizado por um significativo grau de flexibilidade, ou seja, os encargos podem estar relacionados com a demanda, com a energia consumida, ou com um *mix* de opções entre as duas. Os GDs podem ou não pagar encargos, dependendo da política regulatória estabelecida (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; LI, F. *et al.*, 2015; MURUGANANTHAM; GNANADASS; PADHY, 2017; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015; PICCIARIELLO; VERGARA; *et al.*, 2015).

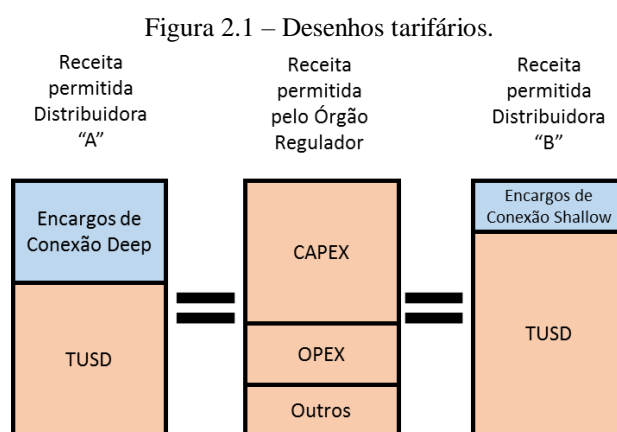
Já a estrutura tarifária define como a distribuidora aloca a receita permitida entre os usuários da rede, sejam eles, consumidores de pequeno ou grande porte ou GDs. Isso, geralmente, envolve um processo de duas etapas (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015):

- i. Os encargos da rede são definidos a partir do método de cobrança aprovado ou usado pelo órgão regulador do setor.
- ii. Em seguida, durante a recuperação dos custos, os encargos são convertidos em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, de forma que o valor monetário arrecadado corresponda à receita requerida da distribuidora.

Além da TUSD, geralmente, existe o Encargo de Conexão, o qual é destinado a cobrir, de forma parcial ou total, o custo não recorrente de uma nova conexão no sistema. O encargo de conexão destina-se apenas para cobrir os custos diretos da conexão, sendo classificado como *shallow*. No entanto, podem ser incluídos os custos devido a um eventual reforço da rede em função da nova conexão, nesse caso, classifica-se o encargo como *deep*. Isso implica que o método de tarifação e o nível dos encargos determina a forma com que os custos de novas

conexões serão rateados entre os usuários, sejam eles socializados ou não (FAERBER; BALTA-OZKAN; CONNOR, 2018).

A Figura 2.1 ilustra um exemplo de como duas distribuidoras genéricas, “A” e “B”, podem destinar a receita permitida pelo regulador entre encargos de conexão do tipo *deep*, *shallow* e TUSD (PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015). Existem outros estudos que abordam e discutem sobre os encargos de conexão do sistema com maiores detalhes (JENKINS, Nick *et al.*, 2000; LOPES *et al.*, 2007; OFGEM, 2001).



Fonte: Picciariello et al 2015a

Tipicamente, existem três tipos de elementos estruturais das tarifas de uso do sistema (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; FIRESTONE; MARNAY, 2005; HENNIG *et al.*, 2022; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015):

- Encargo fixo [\$/período]: trata-se de taxa destinada a cobrir os custos da infraestrutura necessária para o suprimento e o fornecimento de energia elétrica, independente do consumo.
- Encargo volumétrico [\$/kWh/período]: consiste em uma tarifa volumétrica, a qual o consumidor pagará uma fatura proporcional à quantidade de energia elétrica consumida para cobrir os custos variáveis de geração de eletricidade (compra de energia elétrica) e gastos com operação e manutenção. Esse encargo pode ser do tipo:
 - Flat: os consumidores pagam o mesmo encargo em todas as horas do dia. Normalmente aplica-se a consumidores de pequeno porte.
 - Time-of-Use (ToU): os consumidores pagam valores diferentes em dois períodos distintos do dia: horário de ponta e horário fora de ponta, sendo o primeiro mais caro

que o segundo. Normalmente aplica-se a consumidores de grande porte e opcional para os de pequeno porte.

- Horário: o encargo tem valores diferentes dependendo do estado de operação em tempo real do sistema.
- Encargo de capacidade [$\$/kW/\text{período}$]: trata-se de uma tarifa por capacidade. Está relacionada à demanda máxima de um consumidor, utilizado durante um intervalo de tempo específico, independentemente da duração ou frequência desse nível de consumo. Destina-se a cobrir os custos fixos da infraestrutura da rede, compartilhada com outros usuários, de forma proporcional à capacidade que cada um exige. Os encargos de capacidade podem depender da demanda máxima total da rede ou de uma subseção da rede à qual o consumidor está conectado.

Vale ressaltar que os custos para o provimento do serviço de redes dividem-se em dois tipos (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022). O primeiro, refere-se aos custos do sistema existente, ou seja, os custos fixos provenientes dos investimentos já realizados que contém característica temporal de longo prazo. O segundo, refere-se aos custos de operação, manutenção, congestionamento e perdas na rede, ou seja, os custos utilizados nos modelos de preços marginais de curto prazo. A alocação dos custos fixos (longo prazo) destina-se a recuperar todos os custos dos ativos ao longo do tempo, enquanto que a alocação de custos marginais de curto prazo resultam em sinais econômicos para os agentes do sistema com relação ao uso da rede (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022).

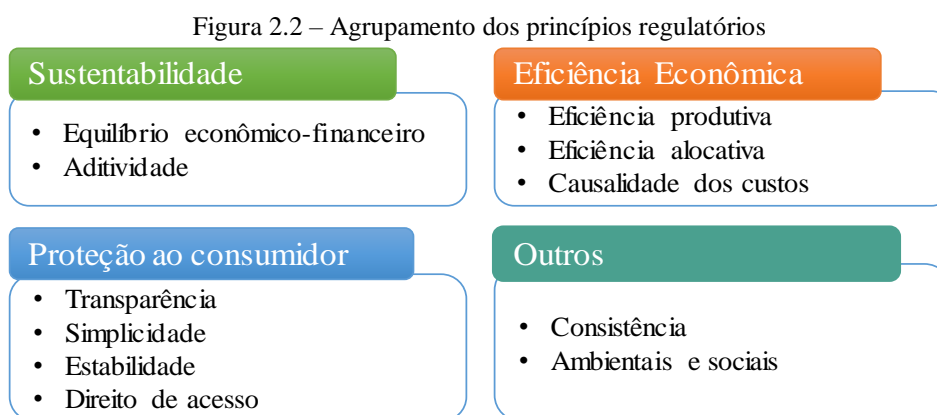
O desenvolvimento do desenho tarifário e da estrutura tarifária visa promover o uso ótimo da rede no curto prazo e o desenvolvimento eficiente no longo prazo, isto é, atender as necessidades dos usuários no curto prazo ao menor custo possível e ao mesmo tempo permitir a expansão e investimentos da rede no longo prazo. Acima de tudo devem garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas tanto no curto como no longo prazo.

A combinação dos objetivos anteriormente citados é desafiadora, uma vez que para alcançá-los exige-se a aplicação de diferentes princípios socioeconômicos conflitantes entre si. Nesse sentido, no tópico a seguir são descritos tais princípios, os quais servirão como referência na discussão dos resultados alcançados neste trabalho.

2.3 PRINCÍPIOS REGULATÓRIOS DA PRECIFICAÇÃO DAS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA

O processo de precificação das redes de distribuição deve atender vários princípios regulatórios (ou socioeconômicos) que, na prática, são conflitantes entre si. Na prática, as agências reguladoras buscam estabelecer uma relação de equilíbrio entre tais princípios (DANTAS *et al.*, 2020).

Existem diversos trabalhos relacionados ao tema que elucidam os princípios regulatórios (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; HENNIG *et al.*, 2022; LUMMI *et al.*, 2016; NIJHUIS; GIBESCU; COBBEN, 2017; PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015; RENESES; RODRÍGUEZ ORTEGA, 2014; RODRÍGUEZ ORTEGA *et al.*, 2008; RUESTER *et al.*, 2014). Os princípios podem ser classificados em quatro grupos, conforme mostrado na Figura 2.2: sustentabilidade, eficiência econômica, proteção ao consumidor e outros. Logo em seguida será dada uma breve explanação de cada um deles.



Fonte: Próprio autor

Princípios de sustentabilidade do sistema

- Recuperação dos custos totais: os custos totais das empresas de distribuição devem ser recuperados;
- Aditividade: significa que os encargos finais devem ser o resultado da soma de todos os itens de custo aplicáveis a cada grupo de consumidores. Assim, a receita arrecadada dos consumidores deve ser, no mínimo, igual a receita requerida pela distribuidora.

Princípios de eficiência econômica

- Eficiência produtiva: o custo do provimento do serviço deve ser o menor possível para os usuários do sistema;

- Eficiência alocativa: as tarifas devem refletir o custo marginal do recurso em diferentes momentos e localizações a fim de assegurar que a quantidade correta seja disponibilizada. Na teoria econômica, isso é alcançado quando os preços estão próximos do custo marginal para o provimento do serviço. No entanto, isso leva à não recuperação dos custos em mercados com características de monopólio natural e economia de escala.
- Causalidade dos custos: os custos devem ser alocados de acordo com a contribuição de cada usuário da rede. Nesse caso, idealmente, o usuário da rede paga os custos incorridos necessários para que a energia elétrica chegue até ele. O princípio da causalidade dos custos tem um papel fundamental, uma vez que visa a minimização de subsídios cruzados entre usuários de diferentes tamanhos e padrão de consumo. Na prática, seria uma tarefa difícil formar preços para cada usuário, pois a distribuidora deveria dispor de um modelo de preços muito complexo. Além disso, aplicando-se tarifas específicas aos usuários da rede, por exemplo, considerando o aspecto locacional, a mesma estaria em conflito com o princípio da não-discriminalidade.
- Não-discriminalidade de preços: esse princípio busca tratar os usuários da rede de forma isonômica. Por exemplo, a tarifa deve ser justa para os usuários da rede que apresentam um mesmo perfil de consumo ao longo de um dia ou que pertençam a um mesmo grupo de consumo.

Princípios de proteção ao consumidor

- Transparência: a estrutura tarifária adotada e os resultados da alocação dos custos devem estar disponíveis a todos os usuários da rede;
- Simplicidade: a estrutura tarifária deve ser simples, de forma que os usuários possam entender como o preço é formado. Conhecendo a estrutura tarifária, os usuários podem decidir como, quando e de que forma utilizar a energia elétrica;
- Estabilidade: as tarifas devem ser estáveis no curto prazo e apresentarem certa evolução no longo prazo a fim de diminuir incertezas regulatórias;
- Direito de acesso ao sistema: deve ser garantido a todos os que desejam utilizar a rede;

Outros

- Consistência: deve haver uma consistência entre a estrutura tarifária e aspectos regulatórios de cada país, a fim de atender objetivos técnicos do sistema.
- Aspectos ambientais.

Alguns dos princípios, ou conjunto de princípios, apresentados anteriormente, são conflitantes entre si, tal complicação se torna mais evidente na aplicação prática dos mesmos. Por exemplo, simplicidade e causalidade dos custos dificilmente serão alcançadas ao mesmo tempo, pois quanto maior o detalhamento de um método de precificação ou quanto maior a quantidade de dados envolvidos, mais complexo será o modelo. Outro exemplo é o atendimento dos princípios de eficiência econômica e sustentabilidade. Sabe-se que em mercados competitivos a eficiência econômica é alcançada quando o preço de um produto é fixado próximo do custo marginal de produção. Contudo, em mercados regulados com forte presença de economia de escala, como é o caso da distribuição, tarifas fixadas próximo ao custo marginal não garante a sustentabilidade econômica financeira da empresa pelo fato da não recuperação dos custos totais para o provimento do serviço de redes (PICCIARIELLO; RENESES; *et al.*, 2015).

No entanto, no modelo de precificação sempre um ou mais princípios prevalecerão sobre outros. O peso que se dará a cada um deles depende de vários fatores, como por exemplo, o processo de desverticalização dos mercados de energia ocorrido em diversos países do mundo alterou o foco da aplicação dos princípios nas tarifas de energia elétrica. Ao invés de se considerar somente os princípios de sustentabilidade, passou-se a focar também os princípios de eficiência econômica em função da abertura de mercado para a conexão de GDs nos sistemas de transporte de energia elétrica (RODRÍGUEZ ORTEGA *et al.*, 2008).

Da mesma forma, o princípio da equidade é aplicado em alguns países ao nivelar as tarifas da rede para os consumidores na mesma área geográfica, independentemente das características da rede à qual estão conectados, como por exemplo, a equalização das tarifas de rede elétrica entre áreas rurais e urbanas. Neste caso, como na maioria das circunstâncias, a aplicação do princípio de equidade acaba sendo conflitante com o princípio da causalidade dos custos, provocando o problema de diferentes efeitos em vários usuários do sistema e aumentos gerais na tarifa (PICCIARIELLO; VERGARA; *et al.*, 2015).

Nesse sentido, existe um interesse político e regulatório crescente na indústria de energia elétrica em direção a um melhor alinhamento entre as tarifas de energia elétrica e o custo do provimento dos serviços de rede, a fim de fornecer uma sinalização de preço adequada, ou seja, maior reflexividade de preços, promover o uso econômico e eficiente da rede e reduzir os subsídios cruzados entre diferentes usuários do sistema (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022; MARTINS, V. A.; BRANCO; HALLACK, 2022). O interesse anteriormente exposto se dá principalmente em função da crescente introdução da competição nos mercados

de energia elétrica, onde os preços variam de acordo com o tempo e com a localização, e geralmente, os usuários de pequeno porte não enxergam tais preços, porém, são expostos aos mesmos (PASSEY *et al.*, 2017).

Assim, levando em conta os princípios apresentados anteriormente, a seguir será dada uma visão geral dos principais métodos utilizados para alocação de custos em sistemas de transmissão de energia elétrica.

2.4 MÉTODOS DE ALOCAÇÃO DE CUSTOS EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Conforme já mencionado, existem diversos métodos para alocação de custos na transmissão, os quais podem servir de ponto de partida para o desenvolvimento de métodos de alocação de custos em sistemas de distribuição de energia elétrica. Não faz parte do escopo do trabalho trazer todos os detalhes desses métodos, e sim apenas introduzi-los, destacando seus princípios, vantagens e desvantagens.

2.4.1 MW-Milha – MWM

O conceito básico é que o carregamento de cada circuito de transmissão devido a cada agente deve ser determinado separadamente. O valor obtido deve ser multiplicado pelo custo unitário do circuito (que em geral depende do comprimento do mesmo) e, quando somado sobre todas as linhas da rede, deve fornecer uma medida do quanto cada agente utiliza a rede elétrica. Agentes distintos, ou seja, cargas e geradores pagam encargos de transmissão na proporção da utilização da rede. Existem diversas variantes do método MW-Milha, podem-se citar (LIMA, J. W. M., 1996; ORFANOS *et al.*, 2011):

- MW-Milha clássico (baseado na distância);
- MW-Milha baseado em fluxo de potência;
 - Método do módulo;
 - Método zero *conterflow*;
 - Método do fluxo dominante.

Os métodos baseados em fluxo de potência podem ser aplicados tanto para a capacidade utilizada quanto para a capacidade não utilizada (ociosa) de um elemento da rede.

A formulação do método clássico é mostrada na Equação 2.1.

$$MWM_j = CT \times \frac{P_j \times X_j}{\sum_{t=1}^T \{P_j \times X_j\}} \quad (2.1)$$

Onde:

CT : Custos Totais do sistema de transmissão [\$];

P_j : Potência envolvida na transação j [MW];

X_j : Distância física entre os agentes envolvidos na transação j [km];

T : Total de transações ou número de agentes (cargas ou geradores).

Como em geral os fluxos de potência estão abaixo da capacidade dos respectivos circuitos, o método MW-Milha não recupera adequadamente os custos envolvidos. Em outras palavras, nada se cobra pela reserva de transmissão, dada pela diferença entre capacidade do circuito e fluxo de potência efetivamente produzido, sendo essa uma deficiência do método.

2.4.2 Selo Postal – SP

É um método que estabelece uma tarifa única para todos os usuários do sistema, independente do seu ponto de conexão à rede de transmissão e, conseqüentemente, do seu impacto na mesma (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; PÉREZ-ARRIAGA, I. J., 2013).

Este método divide os custos totais da transmissão, responsáveis pela remuneração dos ativos e dos custos de operação e manutenção da rede elétrica, de forma proporcional às injeções de potência ativa nas barras de geração e de carga, de acordo com as Equações 2.2 e 2.3.

$$C_g = \alpha \times CT \times \frac{P_g}{\sum_{g=1}^{NG} P_g} \quad (2.2)$$

$$C_d = (1 - \alpha) \times CT \times \frac{P_d}{\sum_{d=1}^{ND} P_d} \quad (2.3)$$

Onde:

C_g : Custo alocado ao gerador g [\$];

CT : Custo total da transmissão [\$];

P_g : Injeção de potência do gerador g [MW];

NG : Número de geradores no sistema;

C_d : Custo alocado à carga d [\$];

P_d : Potência demandada pela carga d [MW];

ND : Número de cargas no sistema;

α : Índice de proporção dos custos alocados aos geradores, cujo valor varia de 0 a 1 dependendo da decisão do regulador de um determinado país.

Como o processo de alocação é realizado com base no custo total da transmissão, observa-se que não há diferenciação dos custos da capacidade utilizada e da capacidade ociosa do sistema.

A principal vantagem deste método é sua simplicidade, não apresenta o problema da volatilidade de tarifas, sendo adotado geralmente em mercados recém desregulados a fim de facilitar a participação de mais agentes (investidores) (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009). O princípio empregado por esta técnica é o mesmo adotado por outros métodos que alocam os custos apenas da capacidade ociosa do sistema.

A principal desvantagem do método é a generalização dos custos, ignorando as condições reais de operação do sistema interferindo, dessa forma, na sinalização econômica. Agentes que se instalam em regiões mais distantes do sistema, que necessitam de maiores investimentos em transmissão, serão subsidiados pelos agentes que se localizam mais próximos aos geradores, ou seja, o método não leva em conta o aspecto locacional (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; PÉREZ-ARRIAGA, I. J., 2013)

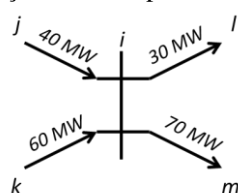
Ainda que o método apresente deficiências em termos de sinalização adequada para novos empreendimentos, ele é usado em muitos países, como, por exemplo, no Brasil, principalmente como complemento para garantir a remuneração adequada da rede elétrica (MEDEIROS, 2006).

2.4.3 Princípio da Divisão Proporcional – PDP

O método do Princípio da Divisão Proporcional ou Participações Médias procura identificar os caminhos por onde se distribuem os fluxos de potência na rede de transmissão. O objetivo principal do método é determinar a responsabilidade percentual, referida como participação, dos geradores e cargas no fluxo de cada uma das linhas da rede de transmissão (BIALEK, 1997; JUNQUEIRA, 2005; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; MARTINS, C. R. M. De A. B., 2013).

A ideia principal do método está baseada no princípio da proporcionalidade e busca identificar como estão distribuídos os fluxos na rede de transmissão e associá-los a geradores e cargas. Para entender melhor o método, assume-se que a rede possui n barras conectadas através de m ligações (linhas de transmissão ou transformadores). Segundo (BIALEK, 1997) a lei de Kirchhoff para corrente deve ser satisfeita, sendo que a lei de Kirchhoff para tensão pode ser desprezada, visto que isso não introduziria nenhum erro, pois o resultado do fluxo de potência é calculado anteriormente à aplicação do método PDP. Este princípio é ilustrado na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Ilustração do Princípio da Divisão Proporcional



Fonte: próprio autor

A barra i possui quatro linhas conectadas a ela. Os fluxos nas linhas $j-i$ e $k-i$ entram no nó i , enquanto os fluxos nas linhas $i-l$ e $i-m$ saem deste nó. O fluxo total que chega ao nó i é igual a 100 MW, dos quais 40% são provenientes da linha $j-i$ e 60% da linha $k-i$. Segundo o princípio da divisão proporcional, esta relação se mantém nos fluxos das linhas que partem do nó i . Sendo assim, dos 70 MW que trafegam na linha $i-m$, 28 MW (40%) são provenientes do nó j e 42 MW (60%) são provenientes do nó k . O mesmo ocorre para a linha $i-l$: dos 30 MW de fluem por esta linha, 12 MW provem da linha $j-i$ e 18 MW da linha $k-i$. Nota-se que as perdas elétricas não são consideradas.

Determinadas as participações, as tarifas nodais de transmissão podem ser facilmente calculadas ponderando-se os custos de cada um dos elementos do sistema, em geral circuitos, e atribuindo-os ao conjunto de geradores de cada barra. O mesmo procedimento é aplicado à demanda, também responsável pelo pagamento de uma determinada parcela dos custos de utilização do sistema.

Este método pode ser implementado utilizando heurísticas simples para a solução do problema de transporte e, de acordo com a topologia e a distribuição dos fluxos na rede, atribui custos pela utilização dos recursos disponíveis na rede. Bialek (1997) propõe um método de alocação de custos do sistema de transmissão através do princípio da divisão proporcional juntamente com o método MW-Milha. Kirschen, Allan & Strbac (1997) também utilizam o

mesmo método para avaliar qual a contribuição de cada gerador no fluxo de potência e nas perdas em cada linha de um sistema de transmissão.

Independente da formulação empregada, o método de alocação do custo pelo uso da transmissão baseado no princípio da divisão proporcional utiliza diversas suposições, como a consideração de linhas e barras fictícias, o que poderia ocasionar resultados ruins ou até mesmo inconsistentes para o processo de alocação. Outra crítica diz respeito aos esquemas recursivos, que podem dificultar sua implementação (MARTINS, C. R. M. De A. B., 2013).

Segundo Rubio-Oderiz & Perez-Arriaga (2000), o método de Participações Médias não apresenta robustez técnica por se basear no princípio da proporcionalidade entre injeções e fluxos de potência, o que não tem validade do ponto de vista da operação real do sistema. Por outro lado, a simplicidade de cálculo é apontada como uma vantagem considerável do método.

Apesar das deficiências conceituais citadas anteriormente, para Medeiros (2006) e Lima et al (2009) o método apresenta uma sinalização locacional adequada. Lima et al (2009) também constata que o método incorpora o princípio da causalidade dos custos, mas em contrapartida apresenta o problema da volatilidade da tarifa.

2.4.4 Método Z_{bus}

Proposto por Conejo *et al.* (2007), o objetivo principal deste método é alocar o custo total (operação, manutenção e investimentos) referente aos ativos da rede para todos os geradores e cargas baseado na teoria de circuitos elétricos. A partir de um fluxo de carga, o método proposto determina como os fluxos das linhas dependem das correntes nodais. Então, este resultado é utilizado para alocar os custos para geradores e cargas proporcionalmente ao nível de utilização de cada agente, assim como no método Intercâmbios Bilaterais Equivalentes – IBE, que será revisado em seguida.

Como vantagem, o método Z_{bus} incorpora a sinalização locacional e o princípio da causalidade dos custos, e nesse sentido, demonstra ser mais eficiente do que os métodos *SP*, *PDP*, *IBE* e *ICRP* (os dois últimos serão analisados em seguida). No entanto, apresenta como desvantagem, a volatilidade de tarifa. Maiores detalhes da formulação matemática do método, aplicação e comparação com outros métodos, pode ser encontrada em (CONEJO, Antonio J *et al.*, 2007; LIMA, D. A., 2007; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009).

2.4.5 Intercâmbios Bilaterais Equivalentes – IBE

O método de Intercâmbios Bilaterais Equivalentes, proposto por Galiana, Conejo & Gil (2003), procura atribuir para cada gerador da rede uma fração da carga e vice-versa. A troca bilateral pode ser interpretada como a fração de potência gerada pelo gerador g que supre a demanda da carga d ou, da mesma forma, a fração da demanda da carga d suprida pelo gerador g . Para tanto, assume-se que o total de potência gerada é igual ao total de potência consumida no sistema, desprezando-se as perdas.

O método é capaz de identificar a proporção da capacidade de uma linha qualquer que está sendo utilizada por um determinado gerador (ou carga), através de todas as trocas bilaterais equivalentes que envolvem um gerador (ou carga). Os custos pelo uso da transmissão são então alocados de acordo com as proporções da capacidade atribuída para cada gerador e carga. O método aloca tanto os custos devido a capacidade utilizada como da capacidade ociosa sem distinção, para ambos agentes (MARTINS, C. R. M. De A. B., 2013).

Em comparação com os métodos Divisão Proporcional e Z_{bus} , Lima et al (2009) constata que o método apresenta maior estabilidade das tarifas. No entanto, menos eficiente em relação ao método Z_{bus} do ponto de vista locacional, e menos eficiente em relação ao método Divisão Proporcional do ponto de vista da causalidade dos custos. Maiores detalhes da formulação matemática do método pode ser encontrada em (GALIANA; CONEJO, A.J.; GIL, 2003; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009).

2.4.6 Métodos baseados em custos marginais

Os métodos baseados em custos marginais baseiam-se no cálculo da variação do custo de transporte de energia elétrica quando, num determinado nó do sistema, a carga (ou geração) sofre um aumento de uma unidade em relação ao cenário base (HENG, H Y; LI, F., 2007; SANTIAGO, 2022; SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996).

Os primeiros estudos surgiram a partir dos anos 1960 e estão relacionados com os chamados preços *spots*, que são determinados a cada instante em função da oferta e da procura de energia. Dessa forma, o preço *spot* em uma determinada barra corresponde ao valor do custo marginal de produção de uma unidade adicional de carga ligada à barra no instante referido (CARAMANIS; BOHN; SCHWEPPE, 1982; LIMA, J. W. M., 1996; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M., 2007).

Teoricamente, a adoção de preços *spot* permite melhorar a eficiência do sistema na medida em que permite transmitir sinais econômicos relativos à utilização das redes de um modo mais eficiente. Estes preços têm ainda a propriedade de poderem ser interpretados como sinais econômicos locais para os agentes (cargas e geradores) no sistema (JUNQUEIRA, 2005).

Os métodos baseados em custos marginais podem ser classificados em dois tipos:

- a) Custos Marginais de Curto Prazo (CMCP);
- b) Custos Marginais de Longo Prazo (CMLP).

As discussões sobre as características das funções de custo total de longo e de curto prazo das empresas de energia elétrica, seja nos segmentos de geração, de transmissão, ou de distribuição, são originárias dos estudos aplicados à solução do problema de tarifação de ponta, com base na Teoria da Precificação de Ponta (*Peak-load pricing theory*) (BOITEUX, 1960).

A problemática da precificação baseada na demanda de ponta, advinda da análise dos custos marginais de curto e longo prazo das empresas que devem atendê-la, surge do fato de a eletricidade não poder ser ainda armazenada de forma economicamente viável. Nesse cenário, há a necessidade de capacidade física disponível dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, para o atendimento à demanda instantânea de ponta, mesmo com duração de apenas alguns minutos por ano em determinados pontos do sistema elétrico (DELGADO, M. A. De P., 2011; HAGE; FERRAZ; DELGADO, M. A. De P., 2011).

Os CMCP (ou preços *spot*) resultam da solução do problema de planejamento da operação de SEP. O método consiste em modelar o mercado de energia elétrica com especificações técnicas e econômicas, como por exemplo, funções de custos de geradores, elasticidade de demanda, limites de geração, fluxo de potência nos circuitos etc., e otimizar o sistema visando minimizar o custo operativo da rede e maximizar o benefício social dos consumidores (JUNQUEIRA, 2005).

Os CMCP apresentam dois problemas: i) a volatilidade e ii) a receita total obtida a partir desses custos não permite a recuperação dos custos com investimentos no sistema, sobretudo quando não há congestionamento (SILVA, E. L., 2012).

Como referido anteriormente, os preços *spot* estão associados a preços marginais instantâneos de produção e transmissão de energia elétrica. Apesar da transparência e a qualidade dos sinais econômicos transmitidos por esse tipo de método, surgiu a necessidade do desenvolvimento de métodos mais completos incluindo não apenas os custos operativos e de

manutenção, mas também os custos de expansão e reforço das redes. Resolvendo, assim, o problema da volatilidade de preços e recuperação dos investimentos através da solução de problemas de planejamento de longo prazo (BRAGA; SARAIVA, 2005; JUNQUEIRA, 2005).

No entanto, a implementação desses problemas podem apresentar complexidades em função da quantidade de informações requeridas, da multi-periodicidade, serem dinâmicos, discretos e envolver incertezas como: crescimento da demanda, evolução da tecnologia, entre outras (BRAGA; SARAIVA, 2005).

Basicamente, a tarifa CMLP (ou método Nodal como é conhecido no Brasil ou *Investment Cost Related Price – ICRP* na Inglaterra) procura refletir a variação do custo de expansão da rede de transmissão necessária para atender a um aumento marginal na capacidade de geração ou demanda de cada barra, isto é, o custo marginal de longo prazo do sistema (JUNQUEIRA, 2005; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M., 2007; SILVA, A. M. L. DA; CARVALHO COSTA, DE; LOPES LIMA, 2013). O conceito dos custos marginais de longo prazo tem um papel central na teoria e na prática de precificação regulatória da IEE (SANTIAGO, 2022; SILVA, E. L., 2012).

Cabe destacar que houveram duas propostas de aprimoramento do método Nodal no sentido de uma maior aderência do método às particularidades do sistema de transmissão do Brasil, sobretudo de um ponto de vista operacional mais representativo. A primeira foi proposta por (LIMA, L. M. M., 2007; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M., 2007), cujo objetivo é melhorar a qualidade do sinal locacional oferecido em concordância com as características do sistema de transmissão brasileiro e de sua operação. Dentre elas estão as tarifas zonais ou regionais definidas com base nas restrições de rede elétrica do sistema, e substituição do despacho proporcional por submercados por despacho mais próximo da realidade operativa do sistema.

A segunda proposta de aperfeiçoamento do método Nodal é apresentada em (SILVA, A. M. L. DA; CARVALHO COSTA, DE; LOPES LIMA, 2013), a qual consiste em considerar a rede em subsistemas interligados. A tarifa de cada usuário é decomposta de forma que se contabiliza a variação de custos de cada subsistema em particular, dada uma variação na injeção de potência. Além disso, são propostas soluções para tratar a alocação de tarifas negativas, e a consideração de perdas no modelo de fluxo de potência linear utilizado no método Nodal no caso de sistemas de grande porte. Também são apresentadas generalizações para a consideração de um único cenário de caso base de fluxo de potência no cálculo das tarifas, e para a divisão igualitária do custo total do sistema entre geradores e demandas.

Entretanto, os métodos baseados nos CMLP recuperam parcialmente o custo total da transmissão. Pois, em mercados regulados e com característica de economia de escala, o custo para o provimento do serviço está acima do CMLP devido aos investimentos serem realizados em escala. Assim, se faz necessário uma parcela adicional na composição dos custos que pode ser aplicada utilizando diferentes métodos a fim de possibilitar a recuperação dos custos totais do serviço de transmissão bem como dos investimentos (GIL; GALIANA; DASILVA, 2006).

Um exemplo desse tipo de aplicação ocorre no Brasil, onde a recuperação dos custos com a transmissão de energia elétrica é realizada basicamente por meio da composição de duas parcelas: i) o CMLP para refletir sinalização locacional dado um estado do sistema e ii) uma parcela baseada no método *Selo Postal*. Para mais detalhes do método, consultar a literatura disponível sobre a Metodologia Nodal (CARLOS, 2016; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M., 2007; SANTIAGO, 2022; SILVA, E. L., 2012).

2.4.7 Preços de Ramsey-Boiteux

O método de Ramsey-Boiteux (RB) é formulado como um problema de maximização do bem-estar social sujeito à restrição de equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora (LIN; WANG, Y., 2020). A Equação 2.4 representa o resultado do problema de maximização do bem-estar social, somando o excedente do consumidor ao do produtor, sujeito à restrição de lucro do produtor (GHAYENI; GHAZI, 2011; ROTHWELL; GÓMEZ, 2003).

$$\frac{\rho_i - CM_i}{\rho_i} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon_i} \quad \forall i \quad (2.4)$$

Onde o subíndice i se refere a um grupo ou classe de consumidores, ρ_i (\$/kWh) é a tarifa de RB para o grupo i , CM_i (\$/kWh) é o custo marginal para o grupo i proveniente da solução de um despacho ótimo de potência, λ é o multiplicador de *Lagrange* proveniente do problema de maximização, e ε_i é a elasticidade-preço da demanda associada ao grupo i . O termo $\lambda/(1+\lambda)$ é o número de *Ramsey* e denominado por R . Ao isolar ρ_i , obtém-se:

$$\rho_i = \frac{CM_i}{1 + \frac{R}{\epsilon_i}} \quad \forall i \quad (2.5)$$

Em mercados perfeitamente competitivos, o preço de equilíbrio eficiente é igual ao custo marginal, solução conhecida como o “*first-best*”. Na Equação 2.5 o custo marginal é alterado para o preço de RB, proporcional ao inverso da elasticidade ao preço. Essa solução é conhecida como o “*second-best*”. De acordo com o método, o preço de RB se aproxima do custo marginal para aqueles usuários do sistema com maior elasticidade. Pelo contrário, o usuário com menor elasticidade estará sujeito a preços que se afastam do custo marginal.

O método RB preserva a sustentabilidade econômico-financeira da concessionária ao considerar um fator de ajuste em relação ao custo marginal, possibilitando a recuperação dos custos fixos. Por outro lado, fere o princípio da equidade, pois penaliza os consumidores com menor elasticidade (GHAYENI; GHAZI, 2011). Conforme (LI, N.; HAKVOORT; LUKSZO, 2021), o método RB apresenta certa complexidade de implementação devido à carência de informações sobre as elasticidades aplicáveis aos diferentes grupos de consumidores. A maior dificuldade está relacionada com o fato de que a elasticidade possui um caráter temporal de curto e de longo prazo e depende de fatores como temperatura e renda per-capita, dentre outros (LIN; WANG, Y., 2020). Portanto, as características anteriores implicam no não atendimento aos princípios de proteção ao consumidor.

2.4.8 Métodos baseados em Custos Incrementais

De forma geral, os métodos baseados em custos incrementais podem ser classificados em dois tipos:

- i. Custos Incrementais de Curto Prazo (CICP);
- ii. Custos Incrementais de Longo Prazo (CILP).

Os CICP permitem avaliar e alocar os custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade associados a cada nova transação no serviço de redes. Os custos de operação são calculados utilizando um modelo de fluxo de potência ótimo integrando restrições de segurança da rede e de planejamento de produção. Destaca-se que os custos incrementais de curto prazo podem ter sinal negativo nas situações em que a presença de uma nova transação

permite tornar mais eficiente a exploração do sistema, diminuindo o valor da sua função custo global (SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996).

A implementação de métodos deste tipo apresenta diversas dificuldades (JUNQUEIRA, 2005):

- A necessidade de se fornecer sinais econômicos ao mercado, implicando na previsão de custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade para o horizonte em estudo. Essa tarefa pode revelar-se complexa sobretudo para períodos de análise longos;
- A dificuldade em realizar previsões e tomar decisões de índole econômica relativas aos contratos de longo prazo utilizando, apenas, informações relativas a preços por utilização da rede de transmissão a curto prazo. Essa situação é semelhante à descrita por diversos autores para os métodos de tarifação tipo marginal baseados apenas em custos marginais de curto prazo (Braga & Saraiva, 2005).
- A utilização de métodos envolvendo apenas custos de curto prazo, isto é, não envolvendo custos de investimento na expansão e reforços das redes, torna insuficiente a remuneração das redes de transmissão; e

Os proveitos obtidos através desse tipo de remuneração apenas compensam os custos de curto prazo decorrentes de uma determinada transação. Com isso as entidades detentoras das redes poderão não se sentir incentivadas a realizar investimentos que visem o reforço da capacidade disponível ou a melhoria da qualidade do serviço.

Já os métodos CILP permitem avaliar os custos de investimento na expansão e reforço das redes, bem como uma estimativa a longo prazo dos custos de operação, exploração, manutenção e de oportunidade necessários para acomodar uma nova transação ou agente. A componente dos custos de reforço ou expansão é avaliada a longo prazo tendo em conta os efeitos que a transação ou agente terá no planejamento de toda a rede. Esta avaliação incide sobre diversos cenários, considerando as previsões relativas à evolução da carga num determinado horizonte. Por outro lado, a avaliação contempla a possibilidade de os custos de reforço ou investimento serem negativos, indicando que uma dada transação pode permitir anular ou adiar determinados investimentos que se encontravam já planejados (SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996).

Muito embora o conceito de custo de expansão ou reforço seja de fácil compreensão, dependendo do porte do problema de planejamento o método revela-se complexo. O que por sua vez requer a resolução de problemas mais completos que permitem identificar as ações mais adequadas de expansão e reforço das redes. No caso de identificar várias transações responsáveis por um novo investimento, torna-se difícil alocar um custo a cada uma dessas transações ou agentes tendo em conta o problema de otimização da expansão e reforço da referida rede (SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.*, 1996).

2.5 ALOCAÇÃO DE CUSTOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os métodos tradicionais utilizados em SDs realizam a alocação dos custos advindos de modelos de planejamento da expansão do sistema. Basicamente, tais modelos minimizam os custos de investimento da expansão da rede, através de uma função objetivo, sujeito a determinadas restrições que envolvem padrões e previsões futuras do crescimento da carga e de geradores no sistema (LI, F. *et al.*, 2009, 2015).

Muitas das estruturas tarifárias e os métodos de alocação de custos em prática nos SDs atuais foram desenvolvidos entre a década de 70 e 80. Nesse sentido, Li et al (2015) apresentam um estudo comparativo das características do processo de precificação do serviço de distribuição em alguns países do mundo, estando sumarizados na Tabela 2.1. Pode-se observar que o Selo Postal, método advindo da transmissão e já discutido anteriormente, é o mais utilizado nos SDs dos países destacados.

Tabela 2.1 – Métodos de alocação de custos em alguns países.

País	Inglaterra		Alemanha	Espanha		Brasil	Chile	Índia
Nível de Tensão [kV]	22-132	0,415-11	0,4-110	0,22-220	34,5-138	0,22-13,8	0,38-23	0,44-132
Método	CILP	Selo Postal	Selo Postal	Selo Postal	Selo Postal e ICRP	Selo Postal	Selo Postal	Selo Postal

Fonte: Li et al (2015)

Até 2007 nenhum país utilizava uma estrutura de preços em sistemas de distribuição que incorporasse o sinal econômico locacional nas tarifas. No Brasil, o sinal locacional foi introduzido apenas para o segmento de geração no nível de tensão A2, ou seja, entre 88 a 138 kV. Após 2012, foi introduzido na Inglaterra encargos locais nos níveis de tensão de 22 a 132 kV. Em ambos os países, tal reforma foi impulsionada por uma previsão de crescimento

substancial de GDs no sistema. Os reguladores tomaram essa medida com o objetivo de fornecer uma sinalização econômica adequada para os GDs se conectarem em locais que tragam benefícios para o sistema como um todo, minimizando a necessidade de modernização onerosa da rede (LI, F. *et al.*, 2015).

No entanto, considerando o contexto das Redes Elétricas inteligentes, ainda assim, os métodos implementados na prática possuem grandes deficiências, ou seja, não são capazes de promover ou encorajar um desenvolvimento eficiente e a sustentabilidade econômica do sistema, por diversas razões (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; GU *et al.*, 2013; LI, F. *et al.*, 2015):

- A maioria dos modelos em prática foram projetados para um sistema passivo com pouca presença de GD, microgeração e resposta a demanda. Dessa forma, são incapazes de influenciar os padrões de consumo e de geração no sistema através de incentivos econômicos, destacando aqui o caráter passivo dos agentes conectados nos sistemas de distribuição;
- Os métodos requerem o conhecimento prévio da demanda e geração futura, o qual representa grande incerteza em um ambiente competitivo, e qualquer padrão projetado de consumo ou de geração de energia elétrica no sistema pode ser muito diferente na execução do plano já estabelecido.
- A maioria dos modelos para os sistemas de distribuição não possuem tarifas reflexivas, isto é, não refletem o real custo/benefício que um GD ou micro-GD podem trazer para o sistema de distribuição e para o suprimento de energia. Como resultado, o modelo de preço não influencia de maneira eficiente como e quando os usuários devem utilizar o sistema.
- Não existe uma estrutura de preços comumente aceita em todo o mundo. Como consequência, há pouco consenso nos modelos de preços dos sistemas de distribuição entre os diferentes países, ou entre as distribuidoras num mesmo país.
- À medida que a fronteira entre as redes de transmissão e distribuição se torna cada vez mais indeterminada, surge uma lacuna entre os métodos de alocação de custos da transmissão e da distribuição.

De acordo com Pérez-Arriaga e Knittel (2016), um critério básico para alocação de custos deve passar pela ideia de quantificar o impacto atual que os usuários causam na rede ou a necessidade de novos investimentos em função da conexão de cargas, geradores ou sistemas de armazenamento. Em outras palavras, deve haver um incentivo aos usuários que contribuem

de forma positiva, aliviando o carregamento e reduzindo custos operacionais ou adiando investimentos em reforço do sistema. E, ao mesmo tempo, deve haver um desincentivo aos usuários que contribuem de forma negativa, impondo custos maiores para a operação ou expansão da rede. Portanto, é necessário fornecer um sinal econômico aos usuários da rede sobre o custo incorrido devido ao uso do sistema.

A abordagem mais direta para determinar a responsabilidade dos usuários pelos investimentos na rede seria tentar estimar o impacto marginal (ou incremental) de suas ações no custo de reforços ou substituições futuras dos ativos da rede. Os modelos de expansão da capacidade das redes de distribuição poderiam ser usados para identificar tais reforços, de acordo com algum critério eficiente de planejamento empregado pela empresa de distribuição. As empresas de distribuição normalmente planejam a rede de distribuição para atender às estimativas das condições futuras de pico de demanda. No contexto das Redes Inteligentes, deverão estimar o pico de produção/demanda dos REDs. O custo desses reforços poderia ser alocado de acordo com a contribuição coincidente dos usuários para os fluxos de pico de energia no alimentador para geradores e cargas. Como os investimentos em rede são realizados de forma discreta, surgem dificuldades em relacionar o crescimento gradual da demanda e da geração com essa descontinuidade (PÉREZ-ARRIAGA, I.; KNITTEL, 2016).

Ainda nas palavras de Pérez-Arriaga & Knittel (2016), a força do sinal econômico fornecido aos usuários da rede, por meio de suas tarifas, deve ser modulada para que seja considerado a capacidade marginal (ou incremental) em relação aos fluxos de potência máximos existentes. O objetivo é claro: não se deve incentivar mudanças desnecessárias na utilização da rede, pois isso distorce o sinal econômico e reduz a eficiência econômica do sistema como um todo. Por exemplo, se um alimentador de distribuição tiver capacidade suficiente para acomodar o pico de demanda da rede, bem como o crescimento significativo da sua utilização, os sinais econômicos transmitidos aos usuários, em relação às contribuições do reforço da rede, devem ser fracos ou inexistentes. Em tais circunstâncias, seria ineficiente encorajar uma utilização ainda menor dos ativos de rede. Por outro lado, se uma rede estiver sendo utilizada em sua capacidade operacional total ou próxima a ela, os sinais econômicos (custo marginal ou incremental) em relação aos reforços da rede devem ser mais fortes. Determinar o formato mais eficaz para a relação entre a força do sinal econômico e o grau de utilização dos ativos da rede é um aspecto chave dos métodos de alocação de custos nos sistemas de distribuição. No caso da transmissão, essa relação é dada pelo fator de ponderação a fim de evitar que circuitos relativamente descarregados contribuam para o Custo Marginal

(SANTIAGO, 2022). Além disso, cabe destacar que existe uma dependência da resposta dos agentes distribuídos, em diversos contextos, frente aos sinais econômicos fornecidos.

Sendo assim, a partir dos pressupostos apresentados anteriormente, serão apresentados os estudos mais relevantes que abordam o método CILP em SDs, pois o mesmo pode ser utilizado para atender as características de um SD operando de forma ativa com a possibilidade de inserção de REDs, que vai ao encontro com as considerações feitas por Pérez-Arriaga & Knittel (2016). A formulação matemática será apresentada no capítulo 3, pois o método faz parte do objeto de estudo do presente trabalho.

2.5.1 O Custo Incremental de Longo Prazo – CILP

O CILP foi proposto pela primeira vez em (Li & Tolley 2007), e sua grande vantagem em relação a outros métodos de alocação de custos em SDs é a possibilidade de considerar a capacidade ociosa na rede de distribuição, determinando um custo incremental associado à antecipação (ou adiamento) de um investimento resultante de um incremento (ou decréscimo) da demanda nos nós do sistema. Além disso, ele incorpora o aspecto locacional demonstrando grande potencial para atrair geradores e cargas para locais que exigem menores custos para eventuais reforços da rede. A eficácia do método é validada através de uma comparação com o método Nodal (*Investment Cost Related Price*) utilizado na alocação de custos no sistema de transmissão da Inglaterra e do Brasil.

Em seguida, Li et al (2009) apresentam um estudo desenvolvido pela Universidade de Bath, encomendado pelo regulador britânico, *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)*, para examinar se outros métodos de tarifação seriam mais eficientes na promoção do uso adequado do sistema de distribuição. Dentre os métodos estudados, o mais atrativo para o cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição foi CILP em função das vantagens já mencionadas anteriormente.

No mesmo ano, o método foi utilizado para avaliar o custo associado à segurança no fornecimento de energia elétrica, por meio de uma análise de contingência da rede com critério N-1 (HENG, Hui Yi; LI, F.; WANG, X., 2009). No entanto, o estudo anterior apresenta como desvantagem um esforço computacional elevado para determinar o CILP considerando uma análise de contingência em sistemas de distribuição de grande porte. Nesse sentido, Gu, Li, & He (2012) melhora a mesma abordagem incluindo uma análise de sensibilidade em relação à potência nodal injetada, o que resulta na redução do custo computacional para determinar o

CILP. Continuando na mesma linha de confiabilidade, (GU; WU, J.; LI, F., 2012) inclui, no método CILP, uma tolerância de confiabilidade nodal exigida pelos padrões de segurança estabelecidos pelo órgão regulador, que está vinculada à capacidade instalada do usuário em um nó, e leva em conta a natureza estocástica da confiabilidade do componente que reflete taxas de falha diferentes dos componentes de rede.

Zhang, Gu, & Li (2010) utiliza o CILP para investigar o adiamento dos investimentos na rede decorrente da inserção de GD. Uma comparação de resultados é realizada levando-se em conta diferentes abordagens para alocação GD. É demonstrado que existe um benefício associado à postergação de investimentos na rede ao utilizar o método CILP para alocação de GDs.

Em seguida, o método é avaliado com a possibilidade de classificar as cargas como interruptíveis e não-interruptíveis, de acordo com diferentes preferências de segurança. Assume-se que as cargas interruptíveis podem ser desconectadas do sistema sob uma situação de contingência. Dessa forma, os resultados demonstram menores tarifas para cargas interruptíveis em relação à tarifa para cargas não-interruptíveis em um mesmo nó da rede (GU; LI, F.; SONG, 2011).

Li & Gu (2011), em contraste com os testes previamente realizados, que considera uma demanda crescente do sistema, testam o método considerando uma taxa negativa do crescimento da demanda, com a justificativa de que o SD pode apresentar regiões com tal característica. Kalpana & Lakshmi Devi (2013) utiliza o método CILP para determinar a alocação e o tamanho do GD a ser instalado em SDs.

Ma, F. Li, et al. (2016) e Ma, R. Li, et al. (2016) propõem uma modificação do CILP para avaliar o Custo de Reforço Adicional de uma rede de distribuição de baixa tensão, considerando um sistema trifásico desequilibrado. É constatado que quanto maior o grau de desbalanceamento, maior será o custo do reforço adicional da rede. Pois, a distribuição de carga desigual conduz a um desequilíbrio trifásico no nível da subestação de baixa tensão. Esse desequilíbrio tem impactos distintos em alimentadores principais e transformadores de baixa tensão; para alimentadores principais, reduz a capacidade disponível, pois a fase com menor capacidade de reserva determina a capacidade utilizável; para transformadores, o desequilíbrio de fase reduz a capacidade disponível devido à potência adicional no neutro.

Amita Sharma et al. (2017) incorporam a resposta da demanda no método CILP juntamente com um Fator de Contribuição dos usuários, a fim de refletir a demanda coincidente dos mesmos. O resultado do estudo demonstra grande potencial para incentivar que os usuários

do sistema alterarem o padrão de consumo no curto prazo, o que, por sua vez, pode aliviar o congestionamento e reduzir a necessidade de investimento na rede.

Sharma, Bhakar, Tiwari, et al. (2017) incorporam no método Fatores de Contribuição das classes de consumidores, onde para cada classe de consumidor é atribuído um peso proporcional à sua demanda de ponta. O objetivo é atender o princípio da causalidade dos custos no cálculo do CILP, ou seja, que os custos sejam alocados àqueles que os causam.

Vale mencionar alguns trabalhos relacionados à incerteza e risco utilizando o método CILP. Em Gu and Li (2009) o conceito de lógica fuzzy é utilizado para modelar a taxa de crescimento de demanda como uma incerteza no método CILP. Em Gu et al. (2013) é proposto a utilização de contrato de longo prazo como uma estratégia de gerenciamento do risco para que usuários do sistema não se exponha à volatilidade de tarifas.

Por fim, recentemente Yang et al. (2018) propôs um método de precificação probabilístico. A incerteza é relacionada à demanda por meio de uma distribuição de probabilidade das demandas coincidentes dos usuários da rede. A função de fluxo de potência probabilístico é formulada pela convolução das demandas coincidentes nodais e os fatores de distribuição de transferência de energia. O método do *Tail Value at Risk* (TVaR) e o *Valor de Shapley* (SV) são utilizados para avaliar o impacto da incerteza do usuário individual na rede. É observado que dependendo do nível de risco considerado, é possível postergar investimentos na rede.

Dado o contexto anterior, é possível identificar que há poucos estudos que abordam de forma aprofundada uma análise dos resultados que uma distribuidora pode obter em termos da receita a ser arrecadada, incluindo as incertezas que permeiam os SDs nos métodos de alocação de custos, sobretudo envolvendo o método CILP.

2.6 AS INCERTEZAS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Basicamente, quatro elementos têm influência determinante sobre a rentabilidade de um investimento: a incerteza do montante das receitas anuais, a incerteza dos custos operacionais, a incerteza da vida útil (econômica) do bem investido, e a incerteza do nível de rentabilidade do investimento (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999).

A incerteza quanto à previsão das receitas depende da natureza do produto e do tipo de organização do mercado. Atualmente, a energia elétrica é tratada como um produto, e a

forma de utilizá-la ao longo dos anos é definida pelo crescimento econômico de um país, das mudanças nos gostos e das necessidades dos consumidores. Portanto, uma das grandes dificuldades está em prever a demanda a ser atendida.

A incerteza quanto aos custos operacionais diz respeito essencialmente aos custos variáveis ligados a um produto. No caso do serviço de distribuição, são os custos com mão de obra direta, operação e manutenção do sistema e administrativos, dentre outros.

A incerteza quanto à vida útil (econômica) de um equipamento não está ligada apenas ao uso, mas também, e principalmente, devido à evolução da tecnologia e suas consequências. Quando o custo marginal necessário para operar e manter um determinado equipamento supera a receita marginal que o mesmo produz, passa a ser mais viável a troca do equipamento por um novo. A igualdade dessas duas grandezas pode fornecer a duração ótima de utilização de um equipamento, ou seja, sua vida econômica. Assim sendo, o gerenciamento dos ativos utilizados na distribuição de energia é fundamental na determinação da vida útil dos equipamentos. Ou seja, as ações de manutenção influenciam tanto no estado operativo normal como no tempo remanescente do equipamento após o reparo, de forma que do ponto de vista econômico, há um momento a partir do qual essas ações de manutenção não são viáveis. Em contrapartida, o surgimento de equipamentos de melhor desempenho permite produzir a custos menores. Um estudo mais amplo a respeito da vida econômica de ativos nos sistemas de distribuição pode ser encontrado em (GUARDIA, 2014).

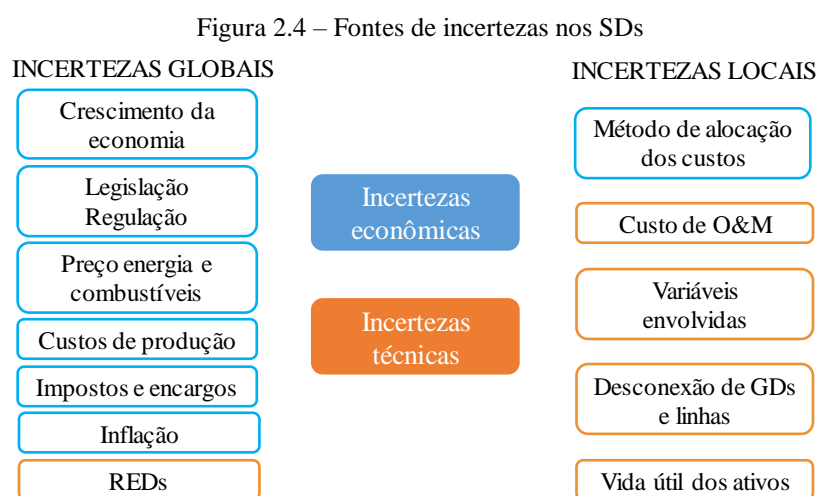
A incerteza do nível de rentabilidade do investimento está relacionada a uma taxa de retorno ou de desconto do capital investido que permite estimar a rentabilidade do mesmo. Uma forma aproximada de se estabelecer tal taxa seria a partir da rentabilidade média *ex-post* da empresa verificada nos últimos anos e realizar uma correção, dependendo da conjuntura econômica atual (ou prevista).

Os quatro tipos de incertezas explanadas anteriormente, conforme mencionado, influenciam na rentabilidade de qualquer tipo de investimento. A identificação e a quantificação de tais incertezas não é uma tarefa simples e, no caso da prestação do serviço de distribuição, têm grande impacto nas tarifas de redes.

No contexto do setor de distribuição de energia elétrica operando de forma ativa, as incertezas podem ser classificadas em globais e locais (GU *et al.*, 2013). As incertezas globais referem-se aos fatores macroeconômicos, como por exemplo, o crescimento econômico regional ou nacional, os quais impactam diretamente nos padrões de consumo e geração de energia elétrica; a regulação e a legislação ambiental de um determinado território, as quais

impactam no investimento das empresas; e fatores climáticos, os quais estão relacionados à produção intermitente de energia elétrica pelos REDs. Assim, nota-se que incertezas globais estão aquém do controle das distribuidoras, mas devem ser consideradas nos modelos de precificação e planejamento dos SDs. Já as incertezas locais referem-se aos fatores que impactam diretamente as distribuidoras e essas possuem algum nível de controle sobre as mesmas. Por exemplo, a coleta e tratamento de dados para faturamento e estudo relacionados às tarifas de uso do sistema; a topologia da rede; a informação proveniente de um fluxo de carga; vida útil dos ativos; previsibilidade de padrões de consumo das diferentes classes de consumidores; dentre outros.

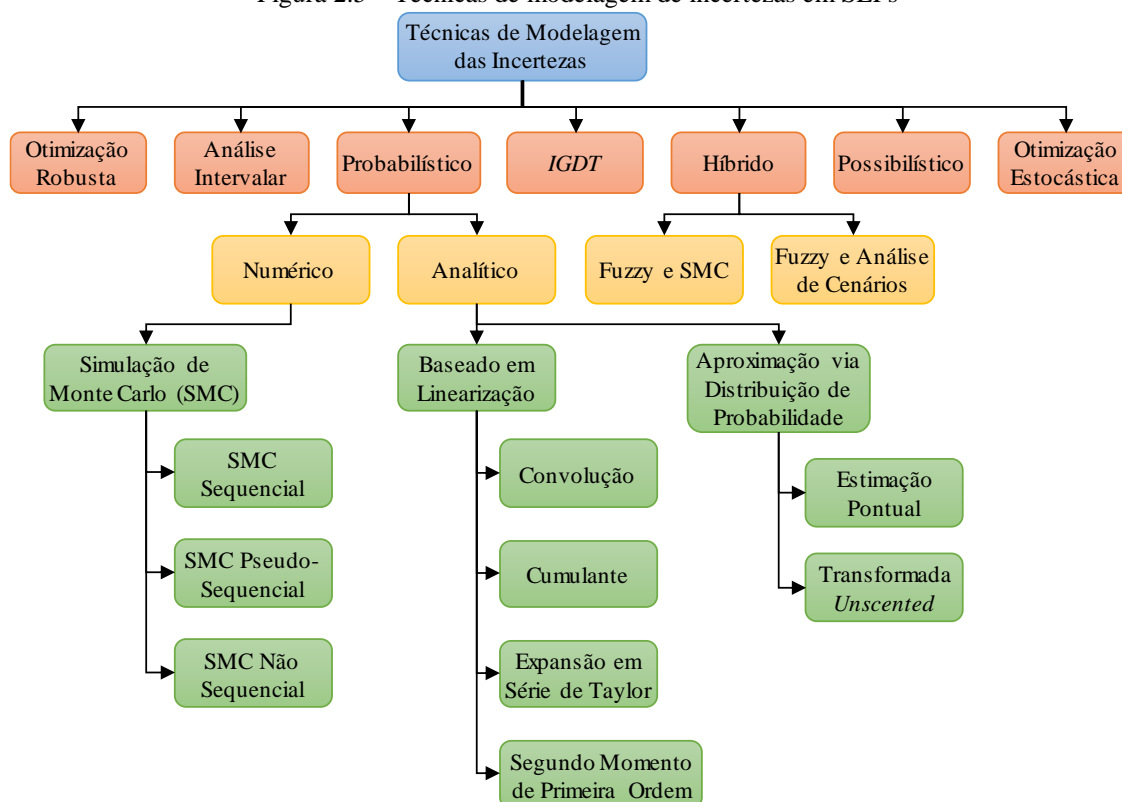
De outra maneira, ainda no contexto do setor da distribuição de eletricidade operando de forma ativa, as incertezas podem ser classificadas em termos de parâmetros técnicos ou econômicos (EHSAN; YANG, Q., 2019; FAN *et al.*, 2022). Tais fontes de incertezas estão associadas à variabilidade temporal e à natureza aleatória dos parâmetros. As incertezas relacionadas aos parâmetros técnicos estão relacionadas à intermitência dos Recursos Energéticos Distribuídos, ou seja, dos geradores eólicos e fotovoltaicos; e à aleatoriedade do nível de demanda, do carregamento das baterias dos veículos elétricos e a desconexão de geradores e linhas do sistema. As incertezas relacionadas aos parâmetros econômicos incluem: o preço da energia e dos combustíveis, crescimento da economia e a taxa de inflação de um país, os custos de produção de bens e os impostos. Além disso, pode-se citar como incertezas econômicas o custo de mão-de-obra, custo de matérias-primas e a taxa de desemprego (ZUBO *et al.*, 2017). A Figura 2.4 mostra como as incertezas globais e locais estão relacionadas às incertezas econômicas e técnicas.



Fonte: Próprio autor, baseado em (EHSAN; YANG, Q., 2019; FAN *et al.*, 2022; GU *et al.*, 2013)

As incertezas influenciam diretamente na ação do tomador de decisões ao buscar uma solução para um problema operacional de curto prazo ou de planejamento de longo prazo. Existem diversas técnicas de tratamento de incertezas utilizadas nos problemas de programação operacional ou de planejamento da expansão do sistema, as quais servem como uma ferramenta de auxílio à tomada de decisão. O objetivo da aplicação de tais técnicas visa obter um resultado de forma a minimizar os riscos associados às incertezas. Por essa razão, a identificação e compreensão das incertezas são fundamentais para a escolha adequada da técnica de tratamento das mesmas (VERMA *et al.*, 2018).

Figura 2.5 – Técnicas de modelagem de incertezas em SEPs



Fonte: EHSAN; YANG, Q., 2019; ZUBO *et al.*, 2017

Nos Sistemas de Elétricos de Potência (SEP), as técnicas de modelagem das incertezas são empregadas de acordo com o tipo do problema a ser tratado e da abordagem utilizada para modelar o efeito dos parâmetros incertos. As diversas técnicas podem ser agrupadas em: otimização robusta, análise intervalar, métodos probabilísticos, *Information Gap Decision Theory (IGDT)*, métodos híbridos, métodos possibilísticos e otimização estocástica. A Figura 2.5 fornece um resumo geral das técnicas utilizadas nos SEP para modelagem das incertezas. O objetivo fundamental dessas abordagens é mensurar a influência dos parâmetros de entrada

(incertezas) sobre os parâmetros de saída nos problemas dos SEP (EHSAN; YANG, Q., 2019; ZUBO *et al.*, 2017).

Não faz parte do escopo deste trabalho detalhar cada técnica de modelagem das incertezas mencionadas anteriormente. Conforme observado, há diversos métodos e seus desdobramentos, os quais podem ser consultados na literatura relacionada ao tema (ALONSO-TRAVESSET *et al.*, 2023; EHSAN; YANG, Q., 2019; FAN *et al.*, 2022; ROALD *et al.*, 2023; VERMA *et al.*, 2018).

No próximo capítulo será apresentado o método estocástico proposto para obtenção das receitas de uma distribuidora, o qual utiliza o MGB e a DPT para modelagem das incertezas e a Simulação de Monte Carlo sequencial paramétrica para obtenção de um conjunto de resultados. Além disso, serão apresentadas as razões da escolha desses métodos.

2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi possível obter uma visão geral dos principais métodos de alocação de custos existentes para os sistemas de transmissão, os quais servem de base para novos métodos em sistemas de distribuição. Também foi apresentado uma visão geral do problema da precificação do serviço de distribuição, destacando as principais características envolvidas e os princípios socioeconômicos que devem orientar o desenvolvimento dos métodos de alocação de custos. Pode-se notar que o problema da precificação do serviço de distribuição permanece sendo um grande desafio e que, por isso, tem despertado o interesse de pesquisadores em diversos países (ABDELMOTTELEB *et al.*, 2018; BELL; GILL, 2018; FAERBER; BALTA-OZKAN; CONNOR, 2018).

A aplicação de um método ou outro depende de fatores como, por exemplo, a estabilidade (ou volatilidade) da tarifa, sinal econômico locacional fornecido ou da remuneração de novos investimentos. Entretanto, alguns dos princípios são conflitantes entre si, tal complicação se torna mais evidente na aplicação prática dos métodos de precificação (LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009; LIMA, J. W. M., 1996).

Em suma, pode-se constatar que:

- Os métodos de alocação de custos devem permitir a recuperação dos custos totais e, conseqüentemente, o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras;

- Os métodos de alocação de custos desenvolvidos para sistemas de transmissão, não podem ser utilizados de forma direta em SDs, dada as características particulares desses sistemas;
- Os métodos para alocação de custos nos SDs em prática não foram desenvolvidos para o contexto das *Redes Inteligentes* e inserção de REDs no sistema; e

Ante o exposto, dentre os métodos de alocação de custos desenvolvidos para SDs destaca-se o método CILP pelas seguintes razões: pode atender as características de um SD operando de forma ativa, leva em conta possibilidade de inserção de REDs no sistema e é um método já implementado na prática. No entanto, a literatura carece de estudos capazes de avaliar a possibilidade da ocorrência de resultados não desejados por uma distribuidora utilizando o método CILP. Tais resultados significam receitas arrecadadas abaixo da receita esperada por uma empresa de distribuição em consequência das incertezas que permeiam os SDs.

No capítulo seguinte será apresentado o modelo determinístico e o modelo estocástico proposto nesta tese.

3 MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA OBTENÇÃO DAS RECEITAS DE UMA DISTRIBUIDORA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No processo de definição de tarifas de uso dos SDs busca-se alocar os custos de forma justa entre todos os usuários do sistema, atendendo os princípios da eficiência econômica. No curto prazo, a tarifa deve incentivar a operação do sistema ao menor custo possível, e no longo prazo garantir a recuperação dos investimentos.

Os métodos de alocação de custos através dos PNs são alternativas atrativas, pois a sinalização econômica fornecida pelos mesmos é capaz de incentivar o uso adequado da rede. Isto é, o PN pode influenciar o comportamento dos usuários do sistema ao fornecer um sinal econômico visando o uso eficiente da rede, dado que seu valor tem por princípio atribuir os custos de acordo com a intensidade do uso da rede e a localização de um determinado agente no sistema, o que pode ser alcançado por meio da combinação dos métodos MWMilha e Custo Incremental de Longo Prazo. Sendo este último uma forma aproximada de se obter o custo incremental da expansão de um SD.

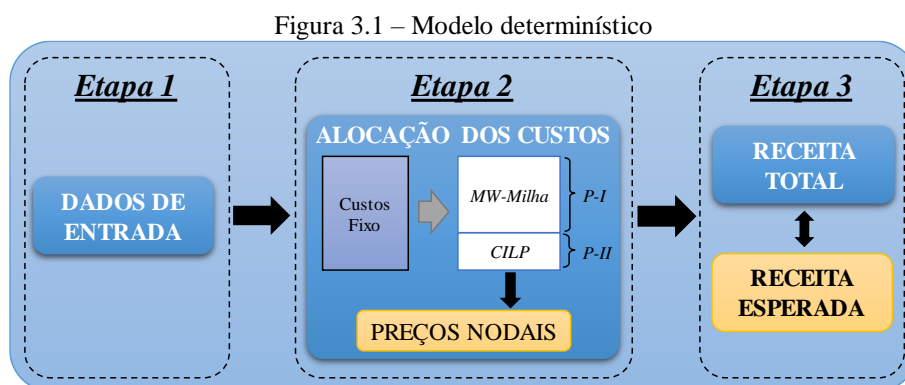
No presente capítulo será apresentada a formulação matemática dos modelos determinístico e estocástico para estimar a receita de uma distribuidora. Primeiramente será descrito um modelo determinístico para alocação dos custos em SDs, onde são determinados os PNs, que consiste em uma tarifa por capacidade. Esse preço multiplicado pela demanda ou geração nodal determina a receita associada ao nó em referência. Se essa operação for realizada para todos os nós do sistema e, totalizando-se as receitas nodais, obtém-se a receita total pela prestação do serviço de distribuição. Em seguida, a taxa do crescimento da demanda é considerada como uma variável aleatória no problema. Assim, é utilizada a Simulação de Monte Carlo para se obter uma estimativa das possíveis receitas de uma distribuidora.

Não faz parte do escopo deste trabalho discutir os critérios adotados na definição da receita permitida pelo agente regulador. O foco deste capítulo se concentra, em primeiro lugar, na apresentação de um método que possibilita a recuperação dos custos fixos de uma distribuidora e atenda os princípios de eficiência econômica, sustentabilidade e simplicidade. Em segundo, é proposto um método para identificar e quantificar o efeito das incertezas do crescimento da demanda e da geração distribuída na precificação do uso dos sistemas de

distribuição, os quais se traduzem em resultados não desejados por uma distribuidora. Os resultados não desejados por uma distribuidora são receitas obtidas abaixo de um valor esperado, em decorrência da incerteza do crescimento da demanda e da GD no sistema.

3.2 MÉTODO DETERMINÍSTICO PARA OBTENÇÃO DA RECEITA DE UMA DISTRIBUIDORA

A Figura 3.1 mostra o fluxograma geral do método determinístico proposto. A Etapa 1 consiste na leitura dos dados de entrada do modelo, no caso, os parâmetros da rede e valores esperados para a taxa de crescimento da demanda e de atratividade dos investimentos. Em seguida, na Etapa 2, é aplicado um método de alocação de custos via PNs constituído por duas parcelas (GUARIZI, 2014; GUARIZI; LOTERO, 2014; LI, F.; TOLLEY, D. L., 2007; MANCERA; MONROY, 2011). É importante destacar que para a determinação dos PNs utilizando duas parcelas, Guarizi (2014) e Guarizi & Lotero (2014) baseiam-se no estudo desenvolvido por Mancera & Monroy (2011). A *Parcela I* é determinada utilizando o método MW-Milha adaptado para SDs. Para a determinação da *Parcela II* é utilizado o método CILP desenvolvido por Li & Tolley (2007). Por fim, após obtido os PNs, na Etapa 3 determina-se a receita total a ser arrecadada ao longo da vida útil do ativo. Ao considerar valores esperados dos dados de entrada, a receita total a ser arrecadada equivale à receita esperada pela distribuidora, a qual deve ser suficiente para recuperar os custos do provimento do serviço de redes e permitir a realização de investimentos futuros no sistema.



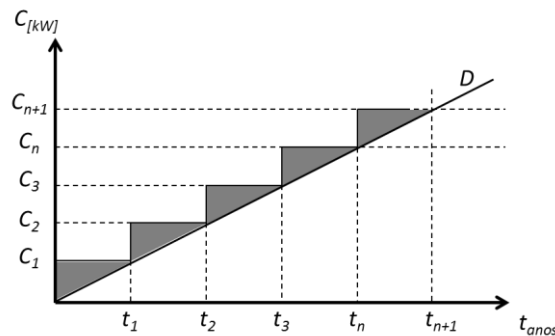
Fonte: Próprio autor

Com relação ao método de PNs adotado, algumas considerações devem ser apresentadas. Os SDs possuem uma capacidade máxima de transporte que não pode ser expandida no curto prazo para atender um acréscimo na demanda existente. Como

consequência, os investimentos na expansão do sistema são realizados de acordo com o planejamento feito pela empresa concessionária, não ocorrendo de forma contínua devido à economia de escala que caracteriza esses investimentos (DELGADO, M. A. De P., 2011). Idealmente, os usuários da rede, consumidores, geradores ou prosumidores, devem receber sinais de preços que os incentivem a escolher o local de sua instalação que adie a expansão do sistema. No limite, o propósito é utilizar toda a capacidade ociosa evitando a expansão do sistema existente, reduzindo ao mínimo o seu custo de expansão (SILVA, E. L., 2012).

A Figura 3.2 mostra os acréscimos de capacidade em um sistema de distribuição ao longo do tempo, supondo um crescimento linear da demanda D . O eixo das abscissas representa o tempo em anos e o eixo das ordenadas a capacidade total instalada em MW de uma empresa genérica. A área em cinza representa a folga existente no sistema, ou seja, a capacidade não utilizada da rede. Dessa forma, o método de Preços Nodais busca estabelecer um encargo para a capacidade utilizada da rede, a *Parcela I*, e um encargo para a capacidade não utilizada da rede, a *Parcela II*.

Figura 3.2 – Acréscimos de capacidade em um sistema de distribuição



Fonte: Próprio autor

A *Parcela I* é obtida pelo método de custos médios, conhecido como MW-Milha, e a *Parcela II* é obtida pelo método do CILP. Conforme tratado no segundo capítulo, a deficiência dos métodos baseados em custos marginais e/ou incrementais é a não recuperação dos custos totais da empresa em função do problema de economia de escala (Pérez-Arriaga and Knittel, 2016). Para contornar esse problema são utilizados fatores de escala juntamente com os métodos incrementais, ou utiliza-se tarifas multipartes de forma a permitir a recuperação dos custos totais das empresas (DANTAS *et al.*, 2020; GU *et al.*, 2013; GU; LI, F., 2011a). Assim, a expressão geral do método de alocação de custos via Preços Nodais é apresentada na Equação 3.1 (GUARIZI, 2014; GUARIZI; LOTERO, 2014).

$$PN_{ik} = MWMilha_{ik} + CILP_{ik} = \sum_{j \in z_i} \frac{CAE_{jk}}{f_{jk}} + \frac{\sum_{j \in z_i} \Delta CI_{jk}}{\Delta P_{ik}} \quad (3.1)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Onde, n é o número total de nós do sistema; k é o subíndice que define a tarifa para cargas ($k=D$) ou geradores ($k=G$); PN_{ik} é o Preço Nodal do nó i ; $MWMilha_{ik}$ a *Parcela I* do nó i ; $CILP_{ik}$ *Parcela II* do nó i ; j é um circuito ou ramo situado entre dois nós; z_i é o conjunto dos circuitos ou ramos à montante do nó i até o ponto de suprimento (subestação); CAE_{jk} o Custo Anual Equivalente do ramo j ; f_j o carregamento do elemento j ; ΔP_{ik} representa o incremento de demanda ou geração no nó i ; e ΔCI_{jk} é o incremento no custo do ramo j causado por ΔP_{ik} .

Como mencionado anteriormente, a rede de distribuição de energia elétrica é a plataforma através da qual ocorrem os negócios no mercado varejista. Então, para se fazer negócios tanto quem compra quanto quem vende energia se beneficiam da rede existente. Nesse caso, o uso não está vinculado somente à responsabilidade de potência ou ao carregamento que um determinado agente impõe nos elementos da rede, e sim, ao benefício proporcionado pela infraestrutura física da rede a qual permite que as transações de energia ocorram.

No passado, o SD foi projetado para operar de forma radial, passiva, contendo somente cargas conectadas e fluxo unidirecional. Com o avanço da tecnologia abriu-se a possibilidade da conexão de GDs, tornando as redes de distribuição ativas, operação levemente malhada e a possibilidade de fluxo de potência bidirecional. Ou seja, atualmente, tanto carga como geradores passaram a se beneficiar da infraestrutura da rede de distribuição e, portanto, devem ser cobrados pela utilização do sistema existente. Por mais que, em determinada situação, a demanda implica no carregamento e a GD no alívio dos elementos do sistema, de fato, a rede é utilizada para a efetivação dos negócios. Em outras palavras, a rede facilita os negócios e aproxima os usuários do sistema do ponto de vista econômico, tanto aquele que está comprando energia quanto o que está vendendo.

Dessa forma, a *Parcela I* do método busca precisamente alocar os custos do uso da rede para geradores e cargas. Já do ponto de vista da necessidade da expansão do sistema, a *Parcela II* considera a necessidade da expansão do sistema em relação ao horizonte de tempo existente para se realizar investimentos na rede. Ou seja, busca alocar maiores custos aos agentes que reduzem o horizonte de tempo para os próximos investimentos na rede e menores custos aos

agentes que aumentam o horizonte. Isso se traduz em beneficiar os agentes que postergam a necessidade de investimentos e onerar os que impõem a necessidade de investimentos.

É importante destacar que a Equação 3.1 é válida para uma rede operando de forma radial. A seguir será detalhado como são obtidas as duas parcelas mencionadas anteriormente.

3.2.1 Determinação da Parcela I – Método MW-Milha

Conforme já mencionado, essa parcela atribui um encargo à capacidade utilizada dos elementos da rede utilizando o método de custos médios *MW-Milha*. Este método é amplamente utilizado para alocação de custos fixos em redes de transmissão com base na filosofia “*extent-of-use*” (SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006). De maneira geral, a *Parcela I* é calculada através da razão entre o Custo Anual Equivalente (CAE_{jk}) e a contribuição do uso da rede f_{jk} para cargas ($k=D$) e geradores ($k=G$).

Primeiramente, o carregamento dos elementos da rede f_j é determinado através do Fluxo de Carga (FC) resolvido pelo método de varredura direta/inversa por soma de correntes. Esse método é muito empregado em sistemas de distribuição, se destaca pela robustez e simplicidade de implementação, aumentando a eficiência computacional para a determinação do estado da rede (KERSTING, W., 2007; SANTOS, 2009; SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, 1989).

É importante ressaltar também que os sistemas utilizados para a obtenção dos resultados serão representados por seus equivalentes monofásicos com o fim de reduzir a complexidade do algoritmo de FC e o conseqüente tempo de execução. Importa destacar que essa simplificação é considerada em outros trabalhos da área (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022; GU *et al.*, 2016; YAN *et al.*, 2018). Outro ponto a ser lembrado para o cálculo do FC é que a modelagem de carga adotada é de potência constante, tendo em vista ser o mais conservativo em termos de perdas por efeito joule. A formulação detalhada do FC pode ser encontrada no Apêndice A.

Uma vez definido como determinar o carregamento f_j dos elementos da rede, é possível estabelecer uma relação de uso dos ramos j por cargas f_{jD} e geradores f_{jG} , de acordo com a seguinte relação:

$$f_j = f_{jD} - f_{jG} \quad (3.2)$$

Onde, f_{jD} representa a capacidade do elemento j supondo que o mesmo foi projetado para atender exatamente o fluxo causado pela demanda máxima da rede e sem a presença de GD no sistema, ou seja, é a disponibilidade do elemento j para a máxima demanda da rede; f_{jG} representa uma fração da capacidade de cada elemento da rede que fora projetada para atender a máxima demanda do sistema, obtido pela diferença entre f_{jD} e o carregamento f_j . A Equação 3.2 pode ser reescrita isolando f_{jD} .

$$f_{jD} = f_j + f_{jG} \quad (3.3)$$

Então, é possível estabelecer uma relação de proporção da capacidade utilizada da rede por cargas e geradores, da seguinte forma:

$$\frac{f_j}{f_{jD}} + \frac{f_{jG}}{f_{jD}} = 1 \quad (3.4)$$

$$\alpha_{jD} + \alpha_{jG} = 1 \quad (3.5)$$

Onde α_{jD} e α_{jG} representam, respectivamente, os fatores de alocação de custo para cargas e geradores conectados à jusante do ramo j . Dessa forma, é possível realizar a alocação do custo pelo uso de cada elemento do sistema para cargas e geradores, por meio de:

$$CAE_{jk} = CAE_j \times \alpha_{jk} \quad (3.6)$$

Onde, o CAE_j representa o Custo Anual Equivalente dos ativos do sistema, calculado por meio da Equação 3.6. O primeiro termo da equação é o Fator de Anualização, que leva em conta o tempo de vida útil m do ativo e a taxa de atratividade d sobre o capital investido, considerada adequada para investimentos em SDs. O segundo termo representa o Custo Total CT_j de cada ativo do sistema de distribuição.

$$CAE_j = FA \times CT_j = \frac{(1+d)^m \cdot d}{(1+d)^m - 1} \times CT_j \quad (3.7)$$

Na teoria da regulação econômica do setor de energia elétrica, existe uma vasta discussão das formas de mensuração dos ativos que determinam os CTs das distribuidoras, um

estudo detalhado pode ser encontrado em (ANDRADE, 2015). Tais métodos possuem um objetivo em comum: garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Os *CTs* devem ser mensurados com vistas a proporcionar um retorno adequado para os investidores e, ao mesmo tempo, uma tarifa acessível para os consumidores, mantendo um serviço de qualidade. A transferência de renda extra ao monopolista deve ser evitada porque onera o consumidor, porém, simultaneamente, também é necessário impedir o excedente de renda ao consumidor que implique em perda para o investidor porque coloca em risco futuros investimentos no setor. O que se busca é o equilíbrio entre o custo e o nível de qualidade, sendo uma tarefa complexa, principalmente devido à assimetria das informações na composição dos *CTs* (ANDRADE, 2015).

Andrade (2015) destaca os desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica, traz um panorama geral dos métodos existentes e aprofunda em quatro métodos de determinação dos *CTs*: o Custo Histórico, Custo Histórico Corrigido, o Valor Novo de Reposição e o Custo de Reposição Otimizado e Depreciado.

Neste trabalho os *CTs* representam os custos fixos dos investimentos e os custos de operação e manutenção dos ativos (ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022; SOTKIEWICZ; VIGNOLO, 2006). Em outras palavras, os *CTs* representam os custos para disponibilizar a infraestrutura necessária ao transporte de energia elétrica e sua recuperação é essencial para o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Conforme destaca Andrade (2015), a mensuração correta dos ativos ao longo do tempo é de suma importância para auxiliar na redução da incerteza e na percepção de risco por parte dos investidores.

Por fim, tendo obtido o CAE_{jk} e o f_{jk} , a *Parcela I* é calculada para o nó i utilizando o primeiro termo da Equação 3.1.

3.2.2 Determinação da Parcela II: Custo Incremental de Longo Prazo

Com base na capacidade ociosa da rede, Li & Tolley (2007) apresentaram pela primeira vez um método para definir o encargo do uso do sistema via Custo Incremental de Longo Prazo. A partir dessa proposta é possível estimar quanto tempo um determinado circuito levará para atingir sua capacidade máxima, considerando uma taxa de crescimento da demanda e a injeção de uma unidade de potência nos nós da rede.

Inicialmente é necessário determinar o tempo, em anos, para que cada ramo da rede esteja operando na sua máxima capacidade f_j^{max} por meio de:

$$f_j^{max} = f_j(1 + r)^{n_j} \quad \forall j \quad (3.8)$$

Onde, f_j é o carregamento atual do ramo j , r a taxa de crescimento da demanda do sistema e n_j é o horizonte de tempo para o ramo j alcançar f_j^{max} . Isolando n_j obtém-se:

$$n_j = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j)}{\log(1 + r)} \quad \forall j \quad (3.9)$$

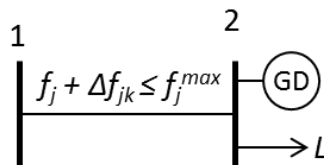
O método assume que quando o carregamento atingir f_j^{max} em n_j anos realiza-se um investimento que duplica a capacidade do ativo j . Isto está em concordância com a característica de economia de escala, conforme apresentado na Figura 3.2, quando, por exemplo, no instante t_1 realiza-se o investimento C_2 . O custo total incorrido pela duplicação do ativo deve ser descontado ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto d para o capital investido, como segue:

$$VP_j = \frac{CT_j}{(1 + d)^{n_j}} \quad \forall j \quad (3.10)$$

O próximo passo consiste em selecionar um nó da rede e incrementa-se uma unidade de potência ΔP_{ik} , onde o subíndice k indica um incremento de uma unidade de demanda ($k=D$) ou de geração ($k=G$). Isso provocará uma variação Δf_j no carregamento de cada ramo j do conjunto z_i .

Para entender o efeito de ΔP_{ik} nos elementos do sistema, considere um sistema de distribuição composto por dois nós, como apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Incremento Δf_j do carregamento do circuito j



Fonte: próprio autor

No caso de um incremento de carga, o sinal de Δf_{jD} dependerá do sentido real do fluxo de potência no elemento j . Se o fluxo é do nó 1 para o nó 2, como num sistema de distribuição radial convencional, o sinal será positivo, uma vez que um aumento na carga causa o aumento do fluxo no circuito. Por outro lado, se o sentido do fluxo for do nó 2 para o nó 1, Δf_{jD} será negativo, nesse caso um aumento na carga causa a diminuição do carregamento do circuito. Logo, é possível estimar um novo horizonte n_{jD} por meio da Equação 3.11, na qual o fluxo de potência pelo circuito analisado sofreu uma variação Δf_{jD} .

$$n_{jD} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j + \Delta f_{jD})}{\log(1 + r)} \quad \forall j \in z_i \quad (3.11)$$

Já no caso de um incremento de geração Δf_{jG} , seu sinal será negativo se o sentido do fluxo de potência for do nó 1 para o nó 2, pois o incremento de geração diminui o fluxo no circuito, aliviando o sistema. Por outro lado, se o sentido de f_j for do nó 2 para o nó 1, Δf_{jG} será positivo, nesse caso, o incremento de geração causa um aumento do fluxo no circuito carregando-o ainda mais. Logo, é possível estimar um novo horizonte n_{jG} por meio da Equação 3.12, na qual o fluxo de potência pelo circuito analisado sofreu uma variação Δf_{jG} .

$$n_{jG} = \frac{\log(f_j^{max}) - \log(f_j - \Delta f_{jG})}{\log(1 + r)} \quad \forall j \in z_i \quad (3.12)$$

É possível notar que quanto maior o horizonte de tempo n_{jk} , menor o carregamento do circuito j , e vice-versa.

A partir de n_{jD} e n_{jG} pode-se calcular o novo valor presente do investimento futuro, discriminado pela injeção adicional de potência de uma carga ou de um gerador, respectivamente, por meio de:

$$VP_{jk} = \frac{CT_j^{novo}}{(1 + d)^{n_{jk}}} \quad \forall j \in z_i \quad (3.13)$$

O CT_j^{novo} representa o custo total de um novo investimento que amplia a capacidade do elemento j .

A redução da capacidade ociosa dos ramos, provocada por ΔP_{iD} , implica em um horizonte de tempo n_{jD} menor do que n_j . Assim, o valor presente VP_{jD} resultará em um valor maior do que VP_j . O aumento da capacidade ociosa dos ramos, provocado por ΔP_{iG} , implica em um horizonte de tempo n_{jG} maior do que n_j . Assim, o valor presente VP_{jG} resultará em um valor menor do que VP_j .

Portanto, pode ser obtida a variação no valor presente do custo total no ramo j , devido ao incremento ΔP_{ik} , como segue:

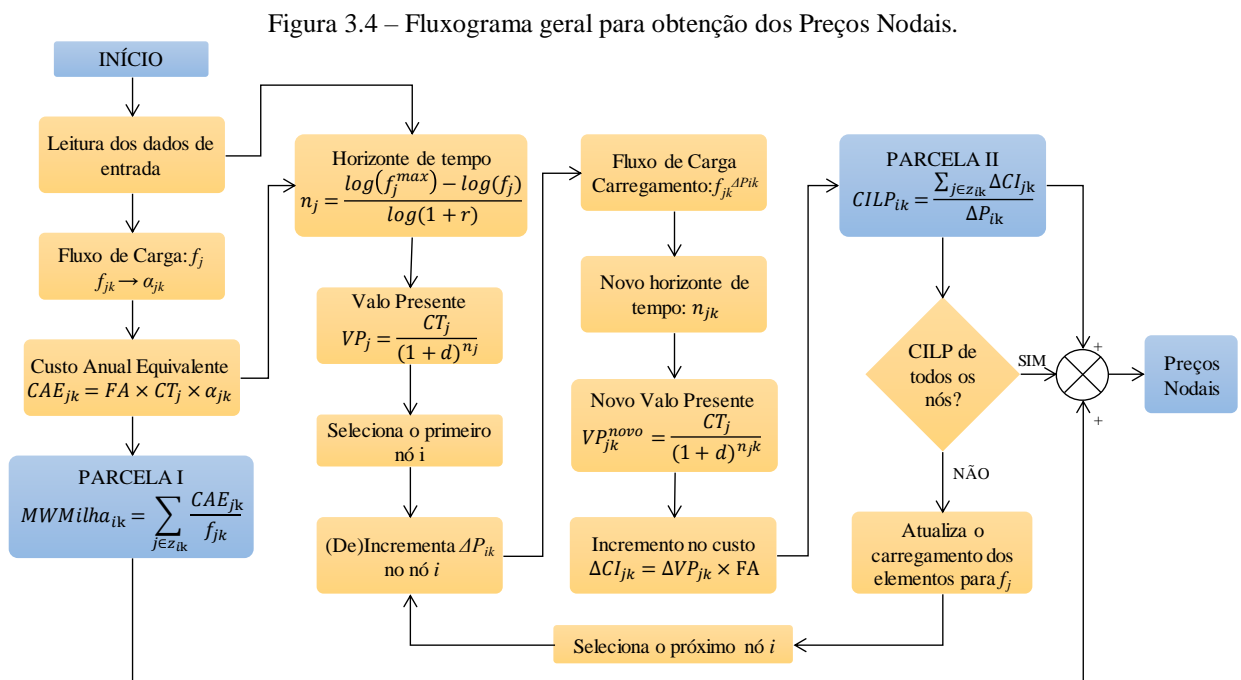
$$\Delta VP_{jk} = VP_{jk} - VP_j \quad (3.14)$$

O resultado da Equação 3.14 representa um incremento de custo associado à antecipação ($k=D$) ou adiamento ($k=G$) do investimento em termos do valor presente.

Em seguida, ΔVP_{jk} pode ser anualizado por meio da Equação 3.15.

$$\Delta CI_{jk} = \Delta VP_{jk} \times \frac{(1+d)^{m_j} \cdot d}{(1+d)^{m_j} - 1} \quad \forall j \in z_i \quad (3.15)$$

Por fim o CILP é calculado para o nó i escolhido utilizando o segundo termo da Equação 3.1. O processo se repete até que seja calculado o custo incremental de cada nó do sistema. A Figura 3.4 mostra o fluxograma geral do processo de cálculo dos Preços Nodais.



Fonte: Próprio autor

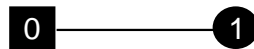
Após obtido o PN de cada nó da rede, é possível determinar a receita nodal por meio do produto entre o PN_i e a demanda no nó i . Por conseguinte, a receita total que poderia ser arrecadada pela distribuidora resulta da soma de todas as receitas nodais.

É relevante observar que o sinal econômico apresentado pelo método corresponde ao uso presente do sistema de distribuição, isto é, dada uma configuração da rede o PN reflete a intensidade de uso da rede. Se um agente deseja se conectar no sistema, ele deverá considerar um cenário considerando a sua presença, a fim de estimar o impacto causado por ele.

3.2.3 Exemplo de aplicação do método de PNs

Será apresentado nesta seção a aplicação do método de PNs com o fim de fazer algumas análises preliminares variando-se a taxa de crescimento da demanda e a carga nodal do sistema. Considere um sistema como mostrado na Figura 3.5, contendo somente o nó 1, o ponto de suprimento (subestação) no nó 0 e um ramo entre os nós 0 e 1.

Figura 3.5 – Sistema com um nó



Fonte: Próprio autor

Neste exemplo será omitida a determinação do fluxo de carga e a presença de GD, logo o carregamento do circuito resulta da demanda de pico conectada no nó 1. Os dados do sistema (Etapa 1), são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Dados do sistema 1 nó.

Demanda no nó 1	6 MW
Capacidade máxima do circuito	10 MW
Custo Total	\$100.000,00
Vida útil do ativo m	40 anos
Taxa de atratividade d	7,0 % a.a.
Taxa de crescimento da demanda r	1,0 % a.a.

Na segunda etapa do modelo determinístico determinam-se as parcelas dos PNs. Utilizando os parâmetros da Tabela 3.1, o FA resulta em 0,0750 e os demais resultados (Equações 3.2 à 3.15) estão na Tabela 3.2, onde foram desconsideradas as sub-etapas da obtenção dos PNs para geradores.

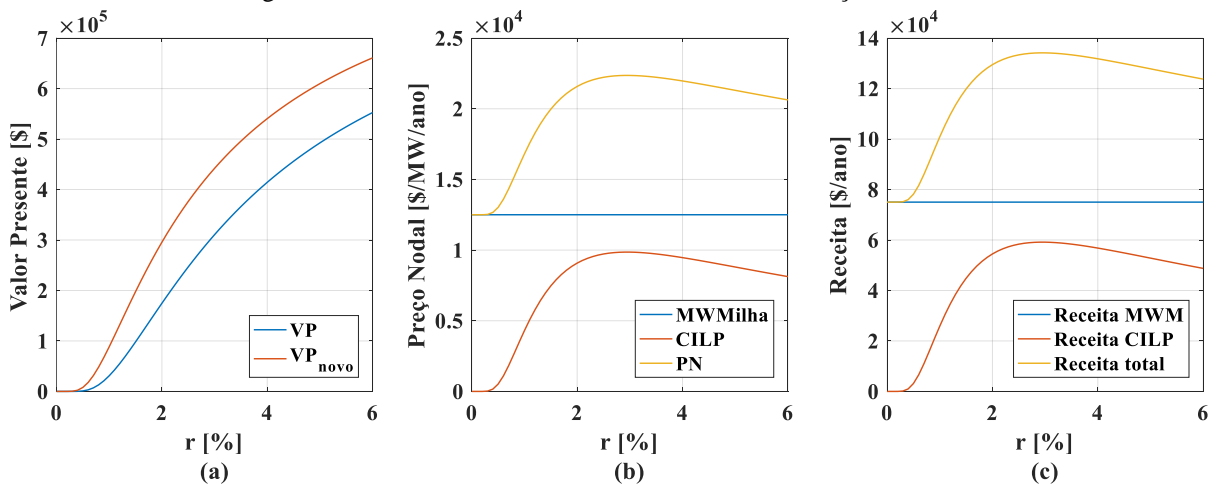
Tabela 3.2 – Preço Nodal sistema um nó

Parcela I			Parcela II					
CAE [\$]	Fluxo [MW]	MWMilha [\$/MW/ano]	n [anos]	VP [\$]	n ^{novo} [anos]	VP ^{novo} [\$]	Δ VP [\$]	CILP [\$/MW/ano]
75.009,14	6	125,02	51,34	31.010,50	51,17	31.363,64	353,14	26,49

Fonte: Próprio autor

O PN no nó 1 será de 151,51 \$/kW/ano, equivalente a soma das Parcelas I e II. Por conseguinte, a receita anual para o cenário considerado será de \$90.902,23, obtida pelo produto entre o PN_I e a demanda nodal. Entretanto, alguns fatores podem influenciar o resultado anteriormente obtido, como por exemplo, o carregamento do circuito e a taxa de crescimento da demanda, questões que serão abordadas a seguir e, posteriormente, serão tratadas com mais detalhes no modelo estocástico.

A Figura 3.6(a) mostra como muda o VP do investimento antes e após o incremento da demanda no nó 1, em função da taxa de crescimento da demanda r . A diferença entre as duas curvas (Equação 3.14) é crescente até r atingir aproximadamente 3,0%, e para valores maiores tal diferença é decrescente. O efeito disso fica evidente na Figura 3.6(b), ao observar a curva do CILP em função de r . Ainda na Figura 3.6 (b) é observado que a Parcela I (MWMilha) se mantém constante e o CILP é nulo para valores de r próximos de zero. Dessa forma, na Figura 3.6 (c) nota-se como a receita de uma distribuidora pode ser impactada com o aumento da taxa de crescimento da demanda.

Figura 3.6 – Variáveis do modelo determinístico em função da taxa r 

Fonte: Próprio autor

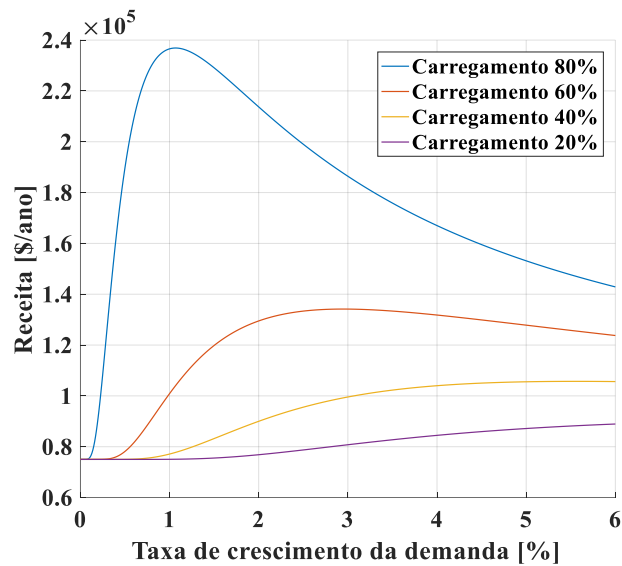
Tendo em vista a sustentabilidade de uma empresa de distribuição, fica claro ao observar a Figura 3.6 (c) a importância das duas parcelas no modelo de alocação de custos

adotado, por exemplo, a receita que uma distribuidora receberia em um contexto de baixo crescimento da demanda seria proveniente da *Parcela I*.

A Figura 3.7 mostra o comportamento da receita em função do crescimento da demanda r para quatro níveis de carregamento máximo do sistema, ou seja, nesta análise está sendo alterada a demanda no nó 1 de forma tal que o carregamento do ramo 0-1 seja de 20%, 40%, 60% e 80% em relação à capacidade máxima do circuito. Essa análise complementa a anterior com relação à influência da *Parcela II* conforme o aumento de r . Nota-se também que quanto maior o carregamento maior será a receita. Isso ocorre devido à redução da capacidade ociosa do sistema, indicando que novos investimentos no sistema deverão ser realizados em um menor horizonte de tempo.

Ainda, complementando as análises dos gráficos (a) e (b) da Figura 3.6, há uma faixa de valores da taxa de crescimento da demanda, em torno de 1% para o carregamento de 80%, que resulta em receitas significativamente maiores em relação aos demais cenários. Tal efeito é ocasionado, sobretudo, pela *Parcela II*. Pois, para o carregamento considerado e a faixa de valores de r em torno de 1%, implica em um CILP elevado, sinalizando uma eventual necessidade de investimentos no sistema.

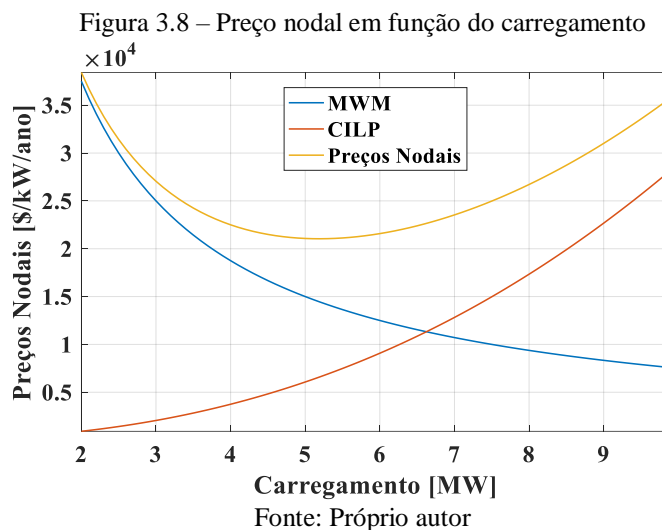
Figura 3.7 – Receita nodal em função da taxa de crescimento da demanda



Fonte: Próprio autor

A Figura 3.8 mostra o comportamento das *Parcelas I* (MWM), *II* (CILP) e do *PN* em função da variação do carregamento do ramo 0-1. Nesta análise está sendo alterada a demanda no nó 1, mantendo-se os demais parâmetros da Tabela 3.1. Nota-se que quanto maior o

carregamento do sistema menor será a Parcela I, pois há uma redução dessa parcela conforme aumenta o uso do sistema. Por outro lado, quanto maior o carregamento maior será a Parcela II, pois o CILP aumenta com a redução da capacidade ociosa do sistema, sinalizando que os investimentos estão próximos de ocorrer.



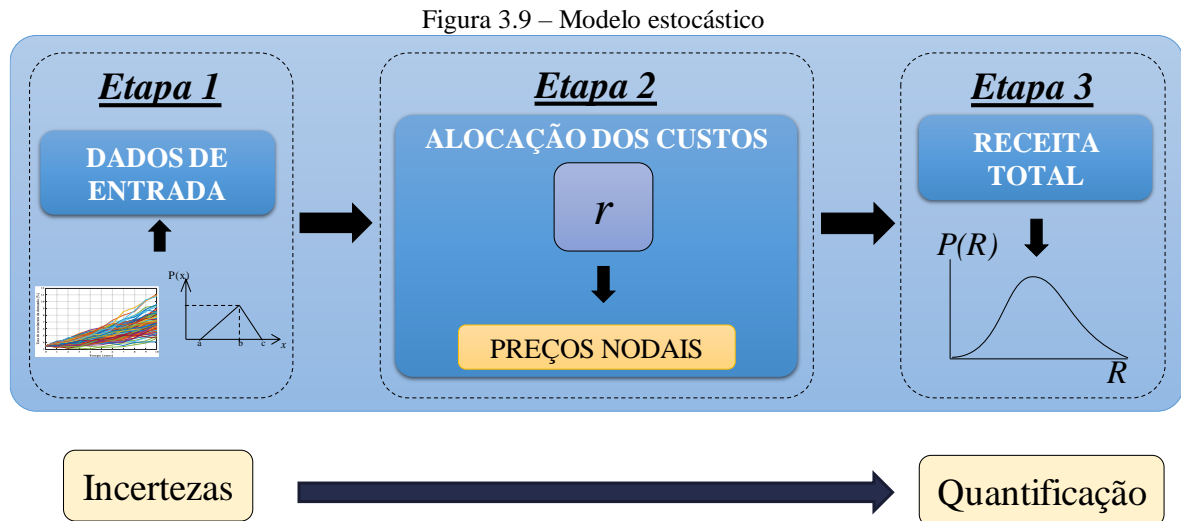
No caso da curva de PNs mostrado na Figura 3.8, observa-se que existe um nível de carregamento, próximo dos 5 MW, ou seja, em torno de 50% do carregamento do ramo 0-1, onde o PN atinge um valor mínimo, mostrando que para o nó 1, tal cenário forneceria os preços mais baixos pela utilização do sistema.

A partir das análises anteriores e com base no modelo determinístico, a seguir será descrita a formulação matemática do modelo estocástico proposto para determinação da receita de uma distribuidora considerando a incerteza nos parâmetros.

3.3 MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA OBTENÇÃO DAS RECEITAS DE UMA DISTRIBUIDORA

O método estocástico proposto nesta tese consiste em utilizar a SMC para se ter uma ideia precisa das possíveis receitas de uma empresa de distribuição. O ponto de partida (Etapa 1) consiste em obter uma estimativa da distribuição de probabilidade subjetiva associada às variáveis aleatórias (VAs) escolhidas. No caso, escolheu-se como VAs do problema a taxa de crescimento da demanda r_D , modelada por meio do MGB, e a taxa de crescimento da GD r_{GD} , modelada por meio da distribuição de probabilidade triangular. A partir de ambas se determina uma taxa líquida do crescimento da demanda r , parâmetro utilizado nas Equações 3.9, 3.11 e

3.12 do método determinístico. Na Etapa 2, determina-se aleatoriamente um valor de r e calcula-se a receita total da distribuidora. Por fim, na Etapa 3, registra-se o resultado obtido na Etapa 2 como um possível cenário, o qual possui uma probabilidade de ocorrência e repete-se o processo até que se tenha uma ideia precisa da distribuição das receitas da distribuidora. As etapas do método estocástico estão representadas na Figura 3.9.



Fonte: Próprio autor

Cabe destacar que no planejamento da expansão do sistema de distribuição utilizam-se modelos que consideram o crescimento da demanda ao longo do tempo. Como resultado do planejamento tem-se, para cada ano t_n , os investimentos a serem realizados no sistema de forma a atender o crescimento da demanda em um horizonte de tempo T pré-definido.

No entanto, é necessário determinar uma tarifa que permita cobrir os custos totais da distribuidora ao longo do tempo, sobretudo dos investimentos já realizados. Então, a partir dos custos totais de uma distribuidora, e conhecendo as condições no qual o sistema se encontra no início de um determinado período $T(t_0)$, é possível determinar uma tarifa que perdurará, pelo menos, o período de revisão tarifária e que possibilita a recuperação dos custos totais da empresa. Porém, é importante conhecer como será o crescimento da demanda nos próximos anos, não somente no período de revisão tarifária, mas para além desse período, sem a necessidade de se utilizar um modelo do planejamento dinâmico da expansão e sem a necessidade de analisar ano a ano o que ocorrerá com a tarifa ao longo do horizonte T .

Assim, é possível determinar uma taxa média do crescimento demanda, baseado em um modelo de previsão do crescimento da demanda utilizado no planejamento da expansão da

distribuição de longo prazo, com a finalidade de determinar as tarifas nodais no início de um determinado ano (t_0) do horizonte T .

Obviamente, a vigência da tarifa obtida perdurará, por exemplo, um período de revisão tarifária. E, caso necessário, o órgão regulador ao identificar mudanças significativas no mercado atendido pela distribuidora, determinam-se novamente as tarifas em uma revisão tarifária extraordinária.

A seguir serão detalhadas as três etapas do modelo estocástico.

Etapa 1

O MGB visa estimar o comportamento de uma variável aleatória ao longo do tempo baseado em um *random walk* (passeio aleatório) em um horizonte de tempo pré-definido. Nesse caso, o MGB é utilizado para estimar uma taxa média do crescimento da demanda r_D . Trabalhos recentes utilizam essa abordagem para modelar o crescimento da demanda como uma incerteza de longo prazo (CHENG, S.; GU; HERNANDO-GIL; *et al.*, 2022; CHENG, S.; GU; YANG, X.; *et al.*, 2022; SAMPER; ELDALI; SURYANARAYANAN, 2019). Segundo (CHENG, S.; GU; YANG, X.; *et al.*, 2022), diversos fatores podem ocasionar incertezas de longo prazo no planejamento dos sistemas de energia elétrica. Por exemplo, o crescimento da demanda, o aumento dos REDs no sistema, a regulação e as regras de mercado. A incerteza relacionada ao crescimento da demanda tem sido um dos fatores mais relevantes ao considerar as incertezas nos problemas de planejamento dos sistemas de energia, as quais podem implicar em elevado risco para os investidores. A vantagem da abordagem via MGB está no fato de a incerteza aumentar com o passar do tempo, o que está alinhado com a situação atual que, devido ao surgimento de novas tecnologias e/ou conexão de REDs no sistema, a precisão da previsão da demanda diminui com o tempo.

Dessa maneira, o MGB descreve o comportamento aleatório da taxa de crescimento da demanda r_D , representado pela equação a seguir:

$$dr_{Dt} = r_{Dt}[\mu dt + \sigma dB_t] \quad (3.16)$$

Onde, μ representa o *drift*, ou seja, a mudança percentual esperada em r_D por unidade de tempo; σ representa a volatilidade de r_D , ou seja, é o desvio padrão condicional instantâneo por unidade de tempo (CHENG, S.; GU; YANG, X.; *et al.*, 2022); dB_t representa o processo de Wiener que é caracterizado por incrementos independentes e distribuição normal com média

igual a zero e desvio padrão igual à raiz quadrada do intervalo de tempo. Nesse caso, pelo processo de Wiener, dB_t equivale a $\epsilon\sqrt{\Delta t}$, onde ϵ representa o ruído aleatório descrito pela distribuição normal com média zero e desvio padrão unitário (SAMPER; ELDALI; SURYANARAYANAN, 2019).

Utilizando as regras do cálculo estocástico e o Lema de Itô, é possível resolver a Equação 3.16 como segue:

$$\frac{dr_{Dt}}{r_{Dt}} = \mu dt + \sigma dB_t \quad (3.17)$$

$$z_t = \ln r_{Dt} \quad (3.18)$$

$$dz_t = \frac{1}{r_{Dt}} dr_{Dt} - \frac{1}{2} \frac{1}{r_{Dt}^2} (dr_{Dt})^2 = \left(\mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) dt + \sigma dB_t \quad (3.19)$$

Integrando a Equação 3.19, obtém-se:

$$z_t - z_0 = \int_0^t \left(\mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) ds + \sigma \int_0^t dB_s = \left(\mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) t + \sigma B_t \quad (3.20)$$

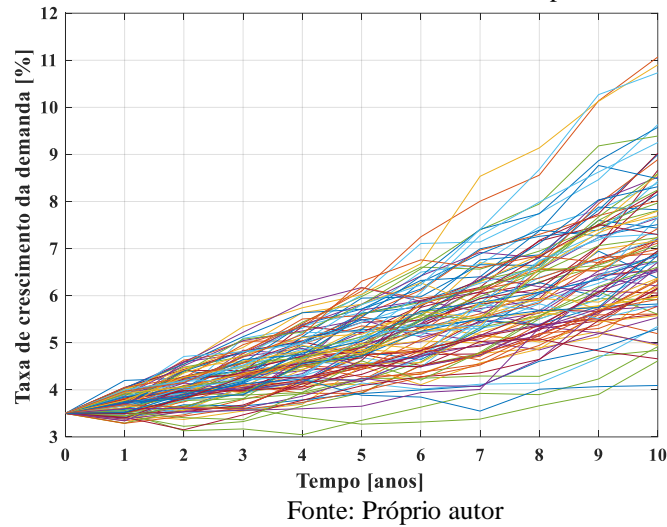
Utilizando a regra exponencial pode-se reescrever a Equação 3.20 em termos das variáveis originais do problema (Equação 3.16).

$$r_{Dt} = r_{D0} e^{\left(\mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) t + \sigma B_t} \quad (3.21)$$

Agora, a Equação 3.21 pode ser reescrita nos termos da SMC:

$$r_{Dt}^i = r_{D(t-1)}^i e^{\left(\mu - \frac{1}{2} \sigma^2 \right) t + \sigma B_t} \quad (3.22)$$

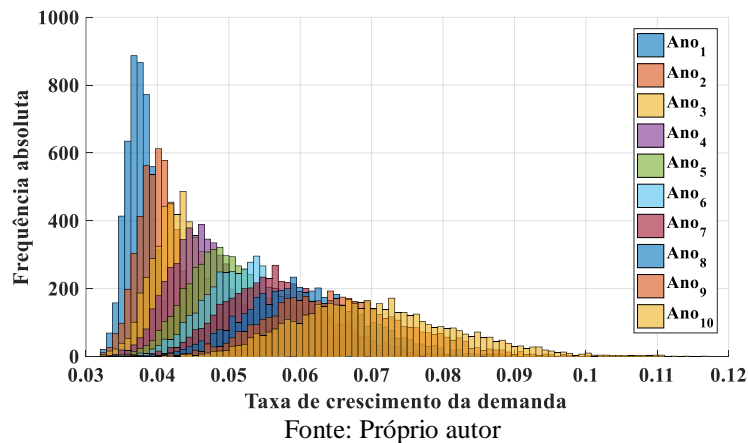
Onde, o sobre índice i representa um cenário da SMC de r_D no tempo t , totalizando um conjunto de N cenários.

Figura 3.10 – SMC da taxa de crescimento da demanda para $t = 10$ anos

A Figura 3.10 apresenta o resultado de uma SMC do MGB da taxa de crescimento da demanda para um horizonte de tempo igual a 10 anos, taxa inicial $r_{D0} = 3,5\%$, $\mu = 7,0\%$ e $\sigma = 5,0\%$. Nessa simulação foram considerados 100 cenários ($N = 100$, onde $i = 1, \dots, 100$) e cada linha representa um possível cenário (passeio aleatório) de ocorrência.

Quanto maior o *drift* μ maior será o crescimento da demanda e quanto maior a volatilidade σ maior será a incerteza da taxa de crescimento da demanda ao longo do horizonte de tempo (CHENG, S.; GU; YANG, X.; *et al.*, 2022).

Figura 3.11 – Histogramas da taxa de crescimento da demanda



Na Figura 3.11 é possível observar por meio dos histogramas da taxa de crescimento da demanda que a cada ano há um aumento da variabilidade dos resultados, evidenciando a característica temporal da incerteza, ou seja, quanto maior o horizonte de tempo maior a variância de r_D .

Por fim, é obtido para cada cenário uma taxa média (geométrica) de crescimento da demanda no horizonte de tempo considerado, conforme Equação 3.23.

$$r_{Dm\u00e9dia,i} = \left[\prod_{t=1}^t (1 + r_t) \right]^{1/t} - 1 \quad (3.23)$$

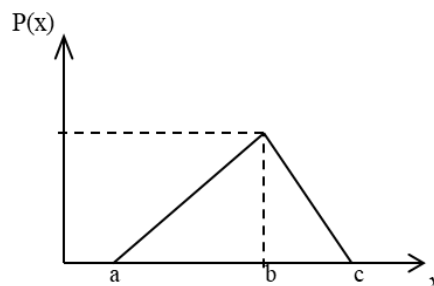
A incerteza relacionada à taxa de crescimento da GD r_{GD} é modelada por meio da Distribuição de Probabilidade Triangular (DPT). Esse tipo de distribuição é frequentemente utilizada quando uma amostra de dados é limitada e quando não há dados históricos suficientes para representar a distribuição de probabilidade de uma variável, como por exemplo, o crescimento da capacidade instalada da GD em SDs.

A vantagem de se utilizar a DPT está na simplicidade da implementação, bastando conhecer três parâmetros da variável de interesse. Nesse caso, os limites inferior e superior representam os menores e maiores valores, respectivamente, e um valor central representa o valor mais provável da VA. Assim, é possível obter uma distribuição triangular que resulta em uma aproximação razoável das probabilidades de ocorrência de um evento.

A função densidade de probabilidade da distribuição triangular é representada por (Equação 3.24 e Figura 3.12):

$$f(x|a,b,c) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(c-a)(b-a)} & ; \quad a \leq x \leq b \\ \frac{2(c-x)}{(c-a)(c-b)} & ; \quad b < x \leq c \\ 0 & ; \quad x < a, x > c \end{cases} \quad (3.24)$$

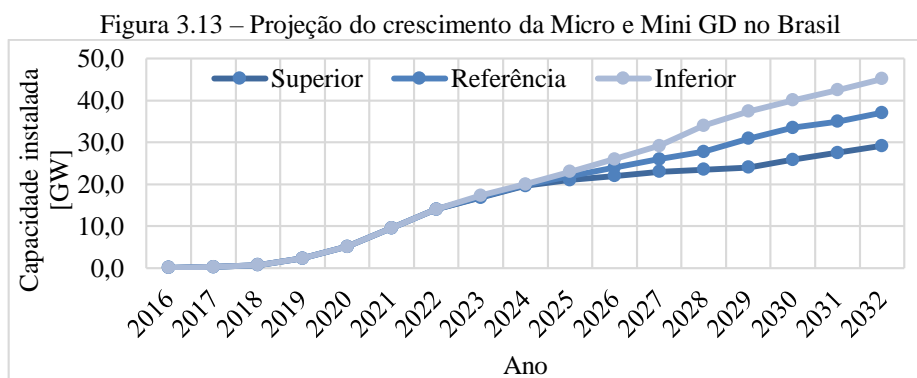
Figura 3.12 – Distribuição de probabilidade triangular



Fonte: Próprio autor

Cabe ressaltar que a taxa r_{GD} está relacionada à incerteza do crescimento da capacidade instalada de geradores no sistema e não possui relação com a natureza intermitente da produção de energia de geradores fotovoltaicos ou eólicos. Dessa forma, os limites da distribuição triangular podem ser extraídos, por exemplo, de projeções do crescimento da GD em SDs.

A Figura 3.13 mostra uma projeção da capacidade instalada de micro e mini GD no Brasil (EPE, 2022a). Os cenários de crescimento representados consideram um percentual de cobrança da tarifa de uso do sistema na parcela da energia injetada na rede. O cenário superior é aquele que se manteria o sistema de compensação de energia sem a cobrança, o inferior considera 100% da cobrança e o intermediário 50%.

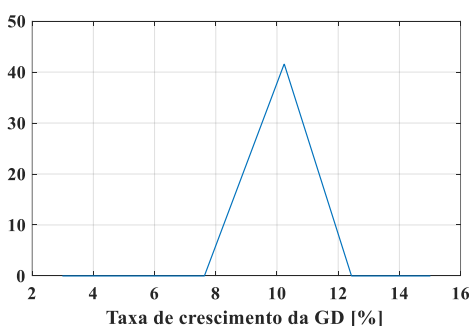


Fonte: (EPE, 2022a)

Dessa maneira, com base nos dados expostos anteriormente, é possível obter uma taxa de crescimento médio para os três cenários em um horizonte de tempo pré-definido e elaborar uma distribuição de probabilidade triangular da taxa de crescimento da GD.

A Figura 3.14 mostra o resultado da elaboração de uma distribuição de probabilidade subjetiva associada ao crescimento da GD, onde os parâmetros são $a = 7,63\%$, $b = 10,24\%$ e $c = 12,43\%$. Tais valores foram obtidos por meio da taxa média (geométrica) do crescimento da GD dos últimos 10 anos de cada cenário estimado.

Figura 3.14 – Distribuição de probabilidade do crescimento da GD



Fonte: Próprio autor

Outra forma de quantificar o crescimento da GD em SDs é por meio da abordagem via cenários de difusão dos REDs em função da ausência de dados históricos. Nesse tipo de abordagem, os REDs podem ser considerados como meros pontos de carga ou injeção de energia na rede, considerando a difusão conjunta de todos os REDs e as correlações existentes entre estes (DANTAS *et al.*, 2020). No entanto, dependendo do porte do problema e do modelo adotado, o custo computacional revela-se elevado. Pois, os diversos tipos de tecnologias envolvem incertezas de diferentes naturezas e de difícil mensuração. Por essa razão, a DPT foi escolhida para ser aplicada no método estocástico utilizando as projeções apresentadas na Figura 3.13.

Etapa 2

A Etapa 2 consiste em sortear um valor de r_D e de r_{GD} para determinar a taxa líquida do crescimento da demanda r , por meio de:

$$r = \frac{D_0(1 + r_D) - G_0(1 + r_{GD})}{D_0 - G_0} - 1 \quad (3.25)$$

Onde D_0 é a demanda agregada do sistema e G_0 a geração total no sistema, supondo que ambos ocorrem no mesmo intervalo de tempo. A obtenção da taxa líquida é basicamente a relação entre o carregamento líquido do sistema antes e depois da aplicação das taxas de crescimento da demanda e da GD. Logo, após determinar r , determinam-se os PNs para o cenário sorteado. Cabe destacar que r_D e r_{GD} são obtidas de forma independente, não possuem correlação e possuem características temporais distintas. No entanto, trabalhos futuros poderão incluir a correlação e mesma característica temporal entre as VAs, com a finalidade de se considerar cenários mais próximos à realidade.

Etapa 3

Na Etapa 3 calcula-se a receita total a ser arrecadada, registra-se o resultado e retorna para a Etapa 2 para obter um novo cenário da taxa de crescimento da demanda r . Esse processo é repetido até que se tenha uma distribuição dos resultados que seja considerada estável.

Para que haja uma boa representatividade dos resultados da SMC, faz-se necessário estabelecer um conjunto mínimo de N cenários possíveis. Ou seja, a quantidade de simulações deve ser suficiente para que os resultados obtidos cubram um conjunto de resultados possíveis; ao mesmo tempo deve permitir associar uma probabilidade de ocorrência a cada um desses resultados. Na prática isso pode ser alcançado quando ocorrer estabilidade na distribuição dos resultados com o aumento da quantidade de cenários simulados.

Para tanto, neste trabalho, define-se uma quantidade inicial de cenários N_1 . Para cada cenário é determinada a receita total, resultando em N_1 valores de receita. A seguir, obtém-se a média μ_1 e o desvio padrão σ_1 do conjunto de receitas totais calculadas. Em seguida, preservando o resultado anterior, são adicionados mais 100 cenários, aumentando-os para N_2 , obtém-se a média μ_2 e o desvio padrão σ_2 . A regra de parada utiliza o módulo do erro entre os valores sucessivos da média e do desvio-padrão. Ambos deverão ser menores que um valor e preestabelecido, conforme apresentado nas Equações 3.18 e 3.19.

$$\left| \frac{\mu_2 - \mu_1}{\mu_2} \right| < e \quad (3.26)$$

$$\left| \frac{\sigma_2 - \sigma_1}{\sigma_2} \right| < e \quad (3.27)$$

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo duas abordagens foram apresentadas para obtenção dos resultados. Primeiro foi apresentado um modelo determinístico para alocação dos custos em SDs e obtenção da receita da distribuidora. Esse primeiro modelo fornece uma melhor compreensão do método de PNs adotado. O segundo consiste em um modelo estocástico para obtenção de um conjunto de resultados, o qual pode possibilitar a identificação de resultados não desejados pelo investidor, no caso, uma concessionária de distribuição. Para facilitar as análises a serem realizadas no capítulo seguinte, serão apresentados resultados e discussões do método de PNs adotado no modelo determinístico, os quais complementarão as análises dos resultados a serem obtidos pelo modelo estocástico.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No presente capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos com a aplicação dos modelos abordados no capítulo anterior. Foram escolhidos dois sistemas testes da IEEE para validar os modelos: 13 nós e 123 nós, os quais são representados pelo equivalente monofásico, como em outros trabalhos da área (ABDELMOTTELEB; GÓMEZ; RENESES, 2017; ETCHEBEHERE; MARANGON LIMA, 2022; GU *et al.*, 2016; NOORFATIMA *et al.*, 2022; YAN *et al.*, 2018). Além disso, a modelagem de carga adotada é de potência constante, para o cálculo do fluxo de carga.

Em cada um dos casos são aplicados os modelos determinístico e estocástico. Inicialmente, é realizada uma análise detalhada dos preços nodais obtidos nos sistemas teste considerando um carregamento base a fim de destacar o caráter locacional e o nível de utilização da rede. Em seguida, são obtidas as curvas das receitas em função da taxa de crescimento da demanda para diferentes níveis de carregamento. A partir dessas curvas é possível observar a importância da composição em duas parcelas no método de PNs, sobretudo em cenários de baixo carregamento. Para a identificação e quantificação dos resultados do modelo estocástico, são utilizados gráficos do tipo histograma de frequências absoluta e acumulada.

Inicialmente, os resultados do método determinístico foram obtidos sem GD no sistema. Em seguida, realiza-se uma etapa intermediária para análise do caráter locacional dos PNs e identificação dos nós mais favoráveis para conexão de GDs. Posteriormente, obtém-se os PNs para cargas e geradores e a receita a ser arrecadada pela distribuidora considerando a presença de GDs. Em relação ao método estocástico, primeiro realiza-se a SMC sem a GD considerando um número fixo de 10.000 cenários, ou seja, para esse caso não é considerada a incerteza em relação ao crescimento da GD. Em seguida, a GD é inclusa no modelo e o número de SMC dependerá do atendimento ao critério de parada definido na Etapa 3 do método.

As simulações que serão apresentadas neste capítulo foram realizadas em um computador com processador *Intel Core i7-3770* 3,4 GHz, 16 GB de memória RAM. Os métodos foram implementados utilizando o *software Matlab* e os resultados foram classificados utilizando o *Microsoft Excel*.

4.2 CASO IEEE 13 NÓS

O sistema teste IEEE 13 nós possui diversos tipos de alimentadores: aéreos, subterrâneos, bifásicos e trifásicos, dentre outros. No entanto, considerou-se um equivalente monofásico dessa rede, cuja topologia é apresentada na Figura 4.1, com a disposição e numeração dos nós reordenadas para ser utilizado no presente trabalho. Os parâmetros do sistema estão na Tabela 4.1, sendo essa considerada a configuração base.

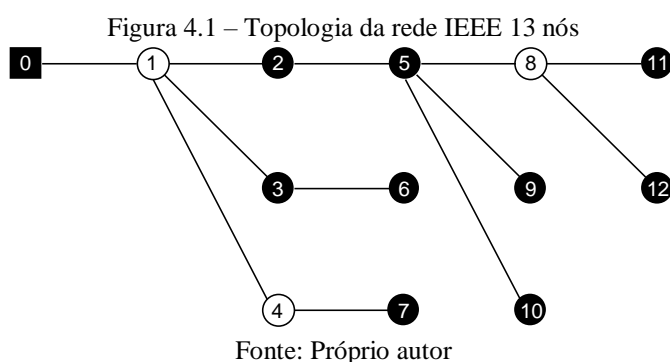


Tabela 4.1 – Dados do sistema IEEE 13 nós

Nó "d"	Nó "p"	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVar]	Pmax[kW]	CT [\$]
0	1	0,1295	0,3915	0,00	0,00	2900,00	391.489,80
1	2	0,0647	0,1957	70,00	38,67	1753,30	195.744,90
1	3	0,1259	0,1276	150,00	120,00	552,41	127.570,37
1	4	0,0708	0,1134	0,00	0,00	816,60	113.355,90
2	5	0,0647	0,1957	200,00	270,33	1753,30	195.744,90
3	6	0,0755	0,0765	200,00	132,00	552,41	76.542,22
4	7	38,07	69,22	80,00	96,67	150,00	20.000,00
5	8	0,0752	0,0771	0,00	0,00	552,41	77.099,06
5	9	0,0647	0,1957	300,00	25,00	1753,30	195.744,90
5	10	0,0753	0,0409	250,00	154,00	790,18	40.929,34
8	11	0,0755	0,0766	100,00	80,00	552,41	76.564,95
8	12	0,2034	0,0776	200,00	86,00	744,55	77.638,85
TOTAL				1550,00	1002,67	12870,87	1.588.425,19

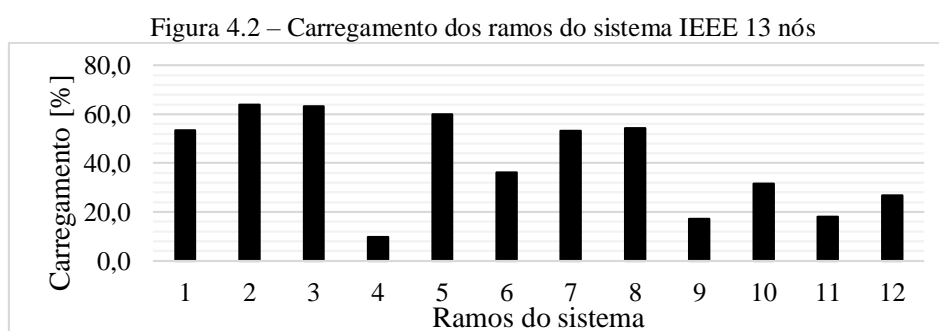
Fonte: Kersting (1991, 2001).

Foram desconsiderados o regulador de tensão no ramo 0-1 e os bancos de capacitores. Criou-se o nó fictício 2 para representar a carga distribuída no ramo 1-5. Somente os nós na cor preta possuem carga conectada. O ponto de suprimento do sistema é representado por uma subestação no nó 0, o qual alimenta a demanda total de $1.550,00 + j1.002,67$ kVA, sendo essa a demanda que implica no máximo carregamento do sistema. A tensão base do sistema é de 4,16 kV e a vida útil de todos os ativos da rede é de 40 anos.

Os dados das colunas 5 e 6 da Tabela 4.1 são, respectivamente, a potência ativa e reativa das cargas conectadas no nó “ p ”. Na coluna 7 encontra-se a capacidade máxima de cada ramo da rede, totalizando uma capacidade total de 12.870,87 kW. Por fim, cada elemento da rede possui um Custo Total associado a ser recuperado ao longo de sua vida útil. No entanto, o sistema teste não dispõe da informação dos custos dos elementos da rede. Portanto, considerou-se uma constante de proporcionalidade em relação à reatância série de cada ramo, procedimento adotado em estudos relacionado ao tema (CONEJO, Antonio J *et al.*, 2007; LIMA, D. A., 2007; LIMA, D. A.; PADILHA-FELTRIN; CONTRERAS, 2009). Nesse caso, o custo total do ramo j é obtido por meio de: $CT_j = 1.000.000 \times x_j$. Assim, o CT a ser recuperado ao longo da vida útil dos ativos resulta em \$1.588.425,19, que incluem os custos fixos dos investimentos e os custos não variáveis de operação e manutenção dos ativos. Conforme já explanado anteriormente, ressalta-se que a determinação dos CTs da distribuidora não faz parte do escopo deste trabalho.

4.2.1 Aplicação do método determinístico sem GD

O sistema IEEE 13 nós, por ser pequeno, permite uma análise mais detalhada da aplicação do modelo determinístico. A Figura 4.2 apresenta o carregamento percentual dos ramos do sistema para o caso base, sendo considerado o de máxima demanda atual na rede.

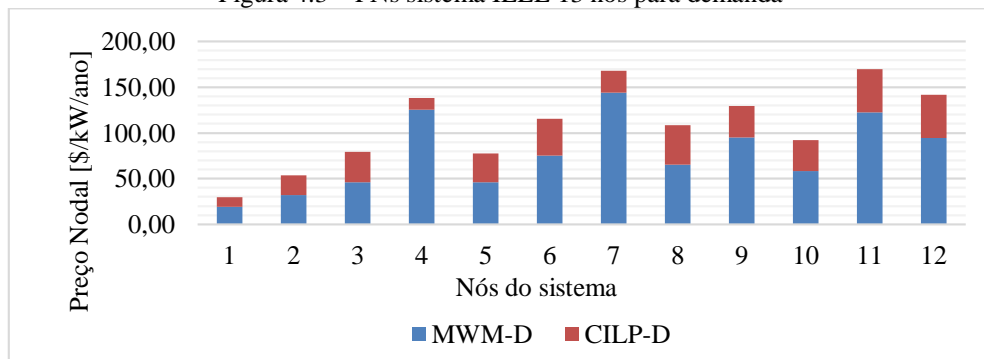


Fonte: Próprio autor

O número que identifica os ramos refere-se à numeração dos nós “ p ” de cada ramo. O ramo 4 apresenta o menor carregamento, com 9,8% da capacidade máxima sendo utilizada. O ramo 2, com 63,88%, é o circuito com o maior carregamento. Os ramos 1, 2, 3, 5, 7 e 8 estão com a capacidade utilizada acima de 50%. E, por fim, o sistema apresenta um carregamento médio de 40,66%.

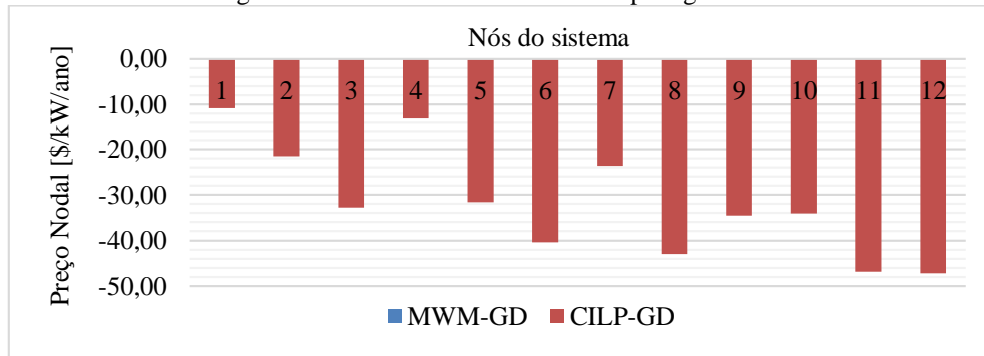
Na Figura 4.3 e Figura 4.4 estão os PNs obtidos para a cargas e geradores, respectivamente, considerando uma taxa de crescimento da demanda $r = 3,5\%$ (EPE, 2022b), e a taxa de desconto $d = 7,0\%$ (GU; LI, F., 2011b). Como não há geradores no sistema o custo total é alocado somente para as cargas, por esse motivo a *PI* é nula para os geradores. No caso da *PII*, o custo incremental de longo prazo é determinado com base no incremento positivo ou negativo de potência nos nós do sistema. Dessa forma, uma tarifa associada ao incremento ou decremento de potência nos nós da rede é determinada mesmo que não haja demanda, como nos nós 1, 4 e 8, ou geradores conectados no sistema.

Figura 4.3 – PNs sistema IEEE 13 nós para demanda



Fonte: Próprio autor

Figura 4.4 – PNs sistema IEEE 13 nós para geradores



Fonte: Próprio autor

A *PII* para carga será positiva, uma vez que o incremento nodal de uma unidade de potência diminui o horizonte de tempo para um próximo investimento resultando em uma variação positiva do valor presente (Equação 3.14). O contrário ocorre para a *PII* dos geradores em função do decremento nodal de uma unidade de potência. Entretanto, vale ressaltar que a *PII* para cargas e geradores não resultam em valores iguais (em módulo) em um mesmo nó. Pois, como o CILP é determinado com base na capacidade ociosa da rede, o decremento ou

incremento de uma unidade potência implicam em situações distintas da capacidade ociosa do conjunto de elementos utilizados por cargas e geradores de um mesmo nó.

Para os nós onde a demanda (ou GD) é zero, mesmo existindo uma tarifa nodal, a receita associada a esse nó é zero, como por exemplo, a receita nodal do nó 4. Pois o produto entre o PN_4 e sua respectiva demanda será nulo. A receita total anual a ser arrecadada no caso base é de \$ 177.155,82. Logo, essa é a receita esperada pelo investidor considerando parâmetros determinísticos no método.

Os principais fatores que influenciam nos PNs obtidos são a distância entre um nó e a subestação (nó 0) e o carregamento dos elementos da rede. Com base nisso, as principais observações que podem ser extraídas dos PNs ao analisar as Figura 4.2, 4.3 e 4.4 serão sintetizadas a seguir:

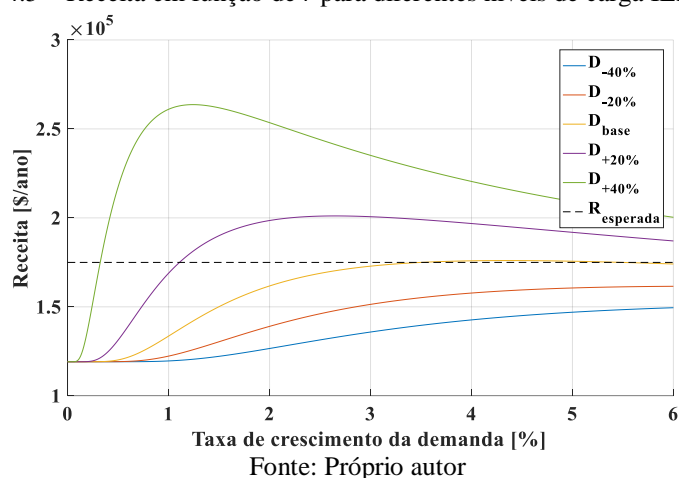
1. Conforme aumenta a distância em relação à SE, mais elementos são utilizados pelo agente conectado em um nó, logo, maior será a tarifa nodal. Isso pode ser observado ao comparar as tarifas dos nós mais próximos e mais distantes do ponto de suprimento. Mesmo os ramos 1 e 2 apresentando um carregamento maior do que os ramos 11 e 12, os agentes conectados nos 1 e 2 estarão submetidos às menores tarifas nodais. Primeiro por estarem mais próximos ao nó 0 e, segundo, porque o custo total a ser recuperado desses ramos é alocado entre a maioria dos agentes do sistema.
2. Quanto menor o carregamento dos circuitos, maior será a *PI* e menor a *PII*. Por exemplo, o PN_7 apresenta a maior *PI* comparada a dos demais nós. Isso é devido ao ramo 1-4 estar com um carregamento de 9,8% implicando no elevado valor do PN_7 .
3. Quanto maior o carregamento dos circuitos, menor será a *PI* e maior a *PII*. Por exemplo, o ramo 1-2 apresenta o maior carregamento (63,88%) resultando um CILP (*PII*) de \$25,69 /ano/kW para o nó 2. Essa parcela estará contida na maioria dos PNs do sistema, pois o método leva em conta o conjunto de elementos à montante de cada nó, e o ramo 1-2 é utilizado pela maioria dos agentes conectados no sistema (nós 2, 5 e 8 a 12). Logo, um incremento da demanda por algum dos agentes que utilizam o ramo 1-2, diminuirá a capacidade disponível do circuito e fará com que o CILP relativo a esse ramo aumente.

Em síntese, o método de alocação de custos utilizado no presente estudo possui a vantagem de indicar os pontos ou conjunto de elementos da rede que estão subutilizados ou uma eventual necessidade de ampliação do sistema. Ao realizar uma comparação entre as tarifas nodais, pode-se notar que os menores PNs é um indicativo de um bom aproveitamento da rede,

como por exemplo, as tarifas dos nós 1, 2, 5 e 10. Em contrapartida, a tarifa do nó 7 é a segunda maior em relação às outras, indicando que um dos ramos utilizados pelos agentes conectados a esse nó está subutilizado ou próximo da capacidade máxima. Nesse caso particular é observada uma subutilização do circuito 4 (ramo 1-4), dado que a PI é significativamente maior do que a PII.

A Figura 4.5 apresenta as curvas das receitas totais em função da taxa de crescimento da demanda para cinco níveis de carregamento do sistema, o caso base, $\pm 20\%$ e $\pm 40\%$ em relação à demanda nodal do caso base do sistema, os quais podem ocorrer em períodos distintos em um dia. Nota-se que quanto maior o carregamento do sistema maior será a receita total a ser arrecadada pela distribuidora. É observado também que para taxas de crescimento da demanda próximas de 0%, a receita a ser arrecadada está em torno de \$120.000,00. Esse valor se mantém para r próximo de 1% à medida que o carregamento do sistema diminui, o que pode ser observado na curva para $D_{-40\%}$. Nesses cenários, as receitas resultantes estão abaixo da receita esperada pelo investidor (\$174.970,50).

Figura 4.5 – Receita em função de r para diferentes níveis de carga IEEE 13 nós



Em contrapartida, ao observar a curva de receitas para o cenário $D_{+40\%}$, para r em torno de 1,2%, nota-se receitas totais significativamente maiores em relação aos demais casos de carregamento.

Vale ressaltar que a demanda por eletricidade apresenta grande variação cíclica diária e sazonal, além de depender do tipo de consumidor, seja residencial, comercial ou industrial. Assim, o máximo carregamento do sistema pode ocorrer em diferentes períodos do dia.

Dessa forma, as curvas de receitas apresentadas na Figura 4.5 são obtidas para o início do período t_0 da vida útil dos ativos considerando um carregamento máximo do sistema que

pode ocorrer no horário h do dia. Então, a tarifa obtida é aquela que recuperaria os investimentos de uma distribuidora em t_0 e a mesma estaria vigente até completar-se o ciclo de revisão tarifária, ou uma eventual revisão extraordinária da tarifa.

No entanto, em um cenário de baixo carregamento do sistema e baixo crescimento da demanda, caso a tarifa seja fixada de acordo com o cenário esperado, significa que se fez um investimento em ativos acima do necessário. Para essa situação, espera-se que a tarifa se torne elevada para os consumidores. Ou seja, os consumidores estarão pagando por um investimento feito pela distribuidora que não estará sendo bem utilizado ao longo da vida útil dos ativos da rede. Além disso, haverá necessidade da substituição do ativo sem ter alcançado sua máxima utilização e por ter alcançado sua vida útil. Situações que podem ser observadas na Figura 4.5, onde as receitas resultantes estão abaixo da receita esperada.

Por outro lado, se o carregamento e a taxa de crescimento da demanda são elevados, também resultará em tarifas nodais elevadas, com a diferença de que agora tem-se uma folga muito pequena no sistema e serão necessários investimentos antes mesmo da vida útil dos ativos da rede. Situações que podem ser observadas na Figura 4.5, onde as receitas resultantes estão acima da receita esperada. Além disso, uma receita adicional será necessária para cobrir os investimentos futuros.

A seguir será analisado a característica locacional do método determinístico para conexão de geradores em uma rede de distribuição, utilizando o sistema 13 nós.

4.2.1.1 Sinalização locacional para conexão de geradores

Na seção anterior pôde ser observada a sinalização locacional fornecida pelo método de PNs. Os fatores que influenciam tal sinalização é a distância e o carregamento dos elementos da rede, conforme já destacado. Os preços nodais para geradores apresentados na Figura 4.4 mostram que os maiores valores (em módulo) estão nos nós 6, 8, 11 e 12. Nesse caso, dado que a PII (CILP) é determinada com base na capacidade ociosa dos elementos do sistema, quanto menor a folga existente no circuito, maior será a PII. Isso significa que quando o carregamento dos elementos da rede está próximo de alcançar a capacidade máxima, há um incentivo à conexão de geradores nos nós com elevada PII em relação aos demais nós do sistema. Em outras palavras, a tarifa nodal sinaliza um incentivo para se aproveitar a rede existente e postergar investimentos a serem realizados pela distribuidora.

Para demonstrar o fato exposto anteriormente, a Tabela 4.2 mostra a composição dos PNs e o carregamento dos ramos do sistema sem GD, considerando o cenário D+40%. Dado que, o decremento ΔP_{iG} provoca uma variação do carregamento Δf_j dos ramos à montante de um nó i , em cada coluna é mostrado o custo associado a ΔP_{iG} , obtido por meio de 3.15. Vale ressaltar que, para esse caso, nenhum custo pelo uso do sistema é alocado para geradores, ou seja, a PI será nula, pois não há GD conectada no sistema. Então, o PN_G resultante será devido à PII.

Tabela 4.2 – Composição dos preços nodais sem GD (13 nós)

Carregamento dos ramos do sistema												Nó	PN _G [\$/kW/ano]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
75%	89%	89%	14%	84%	51%	75%	76%	24%	44%	25%	38%		
-15,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-15,04
-15,04	-14,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-29,82
-15,04	-	-30,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-45,35
-15,04	-	-	-2,99	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-18,03
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-	-	-	-	-	5	-43,71
-15,04	-	-30,31	-	-	-10,58	-	-	-	-	-	-	6	-55,93
-15,04	-	-	-2,99	-	-	-14,77	-	-	-	-	-	7	-32,80
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-15,78	-	-	-	-	8	-59,49
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-	-4,13	-	-	-	9	-47,84
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-	-	-3,47	-	-	10	-47,18
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-15,78	-	-	-5,41	-	11	-64,89
-15,04	-14,78	-	-	-13,89	-	-	-15,78	-	-	-	-5,97	12	-65,45

Fonte: Próprio autor

A Tabela 4.2 também pode ser observada como uma matriz de sensibilidade, a qual dependerá da capacidade ociosa, da capacidade total e do custo anual equivalente dos ramos em função da injeção incremental nodal. Por exemplo, os ramos 2 e 3 apresentam os maiores carregamentos dentre os ativos do sistema, ambos com 89%. No entanto, o ramo 2 possui uma capacidade cerca de três vezes maior em relação ao ramo 3. Portanto, a injeção incremental nos nós 3 ou 6, no sentido de aliviar o sistema, resulta uma PII do ramo 3 duas vezes maior em relação a PII do ramo 2. E nesse caso, há um incentivo à conexão de geradores nos nós 3 ou 6, mesmo que ambos estejam próximos da subestação.

No que concerne à distância do ponto de suprimento, observa-se que os nós 11 e 12 apresentam os maiores PNs (em módulo). Pois, como o método determina um preço nodal por meio do somatório das parcelas de cada ativo à montante de um nó até a subestação, quanto maior a distância maior será o PN. E, nesse caso, há um incentivo à conexão de geradores nos nós mais distantes da subestação.

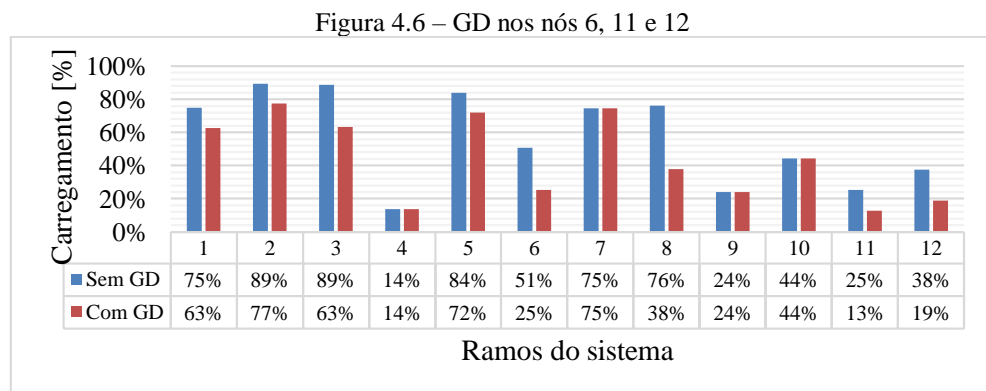
Dessa maneira, com base na discussão anterior, serão apresentados os resultados do método determinístico considerando a conexão de geradores nos nós 6, 11 e 12.

4.2.2 Aplicação do método determinístico com GD

Tendo a necessidade de considerar um ponto específico de operação para determinar as tarifas nodais para a demanda e a GD, será considerado que o ponto de operação em que ocorre o máximo uso da rede é aquele que ocorre uma determinada demanda e, nesse período, há um determinado nível de geração. Pois, precisamente, uma das parcelas é obtida com base na necessidade da expansão do sistema, além disso, em um modelo de planejamento da expansão do sistema também é realizado com base no máximo uso da rede.

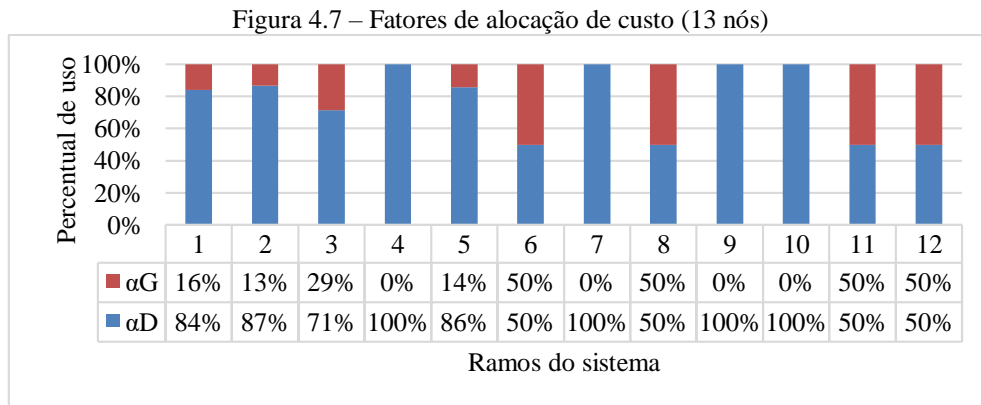
Nesse caso, para o uso máximo da rede, será considerado o carregamento D+40% e a penetração de GDs nos nós 6, 11 e 12 de forma a suprir 50% da demanda local. Ou seja, os GDs provocam um alívio dos ramos à montante dos nós onde estão conectados.

A Figura 4.6 mostra um comparativo entre carregamento dos elementos do sistema antes e após a conexão de GD. A conexão dos GDs no sistema beneficia não somente os agentes onde a demanda local está sendo suprida, mas também há um benefício associado ao alívio daqueles ativos utilizados por agentes conectados em outros nós do sistema. Por exemplo, há uma redução do carregamento do alimentador principal do sistema, o ramo 1. Portanto, a PII nesse ramo sofre uma redução e o benefício associado à postergação de investimentos desse ramo é levado a todos os usuários da rede. Destaca-se também, que a conexão de geradores nos nós 11 e 12 reduz o carregamento do circuito 8 para 38%, o qual apresenta maior sensibilidade à variação incremental do carregamento e é um dos ramos que apresenta elevada PII em comparação com os demais ramos, conforme observado na Tabela 4.2.



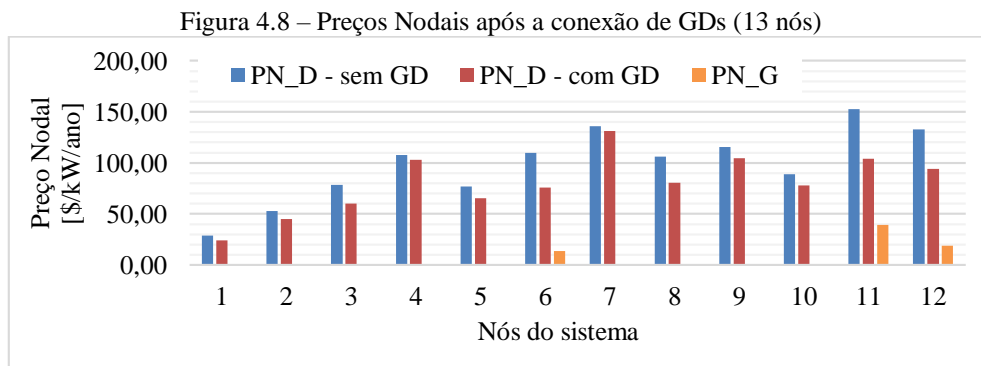
Fonte: Próprio autor

A Figura 4.7 mostra os fatores de alocação de custo para cargas e geradores (Equação 3.5). Assim, o CAE de cada ramo j é alocado de acordo com os respectivos percentuais para cargas e geradores (Equação 3.6). Essa divisão do custo ocorre somente no conjunto de elementos utilizados pelos geradores conectados nos nós 6, 11 e 12, ou seja, nos ramos cujo carregamento foi aliviado devido à conexão de geradores.



Fonte: Próprio autor

Ressalta-se que os fatores de alocação de custo é uma inovação em relação ao modelo utilizado por (GUARIZI, 2014; GUARIZI; LOTERO, 2014), e a grande vantagem está na simplicidade de aplicação e obtenção dos resultados. No modelo utilizado anteriormente, cargas e geradores seriam submetidos à mesma Parcela I e a entrada do gerador no sistema implicava no aumento da PI para as cargas devido o alívio da rede. O fato é que o sistema já está construído e fora projetado para atender uma certa demanda. A entrada do gerador no sistema não pode implicar no aumento da tarifa para a demanda que já está sendo atendida no referido sistema.

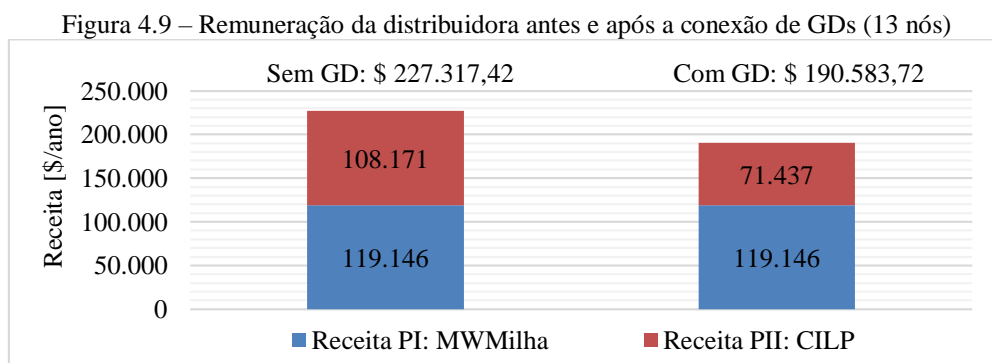


Fonte: Próprio autor

De fato, se um determinado agente se beneficiará da rede existente, os que já estão fazendo o uso da mesma não podem ser prejudicados, ao contrário, também devem ser

beneficiados. Dessa maneira, a Figura 4.8 mostra os PNs para cargas e geradores antes e após a conexão de GDs no sistema. Nota-se que a conexão dos GDs traz um benefício àqueles agentes já conectados no sistema devido à redução das tarifas nodais para a demanda, sobretudo nos nós 6, 11 e 12, onde os geradores estão suprindo a demanda local.

Em relação à remuneração da distribuidora, a Figura 4.9 mostra um comparativo entre as receitas totais sem geradores e com geradores. É observado que a receita devido a PI se mantém em ambas as situações. No entanto, devido ao aumento da capacidade ociosa do sistema em função da conexão dos GDs, há uma redução da receita proveniente da PII.



O benefício que a distribuidora terá com a entrada de geradores está no fato de que haverá a postergação de investimentos no sistema. O benefício do gerador está em utilizar a rede para viabilizar negócios. Já para a demanda está na redução da tarifa em ambas as parcelas, tanto da tarifa relacionada à capacidade utilizada do sistema quanto a tarifa baseada na capacidade não utilizada. Portanto, os resultados indicam que existem benefícios não somente para o gerador, mas também para a distribuidora e para os usuários que já estavam conectados no sistema.

Em relação à PII (CILP), é necessário enfatizar que a distribuidora necessita de uma receita adicional, precisamente, para realizar os investimentos futuros. E, com a presença de GDs no sistema há uma redução da receita a ser arrecadada para esse fim. No entanto, não quer dizer que os investimentos não serão realizados, e sim, que a entrada dos GDs posterga a necessidade de investimentos e, por esse motivo há uma redução da receita proveniente da PII.

A seguir serão apresentados os resultados e as discussões do método estocástico para obtenção das receitas utilizando o sistema IEEE 13 nós.

4.2.3 Aplicação do método estocástico

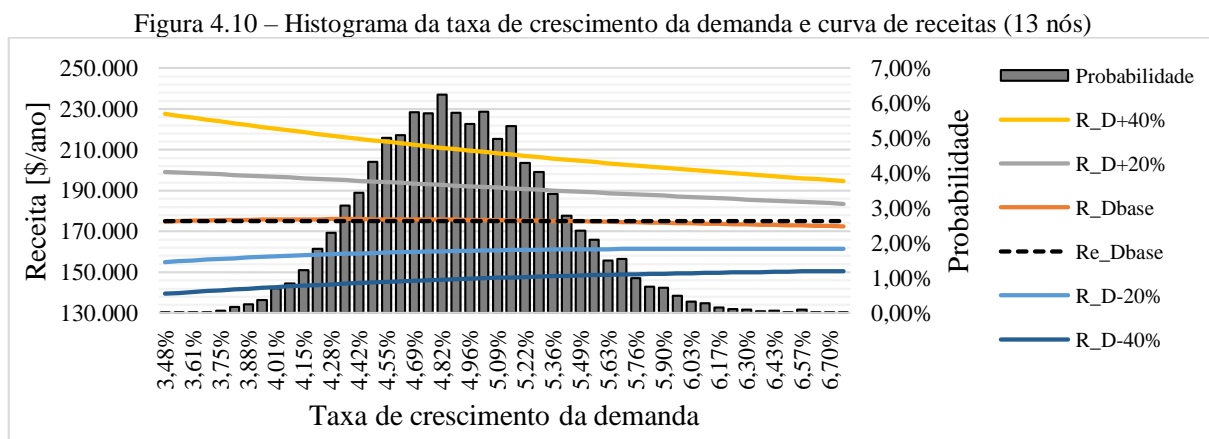
Os resultados não desejados são uma consequência das incertezas associadas à atividade de uma empresa, as quais podem ser globais ou locais, conforme apresentado no referencial teórico. Sendo assim, um conjunto de possíveis resultados pode ser descrito por uma curva de distribuição probabilidade, na qual os resultados não desejados podem ser identificados e associados a uma probabilidade de ocorrência. Os resultados não desejados nesta análise serão aqueles em que a distribuidora receberia uma receita abaixo da esperada. A receita esperada, por sua vez, é aquela obtida considerando um determinado carregamento do sistema e a taxa de crescimento da demanda $r_D = 3,5\%$.

Inicialmente, optou-se pela aplicação da Simulação de Monte Carlo considerando um número fixo de cenários, cujos parâmetros estão na Tabela 4.3. Por hora, não está sendo considerado a presença de GDs no sistema, ou seja, a incerteza está relacionada somente à taxa do crescimento da demanda.

Tabela 4.3 – Parâmetros SMC-MGB

Número de simulações	N	10.000
Taxa r_D inicial	r_0	3,5% a.a.
<i>Drift</i>	μ	7,0% a.a.
Volatilidade	σ	5,0% a.a.
Horizonte de tempo	t	10 anos

Este teste tem por objetivo mostrar o efeito da incerteza da taxa de crescimento da demanda na receita de uma distribuidora. A Figura 4.10 apresenta diversas curvas de receitas para diferentes situações do carregamento do sistema em função de r_D e o histograma resultante da SMC da taxa r_D .



Fonte: Próprio autor

O histograma está subdividido em 50 classes, onde é mostrada a probabilidade relativa de cada classe. Em cada cenário da SMC foi considerado um horizonte de tempo de 10 anos para simular o passeio aleatório de r_D e obter-se uma taxa média do crescimento da demanda. As curvas de receitas referem-se ao carregamento base, e às variações de $\pm 20\%$ e $\pm 40\%$ em relação ao carregamento base. Além disso, a linha tracejada na cor preta equivale à receita esperada pela distribuidora em relação ao caso base. As receitas esperadas para cada condição de carregamento da rede estão na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Receitas esperada (13 nós)

Resperada $D_{-40\%}$	\$139.599,14
Resperada $D_{-20\%}$	\$155.147,70
Resperada D_{base}	\$174.970,50
Resperada $D_{+20\%}$	\$199.035,66
Resperada $D_{+40\%}$	\$227.317,42

Na Figura 4.10 pode ser observado que para os casos cujo carregamento é superior em relação ao carregamento base as receitas resultantes estão acima da curva resultante do caso base. E, para os casos cujo carregamento é inferior, as receitas resultantes estão abaixo da curva de receitas do caso base. Uma vez que o CAE (Equação 3.7) a ser recuperado é fixo e alocado pela PI do método de PNs, a receita total será impactada pela PII, a qual depende do carregamento dos ativos do sistema.

Uma análise mais detalhada da simulação do caso base permite identificar que a curva de receitas do carregamento base se sobrepõe em alguns pontos à reta que representa a receita esperada para o mesmo caso. Em determinados cenários, as receitas do carregamento base estão abaixo da linha tracejada. Em valores percentuais, isso equivale a 9,5% dos cenários em que a taxa r_D implica em receitas abaixo da esperada pela distribuidora. Assim, se a tarifa de uso do sistema for fixada considerando uma taxa de 3,5% do crescimento da demanda, será possível a recuperação dos custos fixos da distribuidora. No entanto, há uma probabilidade de 9,5% de que a distribuidora arrecade uma receita que permita realizar os investimentos futuros no sistema. Para os demais níveis de carregamento essa probabilidade é de 0,02% para $D_{-40\%}$ e $D_{-20\%}$; e 99,98% para $D_{+20\%}$ e $D_{+40\%}$.

Adicionalmente, na Tabela 4.5 estão as medidas descritivas dos cenários simulados da taxa r_D . Observa-se que 25% (1º Quartil) dos valores estão abaixo de 4,57%, valor este

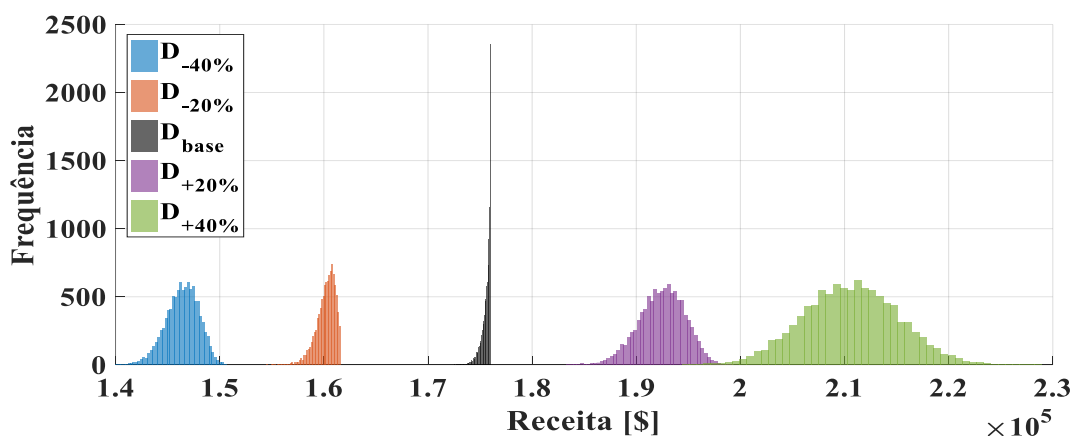
pertencente à 18ª classe do histograma de r . Como também, 50% dos valores de r estão entre 4,57% e 5,18%, valores pertencentes, respectivamente, às classes 18 e 27 do histograma.

Tabela 4.5 – Medidas descritivas da SMC da taxa de crescimento da demanda

Máximo	6,77%
Mínimo	3,41%
Média	4,89%
Desvio padrão	0,45%
Moda	4,79%
1º Quartil	4,57%
2º Quartil	4,86%
3º Quartil	5,18%

Na Figura 4.11 mostram-se os histogramas das receitas para cada cenário de carregamento do sistema na seguinte sequência (esquerda para direita): $D_{-40\%}$, $D_{-20\%}$, D_{base} , $D_{+20\%}$ e $D_{+40\%}$. À medida que o carregamento do sistema aumenta, maiores são as receitas resultantes, desde o cenário com menor carregamento para o cenário com maior carregamento. Mais uma vez é evidenciado a influência do carregamento dos ativos da rede nas receitas totais resultantes. Ou seja, quanto maior o carregamento, menor o horizonte de tempo para a realização dos próximos investimentos no sistema, o que implica um custo maior alocado pela PII do método de PNs.

Figura 4.11 – Histogramas das receitas para diferentes níveis de carregamento (13 nós)



Fonte: Próprio autor

É observado uma baixa variabilidade nos resultados das receitas na simulação do caso D_{base} . Pois, conforme mostrado na Figura 4.10, a faixa de valores que compreende o valor mínimo (3,41%) e máximo (6,77%) de r_D resulta em uma baixa variabilidade de receitas em comparação aos demais casos. Isso pode ser notado ao observar que as receitas resultantes

(linha contínua laranjada) estão próximas da receita esperada (linha tracejada na cor preta). Por isso, os resultados do histograma desse caso estão concentrados em um número menor de classes e elevada frequência absoluta.

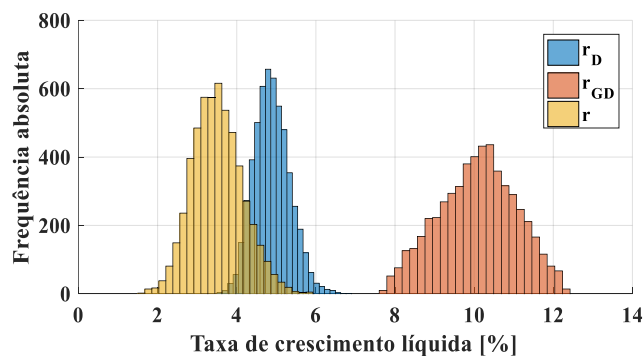
4.2.3.1 SMC com GD e critério de parada

Nessa seção serão apresentados os resultados da SMC considerando a GD no modelo estocástico e tendo como critério de parada um erro percentual de 0,01% da média e do desvio padrão das receitas obtidas entre sucessivas simulações (Equações 3.19 e 3.20). Os parâmetros da modelagem das incertezas são os mesmos já utilizados nos resultados anteriores. Mas, agora, faz-se necessário determinar uma taxa líquida do crescimento da demanda (Equação 3.18), a qual dependerá de r_D , r_{GD} e do carregamento líquido do sistema.

Para essa simulação, foi considerada a carga total do sistema equivalente ao caso $D_{+40\%}$ e a geração total é a mesma que foi aplicada no método determinístico (GDs nos nós 6, 11 e 12), com o acréscimo de GD no nó 3 de 105 kW. Também, supõe-se que a carga e a geração ocorrem no mesmo intervalo de tempo.

A Figura 4.12 mostra os histogramas de r_D , r_{GD} e r resultantes e um total de 5.400 cenários. Como está sendo considerada a taxa de crescimento da GD, a qual segue a distribuição de probabilidade triangular, as taxas líquidas resultam em valores menores em relação às taxas r_D , conforme mostrado nos histogramas. Os valores mínimo e máximo de r estão entre 1,56% e 5,91%.

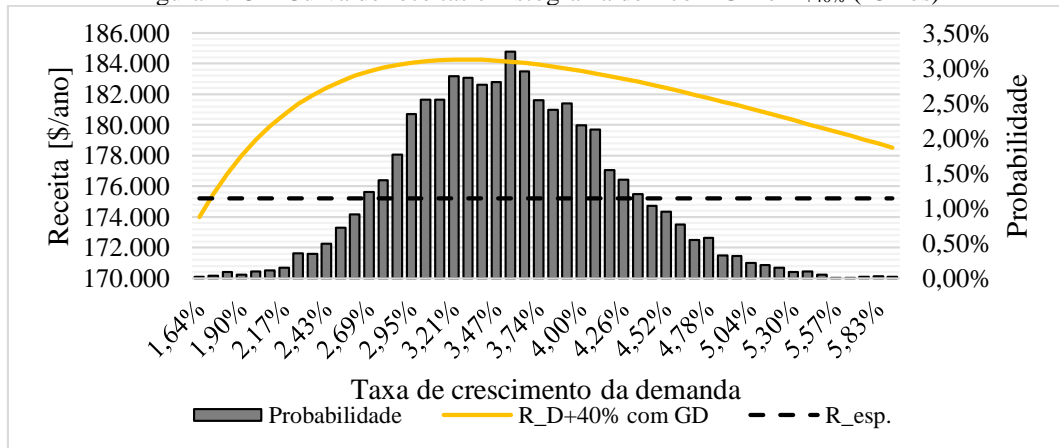
Figura 4.12 – Histogramas de r_D , r_{GD} e r (13 nós)



Na Figura 4.13 é mostrada a curva de receitas e o histograma em função da taxa r . A linha tracejada na cor preta representa a receita esperada pela distribuidora obtida utilizando a

taxa de crescimento líquida esperada de 1,71%. Essa taxa esperada foi obtida utilizando a equação 3.18 e considerando o carregamento líquido do sistema, a taxa do crescimento da demanda de 3,5% (r_0 do MGB) e da GD de 10,24% (valor central da DPT). O que, por sua vez, resulta em uma receita esperada de \$175.197,15 anuais. Nessa simulação 99,93% dos cenários resultam receitas acima da esperada. Caso a distribuidora fixe a tarifa de uso do sistema com vistas a arrecadar a receita esperada, há possibilidade da recuperação dos custos fixos e parte dos custos a serem investidos em ativos no futuro. A área abaixo da curva de receitas menos a área abaixo da reta que define a receita esperada resulta em \$ 8.382,59, que representa receita média que a distribuidora deveria arrecadar anualmente com o objetivo de cobrir os custos dos investimentos futuros no SD.

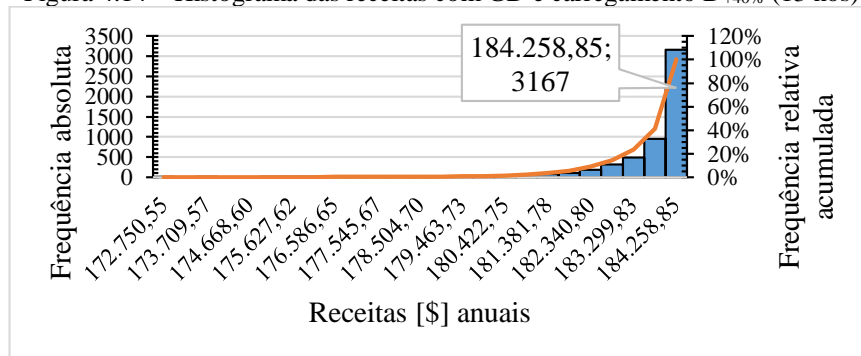
Figura 4.13 – Curva de receitas e histograma de r com GD e $D_{+40\%}$ (13 nós)



Fonte: Elaborado pelo autor

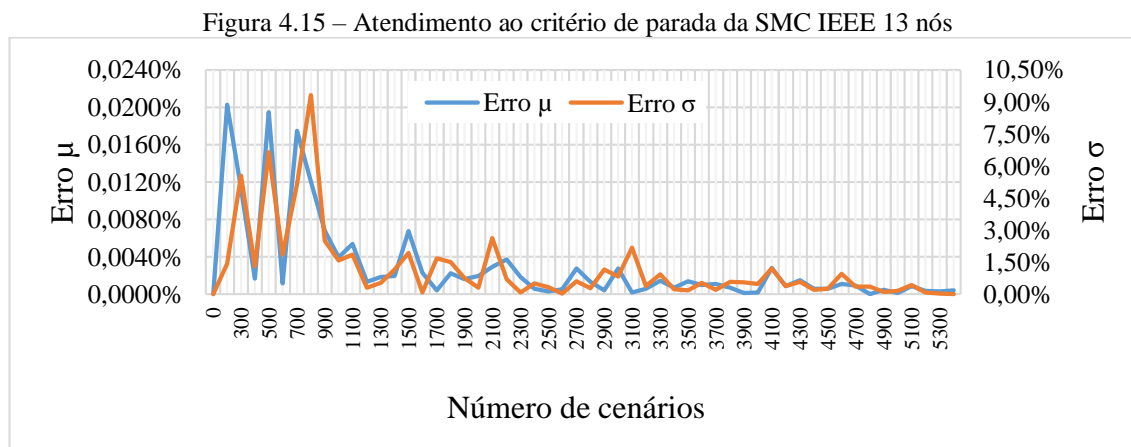
Na Figura 4.14 é apresentado o histograma das receitas resultantes subdividido em 25 classes. A vigésima quinta classe, destacada na figura, apresenta a maior frequência absoluta, equivalente a 58,65% dos cenários simulados.

Figura 4.14 – Histograma das receitas com GD e carregamento $D_{+40\%}$ (13 nós)



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 4.15 apresenta a evolução do erro entre sucessivas simulações, procedimento realizado na Etapa 3 do método estocástico, o qual consiste no atendimento do critério de parada da SMC em relação à média μ (Equação 3.26) e o desvio padrão σ (Equação 3.27). A convergência foi alcançada com 5400 cenários e um tempo total de 2 minutos e 26 segundos.



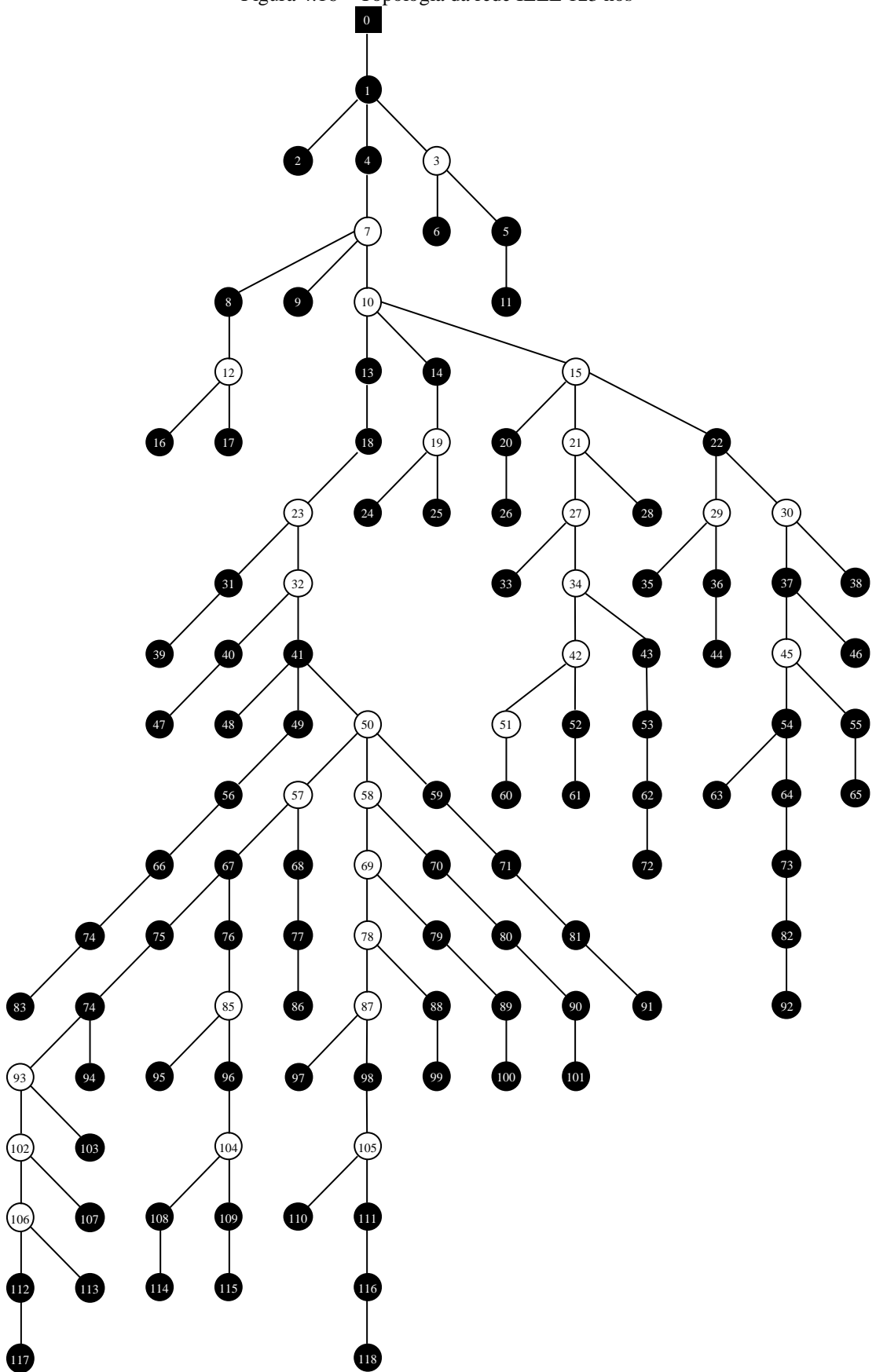
Fonte: Próprio autor

4.3 CASO IEEE 123 NÓS

Assim como o sistema IEEE 13 nós, o sistema de 123 nós possui diversos tipos de alimentadores. Para realizar as simulações a disposição e numeração dos ramos foram reordenadas, e também, considerou-se um equivalente monofásico da rede. A topologia do sistema é apresentada na Figura 4.16, onde somente nos nós com fundo preto possui carga conectada. Além disso, as condições de carga base do sistema para as simulações do caso base, bem como os parâmetros dos ramos estão apresentados no Apêndice B.

Em relação ao sistema original, desconsiderou-se a presença dos reguladores de tensão, dos bancos de capacitores e as cargas distribuídas foram concentradas no nó “ p ” dos respectivos ramos. O ponto de suprimento do sistema é representado por uma subestação no nó 0, o qual alimenta a demanda total de $3.130,00 + j1.620,00$ kVA. A tensão base do sistema é de 4,16 kV e a vida útil de todos os ativos da rede é de 40 anos. A capacidade total do sistema é 154.290,16 kW e o custo total a ser recuperado ao longo da vida útil dos ativos resulta em \$ 50.663.213,57, que incluem os custos fixos, variáveis e a remuneração do investimento nos ativos da empresa.

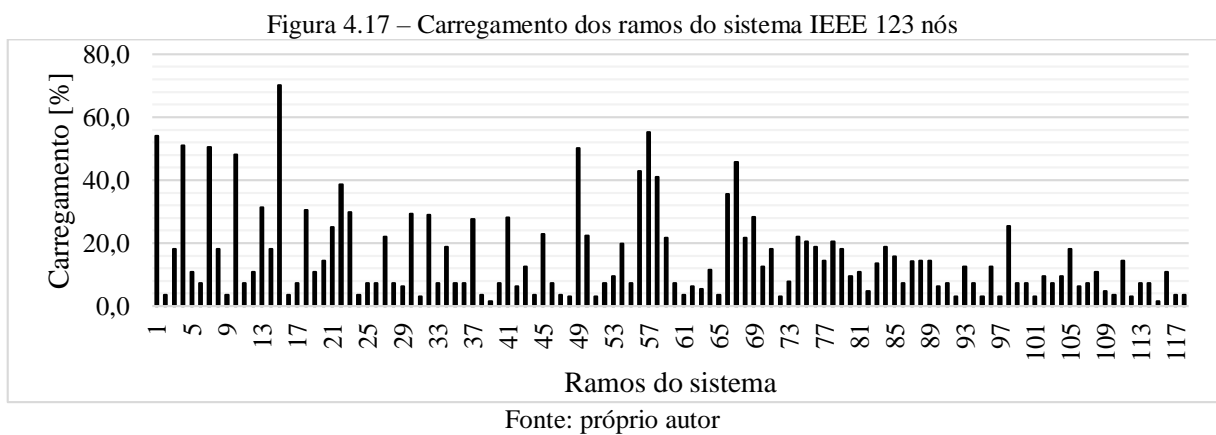
Figura 4.16 – Topologia da rede IEEE 123 nós



Fonte: Elaborado pelo autor

4.3.1 Aplicação do método determinístico sem GD

A Figura 4.17 apresenta o percentual de carregamento dos ramos do sistema considerando, inicialmente, o carregamento base como um cenário de máximo carregamento da rede. Nota-se que a capacidade utilizada de grande parte dos ramos está abaixo de 20% da capacidade total dos circuitos. Há somente seis ramos cuja capacidade utilizada está acima dos 50% (ramos 1, 4, 7, 15, 49 e 57). Nessa condição de carga, o sistema apresenta um carregamento médio de 15,28%.



Na Figura 4.18 e Figura 4.19 estão, respectivamente, os PNs para cargas e geradores do sistema 123 nós. Para obtenção desses resultados manteve-se os valores da taxa de crescimento da demanda (3,5%) e da taxa de desconto (7,0%) do caso IEEE 13 nós determinístico. Observa-se que em todos os PNs para carga, a Parcela II (CILP-D) é consideravelmente menor do que a Parcela I (MWM-D). Isso, em função da capacidade ociosa elevada dos ramos do sistema, indicando uma subutilização dos ativos da rede.

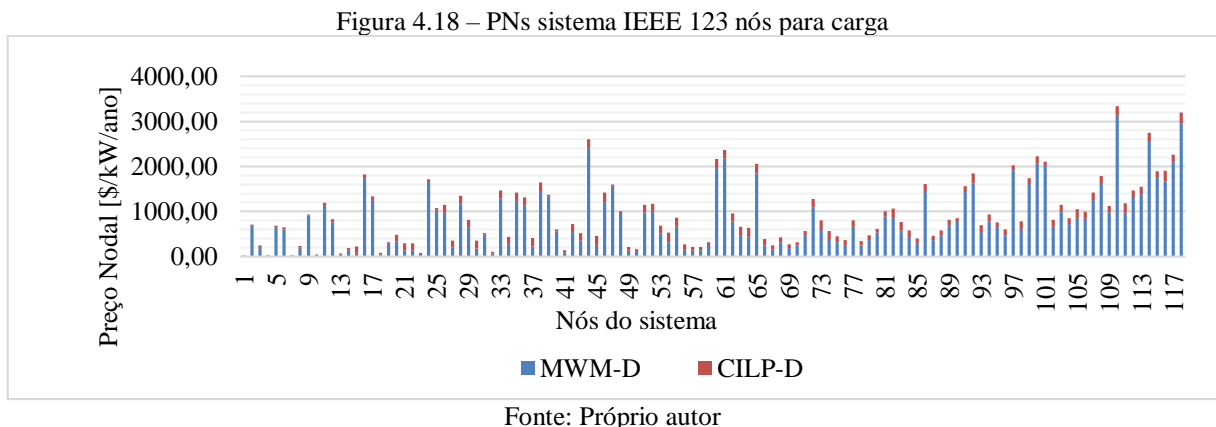
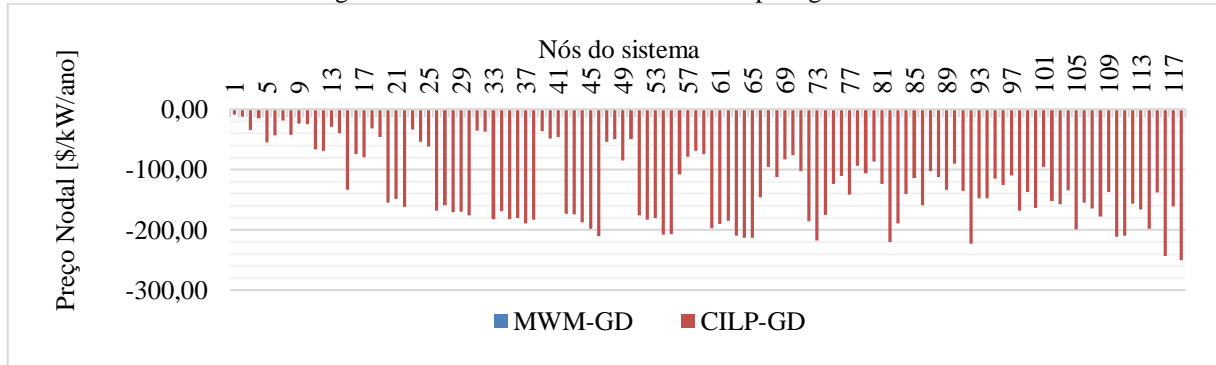
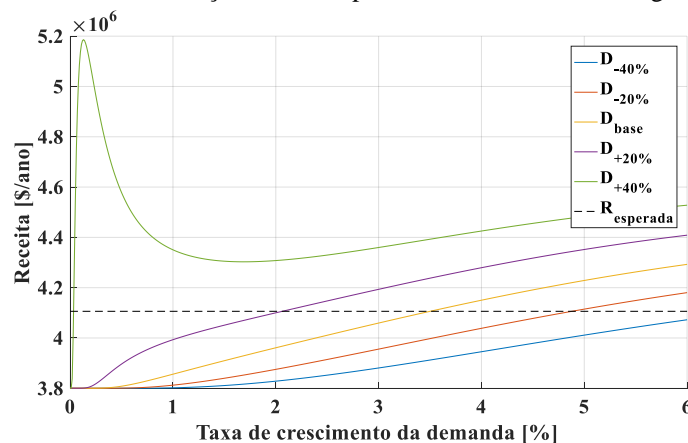


Figura 4.19 – PNs sistema IEEE 123 nós para geradores



Fonte: Próprio autor

Ainda em relação aos PNs (Figura 4.18), a baixa utilização da rede observada nos elementos mais distantes do sistema (ramo 90 em diante) e o fato dos agentes conectados nesses nós estarem mais distante do ponto de suprimento (nó 0), implicam em preços nodais elevados. Ou seja, a distância dos agentes em relação à subestação bem como o baixo aproveitamento dos ativos, implicam em preços nodais elevados, os quais têm significativa influência da Parcela I. Assim, pode-se notar que há uma sinalização positiva no sentido de incentivar o crescimento da demanda para melhor aproveitamento da rede existente. Caso contrário, no cenário considerado, os usuários da rede estarão pagando tarifas elevadas, por um investimento acima do necessário e haverá a necessidade da substituição dos ativos antes da vida útil dos mesmos.

Figura 4.20 – Receita em função da taxa r para diferentes níveis de carga IEEE 123 nós

Fonte: Próprio autor

A Figura 4.20 apresenta as curvas das receitas totais em função da taxa de crescimento da demanda para seis níveis de carregamento, o caso base, $\pm 20\%$, $+30\%$ e $\pm 40\%$ em relação à demanda nodal do caso base do sistema. Não diferente do caso IEEE 13 nós, nota-se que quanto

maior o carregamento do sistema maior será a receita total a ser arrecadada pela distribuidora. É observado também que para taxas de crescimento da demanda em torno de 0%, a receita a ser arrecadada é em torno de \$ 3.800.000,00. Esse valor se mantém para r em torno de 1,5% à medida que o carregamento do sistema diminui, o que pode ser observado de forma mais significativa na curva para $D_{-40\%}$. Nesses cenários, as receitas resultantes estão abaixo da esperada pelo investidor (\$ 4.146.570,82).

Em contrapartida, ao observar a curva de receitas para $D_{+40\%}$ e r em torno de 0,22%, nota-se receitas totais significativamente maiores em relação aos demais casos de carregamento. Conforme já explanado na seção 3.2.3, isso está relacionado à influência da PII no método de PNs. Nesse caso, para o cenário de carregamento $D_{+40\%}$, é sinalizado que um ou mais ativos do sistema está próximo do carregamento máximo e a PII é mais sensível ao incremento nodal da demanda para valores de r em torno de 0,22%, o que por sua vez, resulta em elevada receita a ser arrecadada pela distribuidora. Ou seja, há uma sinalização no sentido da necessidade de uma eventual ampliação da capacidade do sistema.

Os resultados anteriormente observados corroboram aqueles já mostrado no exemplo didático da seção 3.2.3 e no caso IEEE 13 nós. Também para o presente estudo de caso, tendo em vista a sustentabilidade de uma empresa de distribuição, é evidente a importância das duas parcelas no modelo de alocação de custos adotado, ou seja, a receita que uma distribuidora receberia em um contexto de baixo crescimento da demanda seria proveniente da Parcela I. Por outro lado, do ponto de vista da causalidade dos custos e da eficiência alocativa, faz-se necessário atribuir os custos incorridos da prestação do serviço de redes a cada agente conectado no sistema, por isso a necessidade da Parcela II. Assim também, fica claro a necessidade da existência de um órgão regulador para fixar uma receita máxima permitida para as empresas que prestam o serviço de redes, caracterizado como um monopólio natural, a fim de não fixarem tarifas abusivas aos usuários do sistema.

A seguir será analisado a característica locacional do método determinístico para conexão de geradores em uma rede de distribuição, utilizando o sistema 123 nós.

4.3.1.1 Sinalização locacional para conexão de geradores

Conforme já destacado anteriormente, o preço nodal fornece uma sinalização locacional indicando os pontos da rede onde a conexão de carga ou de geradores traz um benefício ao sistema. Isto é, aproveitar a rede existente e postergar os investimentos da

ampliação da mesma. E, os principais fatores que influenciam tal sinalização é a distância e o carregamento dos elementos da rede.

Nesse sentido, a Tabela 4.6 mostra a composição dos PNs e o carregamento de alguns ramos do sistema 123 nós sem GD, supondo o cenário *D+40%* como sendo o máximo carregamento da rede. Foram selecionados os ramos cujos carregamentos são maiores do que 60%, além daqueles necessários à composição das tarifas nodais.

Tabela 4.6 – Composição dos preços nodais sem GD (123 nós)

Carregamento dos ramos do sistema																Nó	PN _{ig} [\$/kW/ano]
1	4	7	10	13	15	18	23	32	41	49	50	56	57	66	67		
73%	69%	69%	66%	43%	98%	42%	41%	40%	39%	70%	31%	60%	77%	50%	64%		
-8,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-8,44
-8,44	-6,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-14,45
-8,44	-6,01	-3,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-18,44
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-24,18
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-29,22
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-	-109,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-133,37
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	-31,69
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-	-	-	-	-	-	-	-	23	-33,20
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-	-	-	-	-	-	-	32	-37,33
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-	-	-	-	-	-	41	-45,99
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-38,32	-	-	-	-	-	49	-84,31
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-	-3,25	-	-	-	-	50	-49,25
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-38,32	-	-23,06	-	-	-	56	-107,38
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-	-3,25	-	-28,87	-	-	57	-78,11
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-38,32	-	-23,06	-	-38,55	-	66	-145,93
-8,44	-6,01	-3,98	-5,74	-5,04	-	-2,47	-1,51	-4,13	-8,66	-	-3,25	-	-28,87	-	-17,51	67	-95,62

Fonte: Próprio autor

Observa-se que os ramos 15, 49, 56, 57, 66 e 67 apresentam maior sensibilidade à variação do carregamento. O incremento de geração nos nós associados a esses ativos ou à jusante dos mesmos resulta em um incremento de custo considerável se comparado com os custos incrementais dos demais ramos do sistema. Por exemplo, o ramo 15, com 98% do carregamento, apresenta a maior sensibilidade à variação do carregamento. Dado que os ativos à jusante do nó 15 apresentam um baixo carregamento, entre 54% (ramo 22) e 4% (ramos 51, 72 e 92), há uma sinalização positiva no sentido de se conectar geradores no nó 15 a fim de aliviar o ramo 15.

No caso dos ramos 49, 56 e 66, a conexão de GD no nó 66 diminuiria o carregamento dos ramos à montante desse nó. Dentre os três ramos anteriormente citados, o 66 apresenta o menor carregamento. Em contrapartida, apresenta a maior sensibilidade, pois o custo anual equivalente desse ramo é o maior dentre os três. Portanto, há uma sinalização positiva para conexão de geradores no nó 66, o qual aliviará não só o ramo 66, mas também os ramos 49 e 56. A análise anterior também se aplica aos ramos 57 e 67.

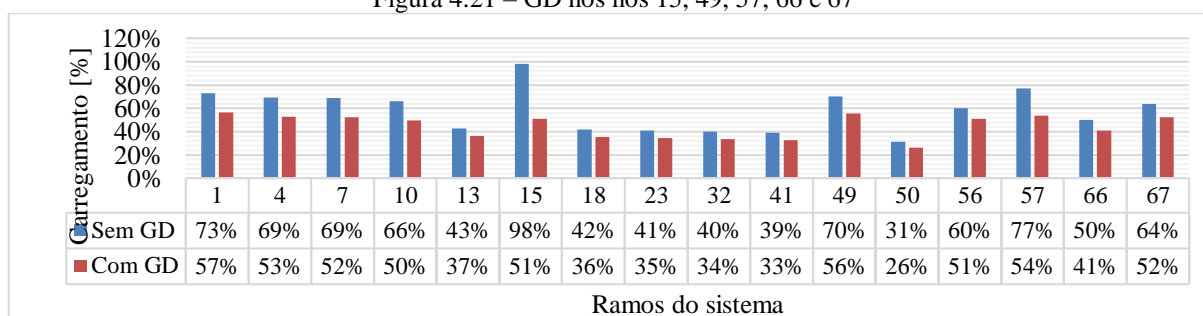
Por fim, é observado que não há uma sinalização para conexão de GDs próximo à subestação. Pois, os PN_{1G} , PN_{4G} , PN_{7G} e PN_{10G} são os menores dentre todos os demais. O que pode ser observado também pela baixa sensibilidade associada aos ramos à montante dos referidos nós.

Dessa maneira, com base no exposto anteriormente, serão apresentados os resultados do método determinístico considerando a conexão de geradores nos nós 15, 49, 57, 66 e 67.

4.3.2 Aplicação do método determinístico com GD

Para a presente análise, supõe-se que o máximo uso da rede ocorre em um período cuja demanda nodal é 40% maior em relação ao caso base e a penetração de GDs nos nós 15, 49, 57, 66 e 67 é de, respectivamente, 600 kW, 30 kW, 150 kW, 50 kW e 150 kW.

Figura 4.21 – GD nos nós 15, 49, 57, 66 e 67



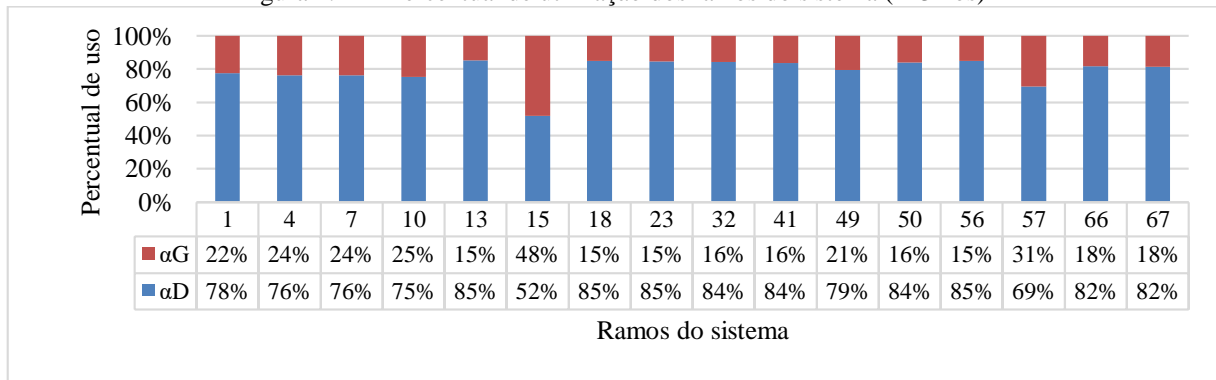
Fonte: Próprio autor

A Figura 4.21 mostra um comparativo entre carregamento dos elementos do sistema antes e após a conexão de GD. É observado uma redução do carregamento tanto do ramo associado ao nó onde há presença do GD quanto dos ramos à montante desses nó. Nota-se um alívio do carregamento do alimentador principal da rede, sobretudo dos ramos 1, 4, 7 e 10. Portanto, é de se esperar uma redução da PII para a demanda nesses ramos e, o mais importante, o benefício associado à postergação dos investimentos é levado a todos os agentes que utilizam esses ativos.

A Figura 4.22 mostra os fatores de alocação de custo dos ramos para cargas e geradores, para a determinação da PI. Vale ressaltar que a abertura de mercado para a conexão de GDs nos sistemas de distribuição não deve distorcer o sinal econômico fornecido pelas tarifas nodais. O fator de alocação de custo pode ser visto como um índice de rateio do custo anual equivalente dos ativos do sistema (CAE_j). Ao considerá-lo, o custo que seria alocado para

as cargas sem a presença dos GDs, passa a ser alocado aos geradores. Caso contrário, a PI para as cargas do sistema aumentaria. Ressalta-se também, que a sinalização da PII é mantida, ou seja, a entrada dos GDs no sistema aumenta o horizonte de tempo dos próximos investimentos, o que por sua vez, reduz a PII alocada para as cargas do sistema.

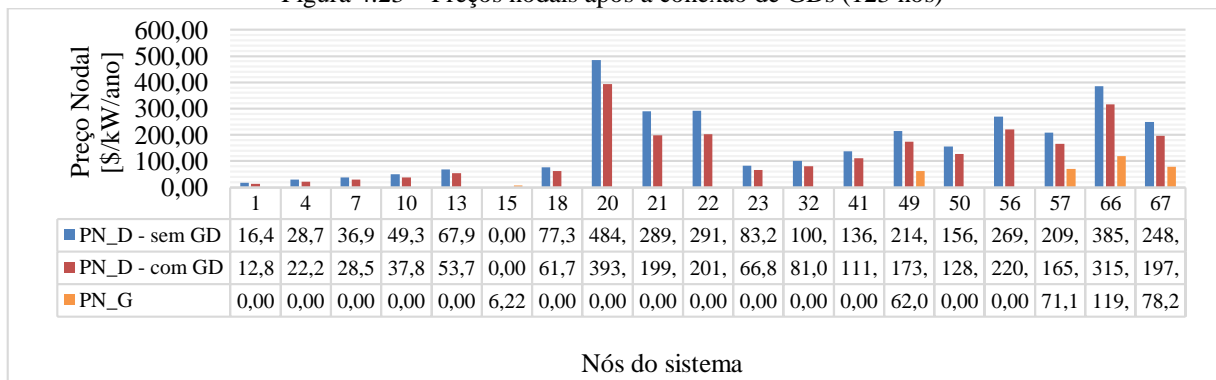
Figura 4.22 – Percentual de utilização dos ramos do sistema (123 nós)



Fonte: Próprio autor

A Figura 4.23 mostra os PNs (15, 49, 57, 66 e 67) para cargas e geradores antes e após a conexão de GDs no sistema. A conexão dos GDs traz um benefício àqueles agentes já conectados no sistema devida à redução das tarifas nodais para a demanda, sobretudo nos nós onde há presença da GD. Um caso particular a ser analisado é o do nó 15, onde a tarifa para a demanda antes e após a conexão da GD é nula. Mas, o PN_{15G} é consideravelmente menor em relação aos demais. Isso indica uma coerência na sinalização do preço nodal, já que antes da conexão do GD, o ramo 15 estava com 98% do carregamento máximo e passou para 51%. Além disso, o baixo preço nodal tem o potencial de incentivar a conexão de mais geradores a se conectarem nesse ponto da rede.

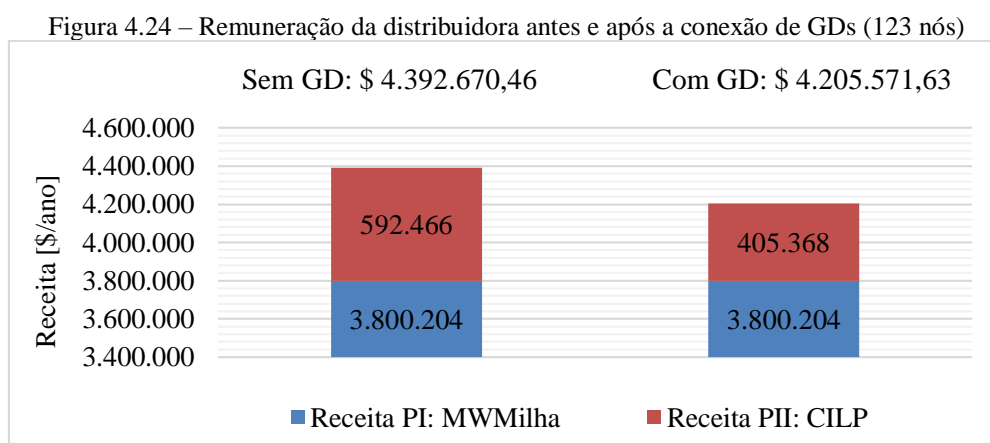
Figura 4.23 – Preços nodais após a conexão de GDs (123 nós)



Fonte: Próprio autor

Ainda na Figura 4.23 estão os PN_{20D} , PN_{21D} e PN_{22D} localizados logo a jusante do nó 15. É observado uma redução da tarifa para as cargas conectadas nesses nós. Essa redução é proveniente, sobretudo, da alocação do custo da PI para cargas e geradores que utilizam o ramo 15, além da redução da PII propiciada pelo alívio do ativo 15. Ou seja, fica claro que a conexão do GD no nó 15 implica em um benefício para todas as cargas à jusante do nó 15.

Em relação à remuneração da distribuidora, a Figura 4.24 mostra um comparativo entre as receitas totais sem geradores e com geradores no sistema. Assim como nos testes realizados no sistema 13 nós, é observado que a receita devido a PI se mantém em ambas as situações. No entanto, dado que a conexão dos GDs alivia o carregamento dos ativos do sistema, há uma redução da receita proveniente da PII.



Fonte: Próprio autor

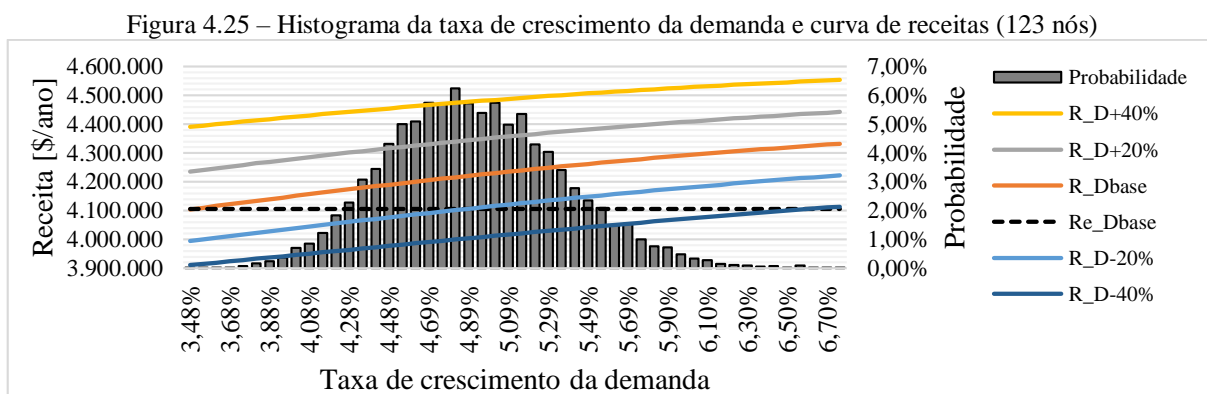
De forma geral, os cenários de carga utilizados para validar o método determinístico de preços nodais no sistema 123 nós, resultam em um baixo carregamento dos ativos da rede, o que implica em uma PI relativamente maior do que a PII. Por isso, quando é considerado o cenário de carga D+40%, a tarifa sinalizará de forma pontual quais os nós do sistema propiciarão maior benefício à conexão de GDs. Apesar de fornecer uma sinalização coerente, faz-se necessário analisar outras situações de carregamento da rede. Por exemplo, um cenário em que grande parte dos ramos estão próximo do carregamento máximo.

A seguir serão apresentados os resultados e as discussões do método estocástico para obtenção das receitas utilizando o sistema IEEE 123 nós.

4.3.3 Aplicação do método estocástico

Para aplicação do método estocástico do sistema IEEE 123 nós, preservou-se as mesmas condições e resultado da SMC da taxa r_D assumida no caso IEEE 13 nós (Tabela 4.3).

A Figura 4.25 mostra as curvas de receitas para diferentes situações do carregamento do sistema em função de r_D e o histograma resultante da SMC. É observado que há um aumento das receitas resultantes, para cada condição de carregamento, com o aumento de r_D , especificamente, entre o intervalo que compreendem os valores mínimo e o máximo da taxa de crescimento da demanda.



Fonte: elaborado pelo autor

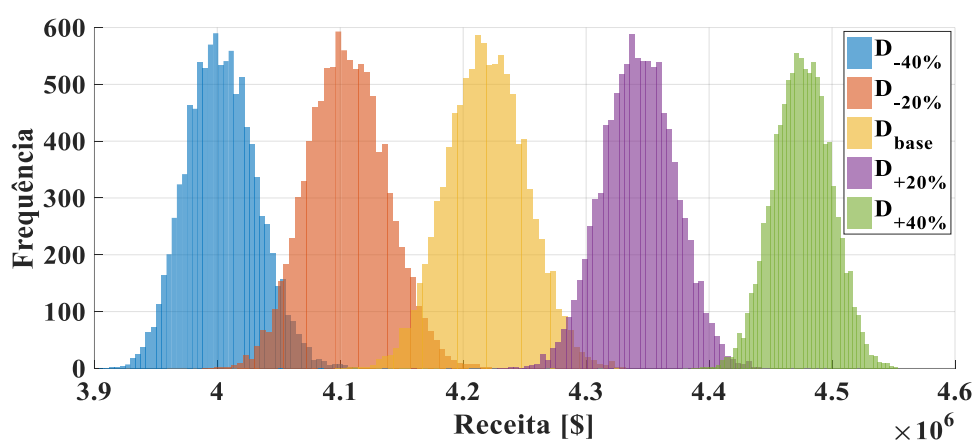
Na Tabela 4.7 estão as receitas esperadas para cada condição de carregamento do sistema considerando a taxa de crescimento da demanda (esperada) de 3,5%. Em todas as condições de carregamento a receita esperada resulta em um valor inferior em 99,98% dos cenários simulados da r_D . Dessa forma, para todos os níveis de carregamento, caso a distribuidora fixe o valor da tarifa de uso do sistema com base na taxa de crescimento da demanda em 3,5% ao ano, há uma probabilidade de 99,98% da receita que a distribuidora arrecadaria ser maior que a esperada. Para o caso base, por exemplo, a distribuidora deixa de arrecadar, em média, uma receita equivalente a \$113.018,10 anuais.

Tabela 4.7 – Receitas esperada (123 nós)

Resperada $D_{-40\%}$	\$3.912.337,43
Resperada $D_{-20\%}$	\$3.997.497,81
Resperada D_{base}	\$4.106.050,77
Resperada $D_{+20\%}$	\$4.237.822,01
Resperada $D_{+40\%}$	\$4.392.670,46

Na Figura 4.26 mostram-se os histogramas das receitas para cada cenário de carregamento. Semelhante aos resultados da SMC das receitas para o caso IEEE 13 nós, a medida que o carregamento do sistema aumenta maiores são as receitas resultantes, desde o cenário com menor carregamento para o cenário com maior carregamento. A grande diferença está relacionada à variabilidade das receitas. Pois, nesse caso, para a faixa de valores entre r_{Dmin} e r_{Dmax} , as curvas das receitas têm um crescimento semelhante com o aumento de r_D . Dessa forma, as distribuições dos resultados terão alguma semelhança.

Figura 4.26 – Histogramas das receitas para diferentes níveis de carregamento (123 nós)

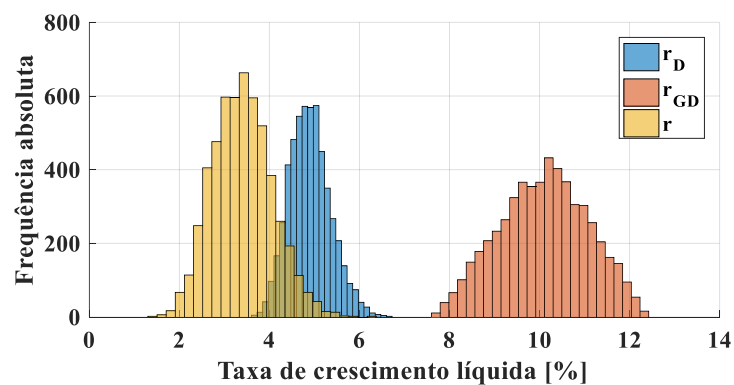


Fonte: elaborado pelo autor

4.3.3.1 SMC com GD e critério de parada

Para essa simulação, foi considerado a carga total do sistema equivalente ao caso $D_{+40\%}$ e a geração total é a mesma aplicada no método determinístico do sistema 123 nós. É suposto que a carga e a geração ocorram no mesmo intervalo de tempo.

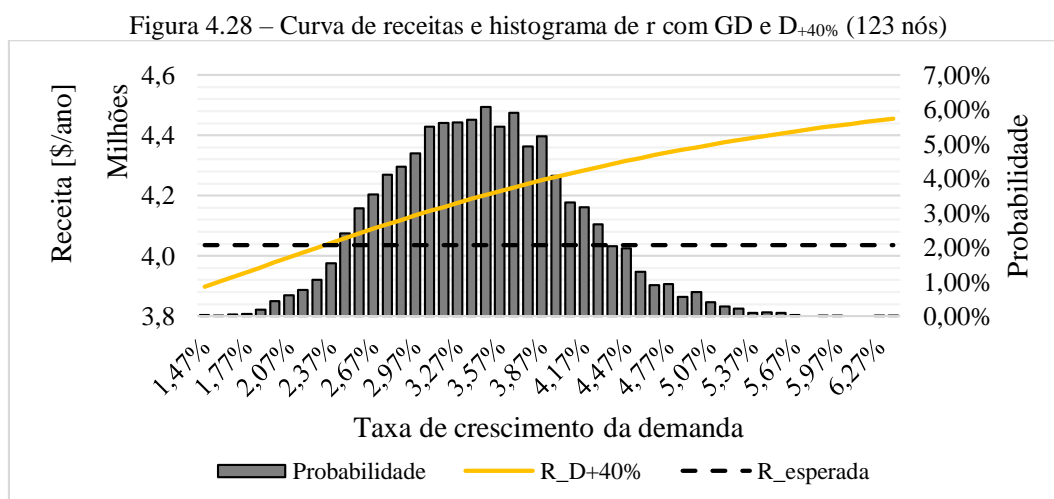
Figura 4.27 – Histogramas de r_D , r_{GD} e r (123 nós)



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 4.27 mostra os histogramas de r_D , r_{GD} e r resultantes, cujo critério de parada foi atendido com 5400 cenários. Assim como no caso do sistema de 13 nós, nessa simulação, as taxas líquidas do crescimento da demanda resultam em valores inferiores em relação às taxas r_D , conforme mostrado nos histogramas. Os valores mínimo e máximo de r estão entre 1,37% e 6,37%.

Na Figura 4.28 é mostrada a curva de receitas e o histograma em função da taxa r e a receita esperada pela distribuidora. A taxa de crescimento líquida esperada resulta em 1,56%. Essa taxa resulta da equação 3.18 e considerando o carregamento líquido do sistema 123 nós, a taxa do crescimento da demanda de 3,5% e da GD de 10,24%. O que, por sua vez, resulta em uma receita esperada de \$4.036.034,48 anuais. Nessa simulação 95,98% das receitas resultantes estão acima da esperada.

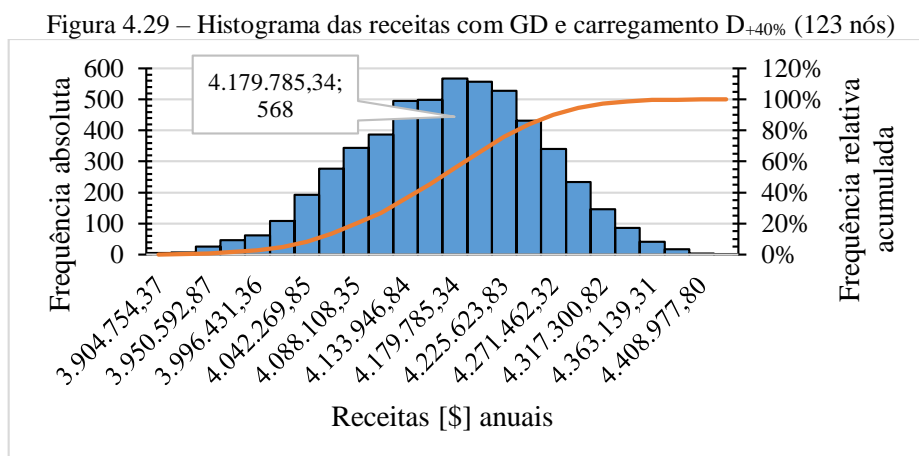


Fonte: Elaborado pelo autor

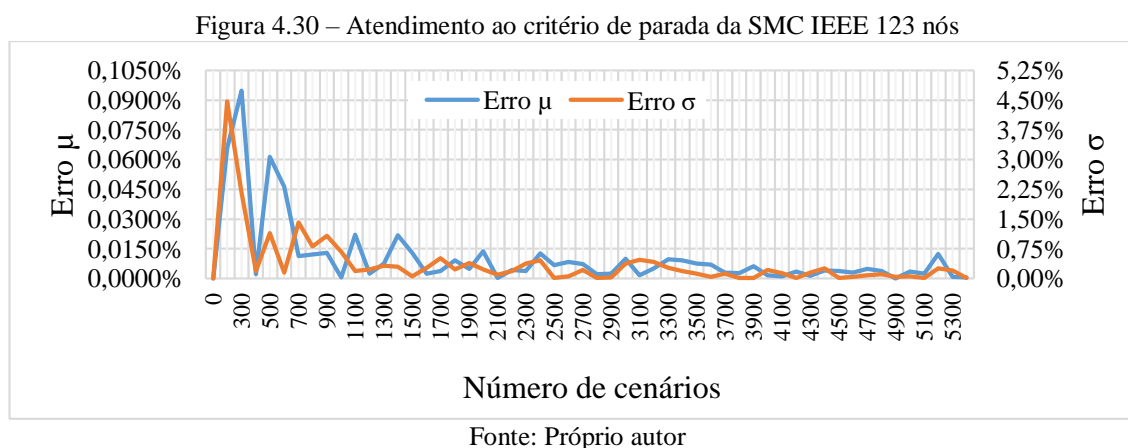
Caso a distribuidora fixe a tarifa de uso do sistema com vistas a arrecadar a receita esperada, ou seja, considerando uma taxa de crescimento líquido da demanda de 1,56%, há possibilidade da recuperação dos custos fixos e parte dos custos a serem investidos em ativos no futuro. No entanto, a área abaixo da curva das receitas (em amarelo) menos a área abaixo da reta que define a receita esperada resulta em \$ 158.110,80, que representa receita média que a distribuidora deveria arrecadar anualmente (ao longo da vida útil dos ativos) com o objetivo de cobrir os custos dos investimentos futuros no SD.

Por fim, na Figura 4.29 está apresentado o histograma das receitas resultantes subdividido em 25 classes. A classe de número 13 apresenta a maior frequência absoluta, equivalente a 10,52% dos cenários simulados. Em comparação com as receitas obtidas na simulação do sistema de 13 nós (Figura 4.14), nota-se maior dispersão dos resultados. Em

termos do coeficiente de variação, razão entre o desvio padrão e a média das receitas, isso equivale a 0,53% e 2,02%, respectivamente, para os sistemas de 13 e 123 nós.



Na Figura 4.30 está a evolução do erro quanto ao atendimento do critério de parada da SMC em relação à média μ (Equação 3.26) e o desvio padrão σ (Equação 3.27), onde a convergência foi alcançada com 5400 cenários e um tempo total de 23 minutos e 30 segundos.



4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo duas abordagens para determinação da receita de uma distribuidora foram aplicadas. A aplicação de um modelo determinístico para alocação dos custos em SDs e obtenção da receita da distribuidora permitiu uma melhor compreensão dos PNs resultantes e a relação que cada parcela possui com alguns dos princípios regulatórios que norteiam o desenvolvimento de novos métodos de alocação de custos. O segundo consiste em um modelo

estocástico para obtenção de um conjunto de resultados, o qual possibilitou a identificação e quantificação de resultados não desejados pelo investidor.

Dentre os resultados apresentados, pode-se destacar que o modelo estocástico fornece um indicativo para o tomador de decisão em fixar uma tarifa que possibilita a recuperação dos custos fixos da prestação do serviço de redes e arrecade uma receita que permita a realização dos investimentos futuros. Apesar de não fazer parte das discussões do presente trabalho qual a tarifa que deveria ser fixada, os resultados alcançados evidenciam o desafio enfrentado pelas agências reguladoras em estabelecer uma tarifa que seja justa tanto para o consumidor, do ponto de vista do princípio da justiça, quanto para a distribuidora, do ponto de vista da sustentabilidade da empresa.

5 CONCLUSÕES FINAIS

Neste trabalho, o problema da alocação de custos em SDs foi tratado utilizando PNs considerando a incerteza do crescimento da demanda e da GD. Do ponto de vista da regulação econômica, a abertura de mercado aos REDs trouxe diversos desafios e incertezas às distribuidoras. Assim sendo, é notória a necessidade de modelos de alocação de custos capazes de considerar os princípios regulatórios, não somente a um deles, mas de modo que incitem eficiência em nível produtivo e alocativo, garantam o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras e sejam compatíveis com os princípios da equidade e da simplicidade. Além disso, dada às diversas incertezas que permeiam os SDs, principalmente aquelas que têm surgido com a maior penetração dos REDs, faz-se necessários modelos que levem em conta tais incertezas cujo objetivo é identificar e quantificar os possíveis resultados não desejados por uma distribuidora.

O método determinístico utilizado para alocação de custos é composto por duas parcelas, obtidas através do método de custo médio MW-Milha e o método CILP. Foi observado que os PNs resultantes são capazes de preservar o sinal locacional ao passo que sinalizam o nível de utilização da rede para ambos os casos de estudo, sistemas IEEE 13 e 123 nós. Assim, a soma de duas parcelas para compor os PNs possibilita o atendimento a mais de um princípio regulatório. Os resultados obtidos mostraram que as deficiências da *Parcela II* (CILP) podem ser compensadas pelos benefícios da *Parcela I* (MW-Milha) no que se refere ao princípio da sustentabilidade econômica-financeira de uma distribuidora. Por outro lado, a natureza conflitante no atendimento a mais de um princípio regulatório foi observada nos PNs. Os agentes conectados nos nós mais distantes do ponto de suprimento do sistema 123 utilizam um número maior de elementos da rede, o que resultam PNs significativamente maiores em relação àqueles agentes conectados próximos à subestação. O que, de certa forma, pode não ser justo para comunidades de baixa renda que estão distantes do ponto de suprimento.

Por essa razão, a discriminação de tarifas segundo a causalidade dos custos por meio dos PNs pode ser eficiente até certo ponto, pois pode limitar o acesso universal ao sistema em determinadas situações. Logo, fica evidente o desafio do regulador em relação à definição do nível de granularidade mais adequado das tarifas. Assim também, é notório o nível da complexidade do problema conforme se aumenta o nível de detalhamento das diversas

variáveis, quantidade de dados, aspectos técnicos da rede ou variáveis a serem incluídas no modelo.

Em termos da sinalização locacional para conexão de REDs, o método determinístico demonstra ter grande potencial para identificar os nós do sistema nos quais pode ser incentivada, ou não, a conexão de REDs, através da análise do comportamento dos preços nodais, considerando várias condições de carregamento da rede. Com os testes realizados, pode-se observar que os preços obtidos através do modelo implementado fornecem uma sinalização positiva para os agentes que aliviam o carregamento do sistema e negativo para os que impõem custos adicionais devido a um aumento desse carregamento. Além disso, quanto maior a distância elétrica de um agente em relação ao ponto de suprimento do sistema, maior é a quantidade de circuitos utilizados pelo mesmo e maior será o preço nodal. Sendo assim, os custos e os benefícios da conexão de REDs devem ser direcionados aos que os impõem.

No método estocástico as incertezas são modeladas utilizando o MGB e a DPT para, respectivamente, a taxa de crescimento da demanda e a taxa de crescimento da GD. Assim, uma taxa líquida do crescimento da demanda é obtida de forma aleatória como um possível cenário de ocorrência e utilizada no método de PNs para obtenção da receita de uma distribuidora. Então, a SMC é utilizada para se obter um conjunto de receitas o que permite conhecer a distribuição dos resultados e as respectivas probabilidades associadas a cada cenário.

De fato, foi demonstrado que o método é aplicável em uma rede de distribuição de energia elétrica de pequeno porte permitindo obter um conjunto de possíveis receitas a serem arrecadas por uma distribuidora. A partir do valor de uma receita esperada pelo investidor e conhecendo a distribuição dos resultados, identificou-se e quantificou-se os cenários adversos para ambos os sistemas testes. Foi observado que as condições de carregamento do sistema têm forte influência nos resultados. Nos dois estudos de caso, verificou-se que quando o carregamento é leve, caso a distribuidora fixe uma tarifa com vistas à recuperação da receita esperada, há uma probabilidade da não arrecadação de parte dos custos para realização de investimentos futuros. Portanto, se faz necessário verificar se tal receita é capaz de cobrir os custos fixos e variáveis de um sistema real (e maior) considerando postos tarifários (ou horários) distintos. Vale ressaltar que a inclusão do sinal horário implica na necessidade de avaliar o efeito da elasticidade preço-demanda, a qual varia dependendo do tipo de consumidor (residencial, industrial e comercial).

Dessa forma, os resultados do método estocástico fornecem um indicativo do volume de receita a ser arrecadada (em média) a qual possibilitaria a realização dos investimentos futuros. No entanto, foi possível observar que existe uma ampla gama de resultados possíveis

devido às incertezas. Apesar de não fazer parte das discussões do presente trabalho qual a tarifa deveria ser fixada, fica claro o desafio enfrentado pelas agências reguladoras em estabelecer uma tarifa que atenda aos princípios de eficiência econômica, que não seja abusiva para o consumidor com vistas ao princípio da justiça, e preserve a sustentabilidade econômica-financeira das distribuidoras.

Os métodos deste estudo podem ser empregados tanto por uma distribuidora quanto por um órgão regulador. Do ponto de vista da distribuidora, pode contribuir para a mesma fazer uma melhor gestão dos ativos da empresa, sinalizando os investimentos necessários ao adequado dimensionamento da capacidade do sistema. Já no caso do regulador, pode utilizar outros métodos de alocação de custos para examinar uma possível alteração na estrutura tarifária e/ou identificar possíveis distorções de mercado no que se refere ao atendimento dos princípios regulatórios.

5.1 POSSIBILIDADES FUTURAS

Ao longo do trabalho foram feitas algumas simplificações. Dado que os REDs têm se tornado cada vez mais presente nos SDs, estudos mais detalhados sobre os impactos econômicos que estes recursos podem causar devem ser realizados. Assim, dentre os vários pontos não considerados nessa pesquisa, elencam-se:

- Realizar estudos considerando outros métodos de alocação de custos;
- Alterar o nível de granularidade espacial das tarifas, isto é, considerar tarifas zonais ao invés de nodais;
- Considerar diferentes tipos de tecnologias de REDs e suas curvas de demanda e de geração para determinar tarifas horárias do tipo *time-of-use*, com a possibilidade de ocorrência taxa líquida do crescimento da demanda negativa, fluxo reverso e incluir aspectos da confiabilidade do SD;
- Considerar diferentes perfis de prossumidores, modificando os parâmetros da modelagem das VAs e considerando correlação entre as incertezas;
- Quantificar o benefício da entrada da GD no sistema em relação à perda de receita da distribuidora, de modo que tal benefício possa ser um incentivo ou desincentivo da conexão de GDs nos SDs;

- Utilizar uma modelagem multiobjectivo do problema, tendo em vista a natureza conflitante dos princípios regulatórios.
- O método estocástico pode evoluir para um mais completo no qual analisa-se o problema, não somente do ponto de vista do início do horizonte T , mas um problema dinâmico que determina os PNs para cada ano t_n do período T .

REFERÊNCIAS

ABDELMOTTELEB, I. *et al.* Designing efficient distribution network charges in the context of active customers. **Applied Energy**, jan. 2018. v. 210, n. May 2017, p. 815–826. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.103>>.

_____; GÓMEZ, T.; RENESES, J. Evaluation Methodology for Tariff Design under Escalating Penetrations of Distributed Energy Resources. **Energies**, 5 jun. 2017. v. 10, n. 6, p. 778. Disponível em: <<http://www.mdpi.com/1996-1073/10/6/778>>.

_____; ROMAN, T. G. S.; RENESES, J. Distribution network cost allocation using a locational and temporal cost reflective methodology. **IEEE**, 2016. p. 1–7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7540878/>>.

ALONSO-TRAVESSET, À. *et al.* Economic and Regulatory Uncertainty in Renewable Energy System Design: A Review. **Energies**, 12 jan. 2023. v. 16, n. 2, p. 882. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/2/882>>.

ANDRADE, M. E. M. C. **Desafios na mensuração dos ativos para a formação das tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e propostas de equacionamento.** Doutorado (Tese). São Paulo - SP: Universidade de São Paulo, 2015.

ATHAWALE, R.; FELDER, F. A. Electric utility death spiral: Revisited in the context of tariff design. **Electricity Journal**, 2022. v. 35, n. 1, p. 107062. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.107062>>.

AVINASH D.; CHALAPATHI, B. MW-Mile method considering the cost of loss allocation for transmission pricing. **IEEE**, 2015. p. 128–131. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7503892/>>.

BAI, L. *et al.* Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2017. v. 8950, n. c, p. 1–1. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8089425/>>.

BEAUFILS, T.; PINEAU, P.-O. Assessing the impact of residential load profile changes on electricity distribution utility revenues under alternative rate structures. **Utilities Policy**, dez. 2019. v. 61, n. September, p. 100959. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0957178719303121>>.

BELL, K.; GILL, S. Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. **Energy Policy**, fev. 2018. v. 113, n. November 2017, p. 765–777. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.039>>.

BIALEK, J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1997. v. 12, n. 3, p. 1185–1193. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=630460>>.

BISKAS, P. N.; BAKIRTZIS, G. A.; CHATZIATHANASIOU, V. Computation of strict long-run marginal cost for different HV consumers. **Electric Power Systems Research**, nov. 2015. v. 128, p. 66–78. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.06.024>>.

BOITEUX, M. Peak-load pricing. **The Journal of Business**, 1960. v. 33, n. 2, p. 157–179. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2351015>>.

BRAGA, A. S.; SARAIVA, J. T. Dealing with uncertainties in long term transmission

expansion planning problems. Rússia: IEEE, 2005. p. 1–7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4524576>>.

CAMBINI, C.; SOROUGH, G. Designing grid tariffs in the presence of distributed generation. **Utilities Policy**, dez. 2019. v. 61, n. November, p. 100979. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jup.2019.100979>>.

CARAMANIS, M.; BOHN, R.; SCHWEPPE, F. Optimal Spot Pricing: Practice and Theory. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, set. 1982. v. PAS-101, n. 9, p. 3234–3245. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4111733>>.

CARLOS, É. T. **Alocação de Custos pelo Uso do Sistema de Transmissão via Otimização Binível**. Doutorado (Tese). Rio de Janeiro - RJ: Pontifícia Universidade Católica, 2016.

CHEN, Y.; TANAKA, M.; TAKASHIMA, R. Death spiral, transmission charges, and prosumers in the electricity market. **Applied Energy**, fev. 2023. v. 332, n. September 2022, p. 120488. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120488>>.

CHENG, S.; GU, C.; YANG, X.; *et al.* Network Pricing for Multi-Energy Systems under Long-term Load Growth Uncertainty. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2022. v. 3053, n. c, p. 1–1. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9734759/>>.

_____; _____; HERNANDO-GIL, I.; *et al.* Real option-based network investment assessment considering energy storage systems under long-term demand uncertainties. **IET Renewable Power Generation**, 12 jul. 2022. v. 16, n. 13, p. 2778–2792. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/rpg2.12532>>.

CONEJO, Antonio J *et al.* Zbus Transmission Network Cost Allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**, fev. 2007. v. 22, n. 1, p. 342–349. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4077100>>.

COSTA, V. B. F. DA *et al.* Electricity Markets in the Context of Distributed Energy Resources and Demand Response Programs: Main Developments and Challenges Based on a Systematic Literature Review. **Energies**, 20 out. 2022. v. 15, n. 20, p. 7784. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/20/7784>>.

COSTELLO, K. W.; HEMPHILL, R. C. It's high time to transition away from volumetric distribution rates: Why not a 3-part tariff? **Electricity Journal**, 2022. v. 35, n. 9.

DANTAS, G. *et al.* **Repensando as tarifas do setor de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2020.

DECKER, C. Energy transportation. **Handbook of Energy Economics and Policy**. United Kingdom: Elsevier, 2021, p. 193–238.

DELGADO, M. A. De P. **A estrutura tarifária em monopólios naturais: Novas reflexões no setor elétrico**. Rio de Janeiro: Synergia; ABRADÉE; Brasília: ANEEL, 2011.

EHSAN, A.; YANG, Q. State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review. **Applied Energy**, abr. 2019. v. 239, n. November 2018, p. 1509–1523. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.211>>.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - MMGD & Baterias**. Brasília - DF, 2022a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2031**. Brasília - DF, 2022b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>.

ETCHEBEHERE, V. S.; MARANGON LIMA, J. W. Locational Tariff Structure for Radial Network Fixed Costs in a DER Context. **IEEE Access**, 2022. v. 10, p. 597–607. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9656715/>>.

FAERBER, L. A.; BALTA-OZKAN, N.; CONNOR, P. M. Innovative network pricing to support the transition to a smart grid in a low-carbon economy. **Energy Policy**, maio. 2018. v. 116, n. February, p. 210–219. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.02.010>>.

FAN, H. *et al.* Review of Uncertainty Modeling for Optimal Operation of Integrated Energy System. **Frontiers in Energy Research**, 2022. v. 9, n. January, p. 1–17.

FIGUEIREDO KOMENO, A. S. *et al.* Method for analyzing the economic viability of net energy metering regulation based on risk analysis. **Energy for Sustainable Development**, ago. 2022. v. 69, p. 11–30. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0973082622000746>>.

FIRESTONE, R.; MARNAY, C. The Effects of Electricity Tariff Structure on Distributed Generation Adoption in New York State. **Lawrence Berkeley National Laboratory**, 2005. n. 9.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J. E.; LAMB, R. **Decisões de investimentos da empresa**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1999.

GALIANA, F. D.; CONEJO, A.J.; GIL, H. A. Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2003. v. 18, n. 4, p. 1425–1431. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1245567>>.

GHAYENI, M.; GHAZI, R. Transmission network cost allocation with nodal pricing approach based on Ramsey pricing concept. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 2011. v. 5, n. 3, p. 384. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2010.0169>>.

GIL, H. A.; GALIANA, F. D.; DASILVA, E. L. Nodal Price Control: A Mechanism for Transmission Network Cost Allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**, fev. 2006. v. 21, n. 1, p. 3–10. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=1583692>>.

GU, C. *et al.* Risk Management in Use-of-System Tariffs for Network Users. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2013. v. 28, n. 4, p. 4683–4691. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6584815/>>.

_____ *et al.* Distribution Network Pricing for Uncertain Load Growth Using Fuzzy Set Theory. **IEEE Transactions on Smart Grid**, jul. 2016. v. 7, n. 4, p. 1932–1940. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7394188/>>.

_____; LI, F. Long-run incremental cost pricing considering uncertain future load growth. **IEEE**, 2009. p. 1–5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5275835>>.

_____; _____. Long-Run Marginal Cost Pricing Based on Analytical Method for Revenue Reconciliation. **IEEE Transactions on Power Systems**, fev. 2011a. v. 26, n. 1, p. 103–110. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5456139>>.

_____; _____. New development in distribution network pricing for revenue recovery in the Great Britain. **IEEE**, 2011b. p. 1–5. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6039659/>>.

_____; _____; HE, Y. Enhanced Long-Run Incremental Cost Pricing Considering the Impact of Network Contingencies. **IEEE Transactions on Power Systems**, fev. 2012. v. 27, n. 1, p. 344–352. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5953544>>.

_____; _____; SONG, Y. Long-Run Network Pricing to Facilitate Users' Different Security Preference. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2011. v. 26, n. 4, p. 2408–2416. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5876288>.

_____; WU, J.; LI, F. Reliability-Based Distribution Network Pricing. **IEEE Transactions on Power Systems**, ago. 2012. v. 27, n. 3, p. 1646–1655. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6169970/>>.

GUARDIA, E. C. **Desenvolvimento de metodologia para cálculo da vida útil de ativos da Distribuição de energia focando a revisão tarifária**. Doutorado (Tese). Itajubá - MG: Universidade Federal de Itajubá, 2014.

GUARIZI, R. D. **Preços nodais em sistemas de distribuição de energia elétrica para a inserção de recursos energéticos distribuídos**. Mestrado (Dissertação). Foz do Iguaçu - PR: Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2014.

_____; LOTERO, R. C. Sinalização Locacional em Sistemas de Distribuição via Preços Nodais. Foz do Iguaçu: *V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2014.

HAGE, F. S. El; FERRAZ, L. P. Do C.; DELGADO, M. A. De P. **A estrutura tarifária de energia elétrica: Teoria e aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia: ABRADDEE; Brasília: ANEEL, 2011.

HENG, H Y; LI, F. Literature review of long-run marginal cost pricing and long-run incremental cost pricing. **IEEE**, 2007. p. 73–77. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4468923>>.

HENG, Hui Yi; LI, F.; WANG, X. Charging for Network Security Based on Long-Run Incremental Cost Pricing. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2009. v. 24, n. 4, p. 1686–1693.

HENNIG, R. J. *et al.* What is a good distribution network tariff?— Developing indicators for performance assessment. **Applied Energy**, 2022. v. 318, n. February, p. 119186. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119186>>.

HUANG, S. *et al.* Dynamic Power Tariff for Congestion Management in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2018. v. 3053, n. c, p. 1–1. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8249522/>>.

_____; WU, Q. Dynamic Tariff-Subsidy Method for PV and V2G Congestion Management in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, set. 2019. v. 10, n. 5, p. 5851–5860. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8606807/>>.

JENKINS, Nick *et al.* **Embedded Generation**. 2. ed. London - UK: Lightning Source UK Ltd, 2000.

JUNQUEIRA, M. R. **Aplicação da teoria dos jogos cooperativos para alocação dos custos de transmissão em mercados elétricos**. Doutorado (Tese). Rio de Janeiro - RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

KALPANA, P.; LAKSHMI DEVI, A. Placement and sizing of distributed generators in distributed network based on LRIC and load growth control. **Journal of Theoretical and**

Applied Information Technology, 2013.

KERSTING, W. *Distribution System Modeling and Analysis*. Electrical Engineering Handbook. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2007, p. 450.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1991. v. 6, n. 3, p. 975–985. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=119237>>.

_____. Radial distribution test feeders. IEEE, 2001. V. 2, p. 908–912. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=916993>>.

KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G. Contributions of individual generators to loads and flows. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1997. v. 12, n. 1, p. 52–60. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=574923>>.

LI, F. *et al.* Framework for Assessing the Economic Efficiencies of Long-Run Network Pricing Models. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2009. v. 24, n. 4, p. 1641–1648. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5282391>>.

_____. *et al.* Distribution Pricing: Are We Ready for the Smart Grid? **IEEE Power and Energy Magazine**, jul. 2015. v. 13, n. 4, p. 76–86. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/document/7131662/>>.

_____; GU, C. Long-Run Incremental Cost Pricing for Negative Growth Rates. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2011. v. 26, n. 4, p. 2567–2568. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5740626>>.

_____; TOLLEY, D. L. Long-Run Incremental Cost Pricing Based on Unused Capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2007. v. 22, n. 4, p. 1683–1689. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4349078>>.

LI, N.; HAKVOORT, R. A.; LUKSZO, Z. Cost allocation in integrated community energy systems - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, jul. 2021. v. 144, p. 111001. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121002914>>.

_____; _____. Cost allocation in integrated community energy systems — Performance assessment. **Applied Energy**, fev. 2022. v. 307, n. October 2021, p. 118155. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121002914>>.

LIMA, D. A. **Alocação de perdas e custos pelo uso do sistema de transmissão**. Doutorado (Tese). Ilha Solteira - SP: UNESP, 2007.

_____; PADILHA-FELTRIN, A.; CONTRERAS, J. An overview on network cost allocation methods. **Electric Power Systems Research**, maio. 2009. v. 79, n. 5, p. 750–758. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779608002848>>.

LIMA, J. W. M. Allocation of transmission fixed charges: an overview. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1996. v. 11, n. 3, p. 1409–1418. Disponível em:

<<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=535682>>.

LIMA, L. M. M. **Aprimoramento da Metodologia Nodal para Tarifação do Uso de Sistemas de Transmissão**. Mestrado (Dissertação). Itajubá - MG: Universidade Federal de Itajubá, 2007.

_____; LIMA, J. W. M. Invested Related Pricing for Transmission Use: Drawbacks and

- Improvements in Brazil. *IEEE*, 2007. p. 988–993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=4538450>>.
- LIN, B.; WANG, Y. Analyzing the elasticity and subsidy to reform the residential electricity tariffs in China. **International Review of Economics and Finance**, 2020. v. 67, n. July 2019, p. 189–206. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.iref.2020.01.005>>.
- LOPES, J. A. P. *et al.* Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems Research**, jul. 2007. v. 77, n. 9, p. 1189–1203. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779606001908>>.
- LUMMI, K. *et al.* Electricity Distribution Network Tariffs - Present Practices, Future Challenges and Development Possibilities. Institution of Engineering and Technology, 2016. p. 173 (4 .)-173 (4 .). Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2016.0773>>.
- MA, K.; LI, F.; AGGARWAL, R. Quantification of Additional Reinforcement Cost Driven by Voltage Constraint Under Three-Phase Imbalance. **IEEE Transactions on Power Systems**, nov. 2016. v. 31, n. 6, p. 5126–5134. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7384763/>>.
- _____; LI, Ran; LI, F. Quantification of Additional Asset Reinforcement Cost From 3-Phase Imbalance. **IEEE Transactions on Power Systems**, jul. 2016. v. 31, n. 4, p. 2885–2891. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7279212/>>.
- MANCERA, C. T.; MONROY, A. C. Pricing of distribution networks with distributed generation: Application of nodal pricing. *IEEE*, 2011. p. 1–7. 41. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6083201/>>
- MARTINS, C. R. M. De A. B. **Alocação dos Custos do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica Considerando a Segurança**. Mestrado (Dissertação). São Luis - MA: Universidade Federal do Maranhão, 2013.
- MARTINS, V. A.; BRANCO, D. A. C.; HALLACK, M. C. M. Economic Effects of Micro- and Mini-Distributed Photovoltaic Generation for the Brazilian Distribution System. **Energies**, 20 jan. 2022. v. 15, n. 3, p. 737. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/737>>.
- MEDEIROS, J. P. P. G. De. **Proposta de Metodologia para o Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição Aplicáveis a Unidades Geradoras**. Mestrado (Dissertação). Rio De Janeiro - RJ: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- MURUGANANTHAM, B.; GNANADASS, R.; PADHY, N. P. Challenges with renewable energy sources and storage in practical distribution systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, jun. 2017. v. 73, n. December 2016, p. 125–134. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.089>>.
- NIJHUIS, M.; GIBESCU, M.; COBBEN, J. F. G. Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. **Energy Policy**, out. 2017. v. 109, n. January, p. 631–641. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421517304809>>.
- NOORFATIMA, N. *et al.* Development of Community-Based Peer-to-Peer Energy Trading Mechanism Using Z-Bus Network Cost Allocation. **Frontiers in Energy Research**, 11 jul. 2022. v. 10, n. July, p. 1–15. Disponível em: <<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.920885/full>>.

OFGEM. **Embedded generation: price controls, incentives and connection charging**. London - UK, 2001.

ORFANOS, G. A. *et al.* Evaluation of transmission pricing methodologies for pool based electricity markets. *IEEE*, 2011. V. 218903, p. 1–8. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6019255>.

PAPAVASILIOU, A. Analysis of Distribution Locational Marginal Prices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, set. 2018. v. 9, n. 5, p. 4872–4882. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7862921/>>.

PASSEY, R. *et al.* Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. **Energy Policy**, out. 2017. v. 109, n. April, p. 642–649. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421517304767>>.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J. **Regulation of the Power Sector**. London: Springer London, 2013.

PÉREZ-ARRIAGA, I.; KNITTEL, C. **Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response**. 2016.

PICCIARIELLO, A.; RENESES, J.; *et al.* Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? **Electric Power Systems Research**, fev. 2015. v. 119, p. 370–376. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>>.

_____; VERGARA, C.; *et al.* Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. **Utilities Policy**, dez. 2015. v. 37, p. 23–33. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0957178715300230>>.

RAHIM, S.; SIANO, P. A survey and comparison of leading-edge uncertainty handling methods for power grid modernization. **Expert Systems with Applications**, 2022. v. 204, n. May, p. 117590. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eswa.2022.117590>>.

RENESES, J.; RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P. Distribution pricing: theoretical principles and practical approaches. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 1 out. 2014. v. 8, n. 10, p. 1645–1655. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2013.0817>>.

ROALD, L. A. *et al.* Power systems optimization under uncertainty: A review of methods and applications. **Electric Power Systems Research**, jan. 2023. v. 214, n. PA, p. 108725. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108725>>.

RODRÍGUEZ ORTEGA, M. P. *et al.* Distribution network tariffs: A closed question? **Energy Policy**, maio. 2008. v. 36, n. 5, p. 1712–1725. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301421508000190>>.

ROTHWELL, G.; GÓMEZ, T. **Electricity Economics: Regulation and Deregulation**. 1. ed. EUA: John Wiley & Sons, 2003.

RUBIO-ODERIZ, F. J.; PEREZ-ARRIAGA, I. J. Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2000. v. 15, n. 1, p. 448–454. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=852158>>.

RUESTER, S. *et al.* From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs. **Utilities Policy**, dez. 2014. v. 31, n. 1, p. 229–237. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>>.

SAMPER, M. E.; ELDALI, F. A.; SURYANARAYANAN, S. Risk assessment in planning high penetrations of solar photovoltaic installations in distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 2019. v. 104, n. July 2018, p. 724–733. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.07.052>>.

SANTIAGO, V. E. **Tarifação do Uso da Rede de Distribuição com Presença de Geração Distribuída**. Doutorado (Tese). Itajubá - MG: Universidade Federal de Itajubá, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/3320>>.

SANTOS, A. C. Dos. **Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição**. Doutorado (Tese). São Carlos - SP: Universidade de Sao Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-27052009-144709/pt-br.php>>.

SCHICK, C.; KLEMP, N.; HUFENDIEK, K. Impact of network charge design in an energy system with large penetration of renewables and high prosumer shares. **Energies**, 2021. v. 14, n. 21.

SCHITTEKATTE, T.; MOMBBER, I.; MEEUS, L. Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. **Energy Economics**, fev. 2018. v. 70, p. 484–498. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.028>>.

SHARMA, A. *et al.* A novel hierarchical contribution factor based model for distribution use-of-system charges. **Applied Energy**, dez. 2017. v. 208, n. August, p. 996–1006. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917313326>>.

SHARMA, Amita; BHAKAR, Rohit; TIWARI, Har Pal. Demand response-based enhanced LRIC pricing framework. **IET Renewable Power Generation**, 15 nov. 2017. v. 11, n. 13, p. 1723–1730. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0789>>.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, abr. 1989. v. 4, n. 2, p. 1492–1498. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/25637/>>.

SHIRMOHAMMADI, Dariush *et al.* Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing. **IEEE Transactions on Power Systems**, maio. 1996. v. 11, n. 2, p. 1002–1008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=496187>>.

SILVA, A. M. L. DA; CARVALHO COSTA, J. G. DE; LOPES LIMA, L. H. A New Methodology for Cost Allocation of Transmission Systems in Interconnected Energy Markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, maio. 2013. v. 28, n. 2, p. 740–748. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6353620/>>.

SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. 2. ed. Florianópolis: Edição do autor, 2012.

SOARES, T. *et al.* Cost allocation model for distribution networks considering high penetration of distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, jul. 2015. v. 124, p. 120–132. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.03.008>>.

_____; CRUZ, M.; MATOS, M. Cost Allocation of Distribution Networks in the Distributed Energy Resources Era. **IEEE**, 2019. p. 1–6. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8849089/>>.

SOTKIEWICZ, P. M.; VIGNOLO, J. M. Allocation of Fixed Costs in Distribution Networks With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, maio. 2006. v. 21, n.

2, p. 639–652. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1626368/>>.

TAN, Z. *et al.* Extensions of the locational marginal price theory in evolving power systems: A review. **IET Generation, Transmission & Distribution**, 28 abr. 2022. v. 16, n. 7, p. 1277–1291. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/gtd2.12381>>.

THANGJAM, A.; JAIPURIA, S.; DADABADA, P. K. Time-Varying approaches for Long-Term Electric Load Forecasting under economic shocks. **Applied Energy**, mar. 2023. v. 333, n. November 2022, p. 120602. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120602>>.

VERMA, P. P. *et al.* A Review of Uncertainty Handling Techniques in Smart Grid. **International Journal of Uncertainty, Fuzziness and Knowledge-Based Systems**, 2018. v. 26, n. 3, p. 345–378.

YAN, X. *et al.* Network pricing for customer-operated energy storage in distribution networks. **Applied Energy**, fev. 2018. v. 212, n. September 2017, p. 283–292. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.060>>.

YANG, X. *et al.* Probabilistic Network Pricing Considering Demand Uncertainty in Distribution Systems. **IEEE**, 2018. V. 2018-Augus, p. 1–5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8586592/>>

YIKUI LIU *et al.* Ex-post real-time distribution LMP based on state estimation. **IEEE**, 2016. V. 2016-Novem, p. 1–5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7741682/>>.

ZHANG, Q. *et al.* Nodal dynamic charging price formulation for electric vehicle through the Stackelberg game considering grid congestion. **IET Smart Grid**, 22 out. 2021. v. 4, n. 5, p. 461–473. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/stg2.12025>>.

ZHANG, Y.; GU, C.; LI, F. Evaluation of investment deferral resulting from microgeneration for EHV distribution networks. **IEEE**, 2010. p. 1–5. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=5589794>>.

ZUBO, R. H. A. *et al.* Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties : A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017. v. 72, n. October 2016, p. 1177–1198. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.036>>.

APÊNDICE A – Fluxo de carga de varredura

A seguir será apresentado, de maneira mais detalhada, o equacionamento e o procedimento do FC de varredura direta/inversa pelo método soma de correntes.

Primeiramente, assume-se que a tensão complexa em todas as barras seja igual à tensão na barra da subestação. Assim, calculam-se as correntes complexas demandadas de cada barra i do sistema, conforme a equação:

$$j_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{\dot{V}_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i^{sh} \dot{V}_i^{(k-1)}$$

$$i = 1, 2, \dots, NB$$

onde:

NB é o número total de barras do sistema (sem considerar as barras das subestações);

$j_i^{(k)}$ é a corrente complexa demandada pela barra i na iteração k ;

$\dot{V}_i^{(k-1)}$ é a tensão complexa da barra i na iteração $k - 1$. Se $k = 1$ (primeira iteração do algoritmo), assume-se que a tensão complexa em todas as barras seja igual à tensão na barra da subestação;

Y_i^{sh} é a soma de todos os elementos shunt conectados à barra i ;

S_i é a potência complexa da barra i .

Etapa Backward: Começando das barras extremas do alimentador em direção as barras da subestação, calcula-se o fluxo de corrente que circula em cada trecho (elemento) j que conecta uma barra “de” (barra à montante) à barra “para” (barra à jusante), via equação:

$$j_j^{(k)} = \sum (\text{correntes dos trechos que saem da barra "para"})$$

$$j = 1, 2, \dots, NT$$

Onde NT é o número de trechos (elementos) do sistema.

Etapa Forward: Começando das barras das subestações e terminando nas barras mais extremas do alimentador, calcula-se a tensão complexa de cada barra i do sistema, conectada a barra “de” (barra a montante da barra i), através da equação:

$$\dot{V}_i^{(k)} = \dot{V}_{de}^{(k)} - Z_j \cdot j_j^{(k)}$$

onde:

j é o trecho de ligação entre a barra i e a barra a montante “de”;

Z_j é a impedância complexa no trecho j ;

Por fim, é verificado se a convergência foi alcançada. Para cada barra do sistema analisa-se a diferença da tensão complexa, módulo e ângulo, da iteração atual com a iteração anterior. Se a diferença (erro) for maior que o critério de convergência, então $k = k+1$ e retorna-se ao passo 1 (Equação 4.3). Caso contrário, o cálculo do FC chega ao fim e têm-se os valores das tensões complexas em todas as barras e as correntes complexas em todos os trechos do sistema. Tendo tais informações, é possível determinar o carregamento f_j de cada elemento da rede.

APÊNDICE B – Dados do sistema IEEE 123 nós

Tabela 4.6 – Dados do sistema IEEE 123 nós

Nó "d"	Nó "p"	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVar]	Pmax[kW]	CT [\$]
0	1	0,0350	0,0806	40,00	20,00	6004,44	465.692,97
1	2	0,0441	0,0447	20,00	10,00	552,41	258.083,44
1	3	0,0629	0,0638	0,00	0,00	552,41	368.690,63
1	4	0,0262	0,0604	20,00	10,00	6004,44	349.269,73
3	5	0,0818	0,0829	20,00	10,00	552,41	479.297,81
3	6	0,0504	0,0510	40,00	20,00	552,41	294.952,50
4	7	0,0175	0,0403	0,00	0,00	6004,44	232.846,49
7	8	0,0566	0,0574	40,00	20,00	552,41	331.821,56
7	9	0,0566	0,0574	20,00	10,00	552,41	331.821,56
7	10	0,0262	0,0604	0,00	0,00	6004,44	349.269,73
5	11	0,0629	0,0638	40,00	20,00	552,41	368.690,63
8	12	0,1070	0,1085	0,00	0,00	552,41	626.774,06
10	13	0,0350	0,0806	40,00	20,00	6004,44	465.692,97
10	14	0,0378	0,0383	40,00	20,00	552,41	221.214,38
10	15	0,0722	0,1662	0,00	0,00	1272,94	960.491,75
12	16	0,0629	0,0638	20,00	10,00	552,41	368.690,63
12	17	0,0629	0,0638	40,00	20,00	552,41	368.690,63
13	18	0,0175	0,0403	40,00	20,00	6004,44	232.846,49
14	19	0,0252	0,0255	0,00	0,00	552,41	147.476,25
15	20	0,0629	0,0638	40,00	20,00	552,41	368.690,63
15	21	0,0262	0,0604	0,00	0,00	1272,94	349.269,73
15	22	0,0328	0,0756	40,00	20,00	1272,94	436.587,16
18	23	0,0109	0,0252	0,00	0,00	6004,44	145.529,05
19	24	0,0881	0,0893	20,00	10,00	552,41	516.166,88
19	25	0,0944	0,0957	40,00	20,00	552,41	553.035,94
20	26	0,0818	0,0829	40,00	20,00	552,41	479.297,81
21	27	0,0219	0,0504	0,00	0,00	1272,94	291.058,11
21	28	0,1322	0,1340	40,00	20,00	552,41	774.250,31
22	29	0,0566	0,1319	0,00	0,00	1272,94	762.288,05
22	30	0,0219	0,0504	0,00	0,00	1272,94	291.058,11
23	31	0,0241	0,0554	20,00	10,00	1272,94	320.163,92
23	32	0,0306	0,0705	0,00	0,00	6004,44	407.481,35
27	33	0,1385	0,1404	40,00	20,00	552,41	811.119,38
27	34	0,0241	0,0554	0,00	0,00	1272,94	320.163,92
29	35	0,0755	0,0766	40,00	20,00	552,41	442.428,75
29	36	0,0629	0,0638	20,00	10,00	552,41	368.690,63
30	37	0,0219	0,0504	20,00	10,00	1272,94	291.058,11
30	38	0,0818	0,0829	20,00	10,00	552,41	479.297,81

Tabela 4.6 – Continuação da página anterior

Nó "d"	Nó "p"	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVar]	Pmax[kW]	CT [\$]
31	39	0,0241	0,0554	20,00	10,00	1272,94	320.163,92
32	40	0,0629	0,0638	20,00	10,00	552,41	368.690,63
32	41	0,0656	0,1511	20,00	10,00	6004,44	873.174,32
34	42	0,0305	0,0710	0,00	0,00	1272,94	410.462,80
34	43	0,0175	0,0403	40,00	20,00	1272,94	232.846,49
36	44	0,0818	0,0829	20,00	10,00	552,41	479.297,81
37	45	0,0175	0,0403	0,00	0,00	1272,94	232.846,49
37	46	0,1259	0,1276	40,00	20,00	552,41	737.381,25
40	47	0,0629	0,0638	20,00	10,00	552,41	368.690,63
41	48	0,0481	0,1108	40,00	20,00	1272,94	640.327,83
41	49	0,0722	0,0350	40,00	20,00	552,41	202.508,51
41	50	0,0306	0,0705	0,00	0,00	6004,44	407.481,35
42	51	0,0239	0,0558	0,00	0,00	1272,94	322.506,48
42	52	0,0566	0,0574	20,00	10,00	552,41	331.821,56
43	53	0,0262	0,0604	40,00	20,00	1272,94	349.269,73
45	54	0,0219	0,0504	35,00	25,00	1272,94	291.058,11
45	55	0,0504	0,0510	20,00	10,00	552,41	294.952,50
49	56	0,0505	0,0245	40,00	20,00	552,41	141.755,96
50	57	0,0241	0,0554	0,00	0,00	1272,94	320.163,92
50	58	0,0219	0,0504	0,00	0,00	1272,94	291.058,11
50	59	0,0504	0,0510	20,00	10,00	552,41	294.952,50
51	60	0,1259	0,1276	40,00	20,00	552,41	737.381,25
52	61	0,0755	0,0766	20,00	10,00	552,41	442.428,75
53	62	0,0306	0,0705	40,00	20,00	1272,94	407.481,35
54	63	0,0131	0,0302	70,00	50,00	1272,94	174.634,86
54	64	0,0219	0,0504	46,67	31,67	1272,94	291.058,11
55	65	0,0755	0,0766	20,00	10,00	552,41	442.428,75
56	66	0,1011	0,0491	75,00	35,00	552,41	283.511,92
57	67	0,0175	0,0403	81,67	60,00	1272,94	232.846,49
57	68	0,0692	0,0702	40,00	20,00	552,41	405.559,69
58	69	0,0219	0,0504	0,00	0,00	1272,94	291.058,11
58	70	0,0241	0,0554	40,00	20,00	1272,94	320.163,92
59	71	0,0692	0,0702	40,00	20,00	552,41	405.559,69
62	72	0,0175	0,0403	40,00	20,00	1272,94	232.846,49
64	73	0,0219	0,0504	40,00	20,00	1272,94	291.058,11
66	74	0,1227	0,0596	46,67	33,33	552,41	344.264,47
67	75	0,0612	0,1410	20,00	10,00	1272,94	814.962,70
67	76	0,0350	0,0806	40,00	20,00	1272,94	465.692,97
68	77	0,0881	0,0893	40,00	20,00	552,41	516.166,88
69	78	0,0241	0,0554	0,00	0,00	1272,94	320.163,92
69	79	0,0566	0,0574	20,00	10,00	552,41	331.821,56

Tabela 4.6 – Continuação da página anterior

Nó "d"	Nó "p"	R [Ω]	X [Ω]	P [kW]	Q [kVar]	Pmax[kW]	CT [\$]
70	80	0,0481	0,1108	40,00	20,00	1272,94	640.327,83
71	81	0,0818	0,0829	20,00	10,00	552,41	479.297,81
73	82	0,0219	0,0504	20,00	10,00	1272,94	291.058,11
74	83	0,0939	0,0456	75,00	35,00	552,41	263.261,07
75	84	0,0394	0,0907	40,00	20,00	1272,94	523.904,59
76	85	0,0087	0,0201	0,00	0,00	1272,94	116.423,24
77	86	0,1007	0,1021	40,00	20,00	552,41	589.905,00
78	87	0,0284	0,0655	0,00	0,00	1272,94	378.375,54
78	88	0,0566	0,0574	40,00	20,00	552,41	331.821,56
79	89	0,0818	0,0829	40,00	20,00	552,41	479.297,81
80	90	0,0262	0,0604	40,00	20,00	1272,94	349.269,73
81	91	0,0692	0,0702	40,00	20,00	552,41	405.559,69
82	92	0,0437	0,1007	40,00	20,00	1272,94	582.116,21
84	93	0,0241	0,0554	0,00	0,00	1272,94	320.163,92
84	94	0,0441	0,0447	40,00	20,00	552,41	258.083,44
85	95	0,0197	0,0453	40,00	20,00	1272,94	261.952,30
85	96	0,0416	0,0957	40,00	20,00	1272,94	553.010,40
87	97	0,0875	0,2015	40,00	20,00	1272,94	1.164.232,43
87	98	0,1133	0,1148	40,00	20,00	552,41	663.643,13
88	99	0,1448	0,1467	40,00	20,00	552,41	847.988,44
89	100	0,1762	0,1787	40,00	20,00	552,41	1.032.333,75
90	101	0,0700	0,1612	40,00	20,00	1272,94	931.385,94
93	102	0,0197	0,0453	0,00	0,00	1272,94	261.952,30
93	103	0,0566	0,0574	40,00	20,00	552,41	331.821,56
96	104	0,0416	0,0957	0,00	0,00	1272,94	553.010,40
98	105	0,0755	0,0766	0,00	0,00	552,41	442.428,75
102	106	0,0197	0,0453	0,00	0,00	1272,94	261.952,30
102	107	0,0755	0,0766	40,00	20,00	552,41	442.428,75
104	108	0,1699	0,1723	20,00	10,00	552,41	995.464,69
104	109	0,0219	0,0504	40,00	20,00	1272,94	291.058,11
105	110	0,1448	0,1467	20,00	10,00	552,41	847.988,44
105	111	0,0315	0,0319	20,00	10,00	552,41	184.345,31
106	112	0,0262	0,0604	20,00	10,00	1272,94	349.269,73
106	113	0,0692	0,0702	40,00	20,00	552,41	405.559,69
108	114	0,1196	0,1212	40,00	20,00	552,41	700.512,19
109	115	0,0219	0,0504	20,00	10,00	1272,94	291.058,11
111	116	0,1322	0,1340	40,00	20,00	552,41	774.250,31
112	117	0,0504	0,0510	20,00	10,00	552,41	294.952,50
116	118	0,0818	0,0829	20,00	10,00	552,41	479.297,81
TOTAL				3130,00	1620,00	154290,16	50.663.213,57



EESC • USP