



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

LEONARDO HERNANDES

**CUSTOS DE REFORÇOS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA
TENSÃO NA PRESENÇA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

CAMPINAS

2024

LEONARDO HERNANDES

**CUSTOS DE REFORÇOS DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA
TENSÃO NA PRESENÇA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho
Coorientador: Dr. Tiago de Moraes Barbosa

Este exemplar corresponde à versão final da dissertação defendida pelo aluno Leonardo Hernandez, e orientada pelo Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho.

CAMPINAS

2024

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Hernandes, Leonardo, 1987-

H43c Custos de reforços de redes de distribuição de baixa tensão na presença de microgeração distribuída / Leonardo Hernandez. – Campinas, SP : [s.n.], 2024.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.

Coorientador: Tiago de Moraes Barbosa.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Planejamento. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Sistemas de energia fotovoltaica. 4. Análise de dados. 5. Engenharia econômica - Custos. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Barbosa, Tiago de Moraes, 1988-. III. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Costs of reinforcing low-voltage distribution networks in the presence of distributed microgeneration

Palavras-chave em inglês:

Electric energy systems - Planning

Power distribution systems

Photovoltaic power systems

Data analytics

Engineering economics

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Leandro Ramos de Araujo

Data de defesa: 30-07-2024

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0009-0006-4280-5132>

- Currículo Lattes do autor: <https://lattes.cnpq.br/7033433421781789>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Leonardo Hernandez RA: 203665

Data da defesa: 30 de julho de 2024

Título da dissertação: “Custos de reforços de redes de distribuição de baixa tensão na presença de microgeração distribuída”

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho, pela oportunidade de integrar o seu grupo de pesquisa e me possibilitar a realização do mestrado;

Ao Dr. Tiago de Moraes Barbosa, por toda a sua paciência, orientações, ensinamentos e amizade;

A todo o pessoal da ERA, em particular ao Dr. Tiago Ricciardi e ao M.Sc. Rodrigo Bonadia, por todo o suporte e pelo grande aprendizado proporcionado ao longo desse período do mestrado;

À Prof. Dra. Fernanda Caseño Trindade Arioli e a todos os amigos do LE-41 e LE-45 (Augusto, Bárbara, Bruno, Felipe, Juan, Júlia, John, Jorge, Marie, Nelson, Pedro, Tailan, Vinícius), por todos conhecimentos e momentos compartilhados;

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Viera Júnior pela amizade e confiança ao longo de todos esses anos;

À Ana Cristina, com amor, sempre, pela companhia de jornada;

Aos meus pais Luiz Carlos e Mariza, ao meu irmão Arthur e à Júlia, e a nossa família crescente: que a Maitê tenha uma vida longa e feliz! Pois sem eles não haveria isto;

À família da Ana, também minha família, por sempre me acolherem e sempre estarem ao nosso lado;

A todos os professores, colegas de pós-graduação, amigos engenheiros, agradeço a todos aqueles com quem venho tendo a oportunidade de conversar sobre engenharia de sistemas elétricos de potência;

Ao M.Sc. Ricardo Muratori, por todo suporte ao longo dos últimos anos;

Aos amigos Dr. Júlio Massignan e Prof. Dr. Guilherme Fuzato, pelos encontros cheios de Engenharia e por todo o apoio dado a mim;

Aos amigos Prof. Dra. Marília Tunes Mazon e Prof. Dr. Davi José Nardy Antunes, pela amizade e companhia em tempos de Barão Geraldo;

À CPFL Energia, pela colaboração ao longo do desenvolvimento deste trabalho de mestrado via os projetos de P&D ANEEL “PA3085 – Requisitos mínimos de funções de proteção anti-ilhamento e de curvas de regulação de geradores distribuídos”;

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

“Uns vão, uns tão, uns são, uns dão, uns não, uns hão de
Uns pés, uns mãos, uns cabeça, uns só coração
Uns amam, uns andam, uns avançam, uns também
Uns cem, uns sem, uns vêm, uns têm, uns nada têm
Uns mal, uns bem
Uns nada além
Nunca estão
Todos
Uns bichos, uns deuses, uns azuis, uns quase iguais
Uns menos, uns mais, uns médios, uns por demais
Uns masculinos, uns femininos, uns assim
Uns meus, uns teus, uns ateus, uns filhos de Deus
Uns dizem fim, uns dizem sim
E não há
Outros”

Uns, canção de Caetano Veloso

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para a estimação dos investimentos em reforços em infraestrutura necessários para a instalação massiva de geradores fotovoltaicos em redes de baixa tensão. A metodologia é desenvolvida empregando os conceitos de custo acumulado (R\$) e custo marginal (R\$/kWp). As análises são realizadas utilizando-se dados reais de quatro concessionárias nacionais de distribuição, abrangendo uma área de aproximadamente 300.000 km² e cerca de 10 milhões de unidades consumidoras. A importância de compreender e abordar esse problema no contexto nacional é justificado pelo aumento recente na quantidade de microgeração fotovoltaica instalada em sistemas de baixa tensão. As informações obtidas pela aplicação da metodologia podem ser empregadas tanto por concessionárias de distribuição de energia elétrica para balizar e justificar seus investimentos em reforços de redes de baixa tensão, quanto pelo regulador e demais órgãos governamentais para planejar modelos de negócios adequados, incluindo definição de tarifas. Para a determinação automática desses custos de reforços de redes, quatro aspectos principais são modelados: o comportamento físico (elétrico) de um conjunto de redes de baixa tensão para avaliação de capacidade de hospedagem, a modelagem do fenômeno de expansão da adoção de microgeração fotovoltaica por parte das unidades consumidoras, a modelagem dos processos utilizados pelas equipes técnicas na determinação da necessidade, ou não, de reforço de rede para recebimento adequado de geração distribuída, e a quantificação dos custos associados. O trabalho baseia-se na realização de simulações de fluxo de potência em larga escala e na sintetização de um banco de informações plausível que possibilita a análise crítica sobre o comportamento dos custos envolvidos para a tomada de decisão. A metodologia foi desenvolvida utilizando de informações prontamente disponíveis aos engenheiros da distribuição, como a Base de Dados Geográfica da Distribuição ordinária da ANEEL e o Banco de Preços da Concessionária, além de programas de computador de código aberto, como o AltDSS.

Palavras-chave: Planejamento da distribuição, microgeração solar fotovoltaica, redes de distribuição de baixa tensão, reforços de rede, investimentos em infraestrutura, custo marginal.

ABSTRACT

This work presents a methodology for estimating the investments in infrastructure reinforcements required for the massive installation of photovoltaic generators on low-voltage networks. The methodology is developed using the concepts of accumulated cost (R\$) and marginal cost (R\$/kWp). The analyses are carried out using real data from four national distribution utilities, covering an area of approximately 300,000 km² and around 10 million consumer units. The importance of understanding and addressing this problem in the national context is justified by the recent increase in the amount of photovoltaic microgeneration installed in low-voltage systems. The information obtained by applying the methodology can be used both by distribution utilities to guide and justify their investments in low-voltage network reinforcements, and by the regulator and other government bodies to plan appropriate business models, including setting tariffs. In order to automatically determine these grid reinforcement costs, four main aspects are modeled: the physical behavior of a set of low-voltage grids in order to assess their hosting capacity, the modeling of the phenomenon of the expansion of the adoption of photovoltaic microgeneration by consumer units, the modeling of the processes used by technical teams in determining whether or not grid reinforcement is necessary in order to adequately accommodate distributed generation, and the quantification of the associated costs. The work is based on carrying out large-scale power flow simulations and synthesizing plausible data that allow critical analyses of cost behavior and support decision-making. The methodology was developed using information readily available to distribution engineers, such as ANEEL's Distribution Geographic Database and utility's Price Data Set, and open-source computer programs such as AltDSS.

Index Terms: Distribution planning, rooftop photovoltaic generation, low-voltage distribution networks, grid reinforcements, power system economics, marginal costs.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Projeção da quantidade de micro e minigeração distribuída instalada.	19
Figura 1.2 – Linha do tempo de marcos regulatórios sobre a evolução da capacidade instalada de microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil.	23
Figura 1.3 – Exemplos de perfis de consumidores de diferentes categorias tipicamente encontrados em redes BT e a coincidência da geração por microFVs no meio do dia ensolarado.	25
Figura 2.1 – Esquemático geral do circuito equivalente elaborado para cada rede BT.	32
Figura 2.2 – Diagrama esquemático dos principais tipos de redes de baixa tensão encontrados nos conjuntos estudados.	33
Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia de estimação dos custos de reforço de rede.	41
Figura 3.2 – Fluxograma da rotina automática de reforço de rede.	42
Figura 3.3 – Relação entre custos acumulado e marginal em função da inserção de microFV no conjunto global estudado.	43
Figura 3.4 – Curva de geração típica do microFV considerada neste trabalho.	45
Figura 3.5 – Distribuição das potências (kWp) individuais dos microFVs para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.	46
Figura 3.6 – Distribuição das potências (kWp) totais de microFVs por rede BT para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.	46
Figura 3.7 – Distribuição das quantidades totais de microFVs por rede BT para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.	47
Figura 3.8 – Ilustração da divisão de uma rede BT em <i>redes parciais</i> (‘subredes’) para fins de balanço de carga.	51
Figura 3.9 – Esquemático sobre a atividade de recondução de caminho crítico do circuito secundário de uma rede BT.	52
Figura 3.10 – Comportamento dos indicadores utilizados para correção dos custos dos materiais e equipamentos.	56
Figura 3.11 – Matriz de correlações para instalação de transformadores de distribuição.	61
Figura 3.12 – Matriz de correlações para instalação de postes.	62
Figura 3.13 – Regressão linear do custo com relação ao comprimento de condutores substituídos nas obras.	63
Figura 3.14 – Comportamento das componentes de custos de recondução e a evolução dos indicadores de preços.	63

Figura 3.15 – Ilustração da curva de custo de uma sequência de reforços para uma rede de baixa tensão que recebe microFVs.....	67
Figura 3.16 – Esquemático da noção de próximos possíveis microgeradores a serem considerados quando de ordenação global aleatória por UC.....	69
Figura 3.17 – Comparativo dos resultados sintéticos e simulação em retrospectiva da inserção real de microFVs (custos acumulados para a concessionária A).....	70
Figura 3.18 – Impacto do tamanho da janela quando da obtenção das curvas de custo marginal.	71
Figura 3.19 – Comportamento dos custos obtidos por método probabilístico de agregação global e ilustração da faixa de interesse em estudo de reforços de rede (médio prazo).	72
Figura 4.1 – Visão geral de uma obra de referência (rede BT de 50 kVA).....	74
Figura 4.2 – Evolução do carregamento do transformador da rede BT no meio do dia (máxima incidência solar) conforme a instalação sequencial de microFVs.	75
Figura 4.3 – Evolução das tensões da rede BT no meio do dia (máxima incidência solar) conforme a instalação sequencial de microFVs.	76
Figura 4.4 – Custo de reforço (R\$) x Capacidade instalada (% da potência de transformação) – diferentes trajetórias de custo possíveis para uma rede exemplo de 50kVA.....	77
Figura 4.5 – Condições finais distintas da rede BT para alguns cenários estocásticos locais de inserção máxima de microFV.....	78
Figura 4.6 – <i>Boxplot</i> do custo acumulado total para uma rede exemplo de 50kVA em 500 cenários estocásticos.....	79
Figura 4.7 – Curvas de custos ajustadas pela aplicação de filtragem média móvel sobre 500 resultados estocásticos em nível local.	79
Figura 4.8 – Necessidades totais de transformação adicional e de intervenção nas redes secundárias para as quatro concessionárias para penetração completa de microFV.....	83
Figura 4.9 – Histograma empilhado com a distribuição estatística dos custos totais (R\$) nas redes BT (apenas circuitos reforçados) em condição de inserção completa de microFV.	84
Figura 4.10 – Histograma empilhado com a distribuição estatística dos custos médios (R\$/kWp) nas redes BT (apenas circuitos reforçados) em condição de inserção completa de microFV.	84
Figura 4.11 – Histograma empilhado com a distribuição estatística da capacidade instalada (kWp) nas redes em condição de inserção completa de microFV.....	85
Figura 4.12 – Perfil de reforços e violações ocorridas para os circuitos simulados em cada distribuidora.....	87

Figura 4.13 – Custos acumulados totais para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.....	89
Figura 4.14 – Custos marginais totais para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.....	89
Figura 4.15 – Custos parciais acumulados (em pu) para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.....	91
Figura 4.16 – Custos parciais marginais (em pu) para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.....	92
Figura 4.17 – Comportamento estocástico dos custos acumulados com o aumento do número de redes BT (e UCs) no conjunto estudado (agregação global aleatória por rede BT).	94
Figura 4.18 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global, para as quatro distribuidoras e considerando diferentes cenários Monte Carlo.....	95
Figura 4.19 – Comportamento dos custos acumulados para 50 casos com diferentes tamanhos de amostras reduzidas (apenas concessionária C e ordenamento pelos maiores custos iniciais).	97
Figura 4.20 – Comparativo do comportamento dos custos acumulados entre amostra reduzida (10% das redes) escalada e amostra completa.....	98
Figura 4.21 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: horizonte de simulação).....	99
Figura 4.22 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: passo de incremento de microFV).....	101
Figura 4.23 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: tensão no alimentador primário).....	103
Figura 4.24 – Visão geográfica do impacto generalizado do aumento da tensão primária para uma certa região estudada (estudo de sensibilidade: tensão no alimentador primário).....	104
Figura 4.25 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: prioridade de recondutoramento ou de seccionamento).....	106
Figura 4.26 – Variação das quantidades adicionais necessárias de potência de transformação e de recondutoramento de redes para diferentes prioridades de reforços com relação ao caso base.	107
Figura 4.27 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: troca de ramal de ligação).....	108
Figura 4.28 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: violações de sobrecarga de transformadores).....	109

Figura 4.29 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: limites de carregamento dos condutores).	111
Figura 4.30 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: seccionamento para sobrecorrente).	112
Figura 4.31 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: fator de potência das cargas).	113
Figura 4.32 – Quantidade de redes incapazes de recebimento de 100% de microFV mesmo com todas as intervenções de reforço modeladas neste trabalho – Sensibilidades <i>versus</i> caso base.	114
Figura 4.33 – Potência total hospedada de microFV das sensibilidades em relação ao caso base.	115
Figura 4.34 – Custos acumulados totais das sensibilidades com relação ao caso base.	116
Figura 4.35 – Custos marginais médios (R\$/kWp) das sensibilidades com relação ao caso base.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Quantidade de redes BT.....	34
Tabela 2.2 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Quantidade de unidades consumidoras.	35
Tabela 2.3 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Potência de transformação (kVA).....	35
Tabela 2.4 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária A.	37
Tabela 2.5 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária B.	37
Tabela 2.6 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária C.	38
Tabela 2.7 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária D.	38
Tabela 2.8 – Informações sobre os transformadores nas distribuidoras estudadas.	39
Tabela 3.1 – Faseamento dos microgeradores.....	46
Tabela 3.2 – Visão geral dos cadastros de reforços e obras das concessionárias estudadas. ...	57
Tabela 3.3 – Detalhamento dos cadastros de reforços de recondução das concessionárias estudadas.....	58
Tabela 3.4 – Detalhamento dos cadastros de reforços envolvendo transformadores das concessionárias estudadas.....	59
Tabela 3.5 – Detalhamento dos cadastros de reforços envolvendo postes das concessionárias estudadas.....	59
Tabela 3.6 - Correlação dos custos de instalação de transformadores com o tipo de rede urbana/rural sem influência da potência.....	61
Tabela 3.7 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Instalação de transformadores de distribuição.....	61
Tabela 3.8 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Instalação de postes.	62
Tabela 3.9 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Recondução de rede.	64
Tabela 3.10 - Parâmetros da regressão linear – Instalação de transformadores de distribuição.	65
Tabela 3.11 - Parâmetros da regressão linear – Instalação de postes.....	65
Tabela 3.12 - Parâmetros da regressão linear – Recondução de baixa tensão.....	66
Tabela 3.13 - Parâmetros da regressão linear – Extensão de rede primária.	66

Tabela 4.1 – Comparação entre os valores reais de obra e a simulação realizada.	77
Tabela 4.2 – Resultados resumidos do caso base para as quatro distribuidoras na condição de penetração máxima de microFV.....	82
Tabela 4.3 –Resumo dos impactos de diferentes parâmetros de interesse nas simulações. ...	118

LISTA DE SIGLAS

Siglas relativas à Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD):

CTMT	Entidade Circuito de Média Tensão
CRVCRG	Entidade Curva de Carga
EQTRMT	Entidade Equipamento Transformador de Média Tensão
PONNOT	Entidade Ponto Notável
SSDBT	Entidade Segmento de baixa tensão
UCBT	Entidade Unidade Consumidora de Baixa Tensão
UGBT	Entidade Unidade Geradora de Baixa Tensão
UNTRMT	Entidade Unidade Transformadora de Média Tensão

Outros

AIS	Ativo Imobilizado de Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BRR	Base de Preços Regulatória
BT	Baixa Tensão
CA	Custos Adicionais
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COM	Componentes Menores
DU	Dia Útil
DO	Domingo e/ou Feriado
DOU	Diário Oficial da União
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPR	Borracha Etileno-Propileno
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGPM	Índice Geral de Preços de Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
microFV	Microgeração Solar Fotovoltaica
MME	Ministério de Minas e Energia

MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição
PDE	Plano Decenal
PE	Polietileno Termoplástico
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
pu	Por Unidade
P&D	Pesquisa & Desenvolvimento
RED	Recurso Energético Distribuído
REN	Resolução Normativa
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SA	Sábado
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SQL	<i>Structured Query Language</i>
UC	Unidade Consumidora
VNR	Valor Novo de Reposição
XLPE	Polietileno Reticulado

SUMÁRIO

1	Introdução	19
1.1	Marcos regulatórios da geração distribuída no Brasil.....	21
1.2	Impactos técnicos e avaliação da capacidade de hospedagem em amplas regiões geográficas	23
1.3	Desafios na estimação dos custos de reforço de rede	26
1.4	Objetivos e justificativas.....	28
1.5	Materiais e recursos	28
1.6	Organização do trabalho	29
2	Características das redes estudadas e tratamento de dados.....	31
2.1	Tratamento de dados	32
2.2	Informações gerais dos conjuntos de redes de baixa tensão	36
3	Reforço automático de redes de distribuição de baixa tensão para avaliação dos custos de adequação.....	40
3.1	Modelagem das redes secundárias	43
3.2	Modelagem dos sistemas de microgeração solar fotovoltaica.....	44
3.3	Definição de nível de penetração	47
3.4	Representação da aleatoriedade do problema	48
3.5	Capacidade de hospedagem e critérios de violação.....	49
3.6	Reforços nas redes de baixa tensão.....	50
3.7	Custos de soluções estruturais de redes	55
3.8	Custos por rede de baixa tensão.....	67
3.9	Custos agregados para a concessionária	68
4	Custos de adequação de redes de baixa tensão devido à inserção de microgeração solar fotovoltaica.....	73
4.1	Estudo de caso em uma rede de baixa tensão específica	73
4.2	Estudos em larga escala para quatro concessionárias	80
4.3	Sobre a premissa de simulação única do fenômeno de expansão de microgeração nos estudos de larga escala	93
4.4	Estudos de sensibilidade em nível global	96
4.5	Comentários gerais sobre os estudos em larga escala e sensibilidades	114

5	Conclusão.....	119
	5.1 Publicações durante o projeto de mestrado.....	121
6	Referências bibliográficas	123

1 INTRODUÇÃO

A capacidade instalada de micro e minigeração distribuída (MMGD) vem aumentando no Brasil nos últimos anos, acompanhando uma tendência mundial e ainda ocorrendo em um momento anterior à plena adoção de outros tipos de recursos energéticos distribuídos (RED) pelos consumidores, como baterias e veículos elétricos. A Figura 1.1 mostra a expectativa de evolução da quantidade de sistemas de MMGD no país¹, para todos os tipos de fonte primária, tecnologia empregada e capacidade de geração, bem como histórico e projeções de crescimento. Estão apresentadas três diferentes projeções de acordo com o ambiente econômico-regulatório, sendo os cenários “mais conservador”, “referência” e “menos conservador” [1]-[4], e nota-se que existem expectativas de crescimento em anos vindouros com acréscimo entre aproximadamente 5 GW e 20 GW até 2030.

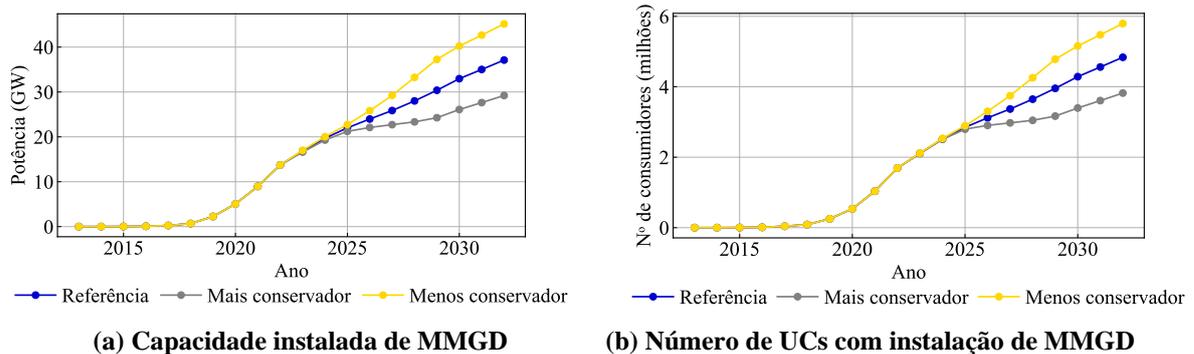


Figura 1.1 – Projeção da quantidade de micro e minigeração distribuída instalada.

Deve-se chamar atenção para o papel de destaque da geração do tipo solar fotovoltaica que, conforme a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), hoje representa 99% do montante de potência instalada total de MMGD [5]. Em 2022, o Brasil foi o quarto país que mais instalou geração fotovoltaica [6] e estava localizado entre os 10 países com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica no mundo [6]-[7]. A capacidade instalada de microgeração fotovoltaica (microFV) representa atualmente algo em torno de 82% do total de potência de MMGD fotovoltaica instalada (mais de 2,6 milhões de unidades, correspondendo a 99,5% das unidades fotovoltaicas distribuídas instaladas), ou seja, uma parcela considerável dessa geração com potências individuais dos sistemas inferiores ou iguais a 75 kW e sendo

¹ Valores conforme [1]-[2] em uma base do início de 2022. Contudo, o recém-publicado caderno do PDE 2034 [3] mostra que o crescimento nos anos 2022-2023 foi, na realidade, subestimado, de forma que chegamos a 2024 com quase 10 GW de MMGD instalada a mais do que o planejado e aquilo apresentado na Figura 1.1.

conectada em redes de baixa tensão (BT). No mundo, aproximadamente metade (48%) da geração fotovoltaica instalada correspondia a instalações em telhados em 2022 [7].

Uma das soluções mais amplamente adotadas para que redes de distribuição de energia elétrica acomodem microFV é realização de reforços de rede, como recondução e seccionamento de circuitos. Os reforços de rede são basicamente investimentos em infraestrutura de distribuição, com exigência de materiais, mão-de-obra e planejamento adequados para eliminação de sobrecargas de equipamento e/ou adequação de indicadores de qualidade de fornecimento, como tensão de regime permanente, através da elevação dos níveis de curto-circuito nas UCs (redução da impedância entre as UCs e a fonte principal do circuito tanto pelo seccionamento de rede quanto pelo aumento de bitola dos condutores utilizados). Considera-se que um sistema é capaz de acomodar a microFV se, ao recebê-la, são respeitados os limites regulatórios, como aqueles estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [8]. Em vários países, os investimentos no reforço da rede são transferidos para os clientes como tarifa de energia, sendo, assim, um aspecto que tem impacto direto na economia. Para melhor compreensão dos custos e benefícios relacionados à conexão massiva de microFVs, a sociedade brasileira, mais particularmente na forma de sua agência reguladora ANEEL, está dedicando esforços para estimar os benefícios e custos da integração de geradores distribuídos aos sistemas de energia.

Nesse contexto, o presente trabalho pretende apresentar uma metodologia, que é passível de generalização, para a estimação automática dos custos associados aos reforços necessários ao sistema de distribuição de baixa tensão, localizado em uma ampla região geográfica, para acomodar níveis crescentes de penetração de microgeração solar fotovoltaica. O método propõe considerar um elevado número de redes BT (áreas de concessão com milhões de consumidores), buscando englobar a grande diversidade dos fatores envolvidos e auxiliar nas questões acerca do aumento de microgeração distribuída *a priori*, *i.e.*, com fins de planejamento. Há uma expectativa, portanto, de que a metodologia possa inspirar uma ferramenta metodológica padrão para os estudos em larga escala em uma perspectiva nacional, possivelmente contribuindo para vislumbres em termos regulatórios.

1.1 Marcos regulatórios da geração distribuída no Brasil

O crescimento recente verificado na quantidade de pedidos de conexão de MMGD no Brasil vem se desenrolando sobre um conjunto de regras e marcos regulatórios. Um momento importante no cenário nacional foi a Resolução Normativa (REN) n° 482, de 17 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de MMGD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) aplicável a UCs com geração própria. Em 2012, existiam 460,0 kWp instalados de microgeração solar fotovoltaica no país [5]. A resolução anterior foi atualizada pela REN n° 687, de 24 de novembro de 2015, sendo aprimoradas as regras aplicáveis à MMGD, com a alteração do limite da potência instalada de minigeração de 1 MW para 5 MW (e 3 MW para fontes hídricas), e de microgeração de 100 kW para 75 kW, além da criação de novas modalidades, como os empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Na data de publicação da resolução eram contabilizados 8,4 MWp de microFV [5]. As regras estabelecidas na ocasião passaram a permitir a compensação da energia gerada por pequenas centrais de geração instaladas em unidades consumidoras, localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão ou permissão, o que ficou conhecido como compensação remota. Em 17 de outubro de 2017, momento em que a capacidade de microFV instalada no país era de 114,3 MWp, foi publicada a REN n° 786, que mudou a minigeração distribuída de 75 kW a 5 MW para todas as fontes renováveis de energia. Durante o processo de atualização normativa, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, por exemplo, se o SCEE deveria ser aplicado de maneira que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida e se considerando todas as componentes tarifárias. O modelo previamente estabelecido foi mantido na época, ficando determinada uma nova revisão, com foco nos aspectos econômicos, até o final de 2019 (ao final do referido ano somavam-se em torno de 1,8 GWp de microFV instalada no Brasil). No dia 6 de janeiro de 2022 foi sancionado o Marco Legal da microgeração e minigeração distribuída (Lei 14.300/2022 [9]), quando a capacidade instalada de microFV alcançava 8,0 GWp. A Lei determinou, também, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD no contexto nacional, devendo incluir aspectos locacionais da MMGD e as implicações em componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição [10].

A presença do tema na agenda regulatória vem se estendendo até o momento atual, através da realização de chamadas públicas para discussão da sociedade, realização de

seminários e culminando em publicações oficiais. Dois últimos eventos recentes são a publicação da REN 1059 [11], na data de 7 de fevereiro de 2023 (pouco mais de um ano após o Marco Legal e quando 15,9 GWp de microFV encontravam-se instalados), que procurou aprimorar as regras para a conexão e o faturamento de MMGD em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, e o Despacho do Presidente da República [12] publicado no Diário Oficial da União no dia 07 de maio de 2024 (23,5 GWp de microgeração solar fotovoltaica), estabelecendo diretrizes para valoração do impacto da MMGD. Desta última publicação destacam-se alguns trechos de particular interesse para esta dissertação:

- “Considerar os efeitos relativos à necessidade de implantação de melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas instalações (...) de distribuição, bem como efeitos relacionados aos custos operacionais das distribuidoras;
- Considerar os efeitos relativos (...) à qualidade do suprimento de energia elétrica aos consumidores;
- Considerar os efeitos locacionais na rede de distribuição (...) decorrentes da localização do ponto de conexão da unidade consumidora com MMGD, observadas as especificidades técnicas das redes de distribuição de cada distribuidora, garantindo os aspectos de reprodutibilidade e transparência (...);
- Considerar os efeitos relativos à simultaneidade, sazonalidade e ao horário de consumo e de injeção de energia elétrica na rede ao longo do dia;
- Primar pela eficiência, simplicidade, clareza, economicidade, reprodutibilidade e objetividade dos critérios e metodologias (...);
- Garantir transparência e publicidade do processo, metodologia, custos e benefícios sistêmicos da MMGD, inclusive as bases de dados utilizados e memoriais de cálculo realizados.”

Por fim, pode-se afirmar que dois mecanismos regulatórios que vêm promovendo a conexão de MMGD são: (1) a adoção do SCEE, mecanismo central da REN 687, também conhecido como *net metering*, permitindo que o consumidor e produtor de energia elétrica (ou *prossumidor*) possa injetar energia na rede elétrica num determinado período e consumir em outro com compensação integral em termos de energia (1 pu de energia injetada equivale ao crédito de 1 pu em energia consumida) [13], e (2) a falta de revisão das regras tarifárias de compensação de MMGD. As regras vêm sendo estudadas e adaptadas, contudo, fica claro que ainda não há uma maneira clara e aplicável de forma generalizada para estimativa dos custos e

benefícios relacionados. Este trabalho tem a intenção de colaborar para com a discussão corrente, procurando sistematizar e executar estudos técnico-econômicos para determinar concretamente os custos para os sistemas de distribuição causados, em particular, pela inserção de microFV, e fazendo isso a partir de informações que estão hoje, em geral, disponíveis publicamente. Este tipo de metodologia e os seus respectivos resultados podem auxiliar no aprimoramento do modelo regulatório, seja via atualização da tarifa ou de requerimentos técnicos para a inserção dos geradores. Portanto, além de inovações técnicas, as inovações regulatórias colocam-se também como um desafio e devem colaborar para a construção gradativa de um novo arcabouço legal [13].

A linha do tempo com os principais marcos regulatórios citados nesta seção e a capacidade instalada de microgeração fotovoltaica distribuída em cada momento é apresentada na Figura 1.2.

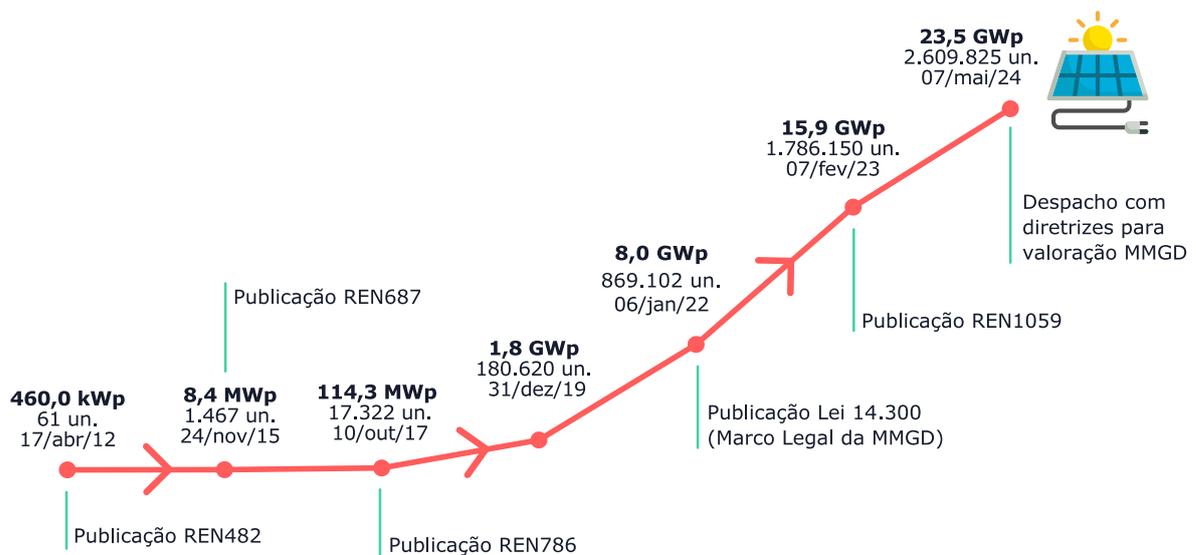


Figura 1.2 – Linha do tempo de marcos regulatórios sobre a evolução da capacidade instalada de microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil.

1.2 Impactos técnicos e avaliação da capacidade de hospedagem em amplas regiões geográficas

Os impactos técnicos da conexão de microFVs no sistema de distribuição diferem-se daqueles normalmente ocasionados pela conexão de cargas, seja pela coincidência dos fluxos nas redes em horários em torno do meio do dia, seja pela mudança no sentido da potência, agora da unidade consumidora para a subestação. Como o fenômeno aqui estudado é aquele da conexão massiva (no sentido de intenso e generalizado) de microgeração, sabendo que a regulação do sistema público de distribuição de energia elétrica prevê o pagamento de

compensações financeiras devidas pela concessionária ao consumidor no caso de transgressões ocorridas, impõe-se a necessidade de correta compreensão para atuação nas redes e/ou modificação de estratégia de regulação de tensão na distribuição [14]. Entre os potenciais impactos técnicos causados pelo aumento de penetração de geradores nos sistemas de distribuição de energia elétrica estão:

- **Aumento da magnitude de tensão:** não são esperadas questões de subtensão com a injeção de potência da unidade consumidora para a concessionária, mas, sim, de sobretensão (muito embora subtensões podem acontecer em casos de redes BT em situações com desequilíbrios elevados). As redes BT convencionais não costumam dispor de um controle dinâmico de reativos/tensão próprio, ainda que atualmente possam ser encontradas soluções como transformadores de distribuição com comutação automática de tapes [15], controle pelos próprios inversores dos geradores [16], entre outras. Dessa forma, as tensões no circuito excursionam ao longo do dia a depender da carga e geração atendidas, e das características da rede.
- **Sobrecarga de condutores ou transformadores:** por conta do rendimento energético anual esperado de sistemas de geração fotovoltaicos e pelo fato de que, para as microFVs instaladas nas UCs em uma rede BT, o fator de coincidência tende a 1,0 (baixa diversidade), há uma propensão a causar um efeito de congestionamento na rede e em resultar violações dos limites técnicos e regulatórios. A Figura 1.3 traz exemplos de curvas de carga em um dia útil de consumidores de diferentes categorias encontrados na distribuição (a fim de ilustrar a existência de diversidade) e as respectivas curvas de geração de céu limpo dos microgeradores (a fim de ilustrar a coincidência) de cada consumidor que são dimensionados para compensar o consumo da carga anual. Nesta figura, o último gráfico traz a composição (soma) das cargas dos três consumidores e nota-se o efeito de concentração da geração solar no meio do dia quando ocorre um dia de céu limpo.
- **Aumento no nível de desequilíbrio de tensão:** os microgeradores não são necessariamente trifásicos na distribuição, pelo contrário, podem ser conectados através de diferentes fases e quantidades de fases. Microgeradores monofásicos, e aqueles conectados entre apenas duas fases (“monofásico entre duas fases”), de potência elevada podem potencialmente causar transgressões. Atividades de balanceamento de carga e geração são recomendadas às distribuidoras como

solução para níveis altos de desequilíbrio. A referência [17] traz informações sobre impactos relacionados e discussões acerca de possibilidades de padronização técnica.

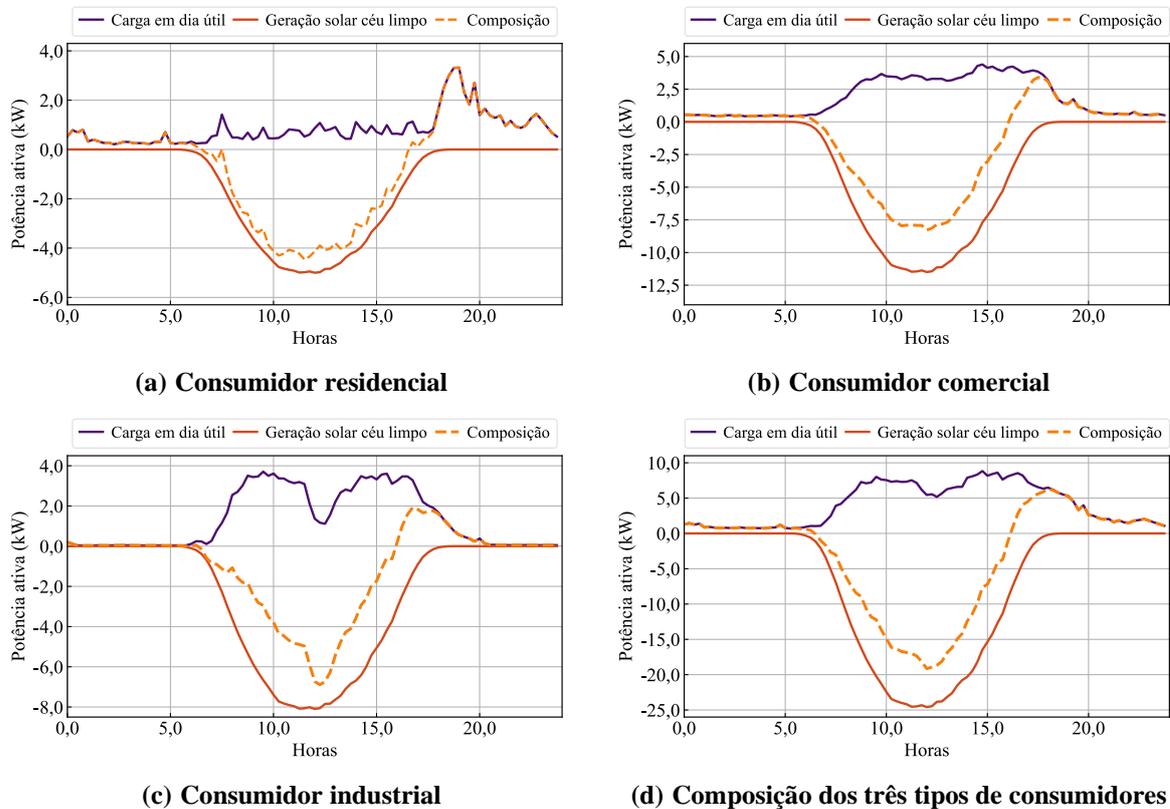


Figura 1.3 – Exemplos de perfis de consumidores de diferentes categorias tipicamente encontrados em redes BT e a coincidência da geração por microFVs no meio do dia ensolarado.

As referências [18]-[23] apresentam um levantamento das principais questões técnicas geralmente associadas à penetração de microFV em sistemas de distribuição de baixa tensão e apresentam metodologias para abordar o problema. A instalação de microFV nestes trabalhos é tratada de maneira estocástica e a análise contempla a execução de simulações em larga escala sobre modelos de sistemas reais para a sintetização de cenários futuros plausíveis e possíveis. Em [20] são apresentadas estratégias para a criação de cenários realistas de alocação de microFVs em telhados em estudos estocásticos. A referência [18] traz, em particular, um estudo realizado para uma concessionária brasileira buscando: “(1) investigar o impacto do modelo do gerador fotovoltaico na estimação da capacidade de hospedagem com foco no uso de dados que sejam acessíveis para os engenheiros da concessionária; (2) obter resultados quantitativos baseados em um estudo de larga escala com capacidade de auxiliar os engenheiros em tomadas de decisões com relação aos impactos técnicos causados pela conexão massiva de microFVs, assim como permitir um melhor planejamento dos sistemas ao longo dos anos;

(3) obter resultados objetivos demonstrando diferentes ações que podem ser capazes de melhorar a capacidade de hospedagem de microgeradores das redes BT”. O principal impacto técnico encontrado na concessionária estudada é a sobretensão (45,7% de violação de tensão máxima precária e 15,9% de violação de tensão máxima crítica), com o carregamento da linha sendo o segundo critério mais restritivo, com 31,9% dos casos. A subtensão é o terceiro critério mais restritivo com 2,2%, seguido do carregamento do transformador e do desequilíbrio de tensão com 2,1% e 0,8% respectivamente.

1.3 Desafios na estimação dos custos de reforço de rede

Dois pontos de grande relevância no âmbito nacional são inicialmente destacados no que diz respeito a avaliação de redes de distribuição: *escalabilidade* e *reprodutibilidade*. Quanto à necessidade de *escalabilidade*, o Brasil possui redes de distribuição de energia elétrica diversas e de extensa cobertura, divididas pela área de concessão e permissão de 105 distribuidoras, sendo 53 concessionárias e 52 permissionárias [24]. Um dos desafios de se criar generalizações está nas grandes diferenças regionais que tem influência tanto de uma perspectiva técnica (*e.g.*, conexão e capacidade de transformadores, níveis de tensão típicos, condutores, configuração de rede) quanto nas características do fenômeno econômico em si (mais intenso ou menos intenso, presença de uma determinada tecnologia ou outra, aspectos de logística e mão de obra, e assim por diante). As distribuidoras projetam e operam as suas redes tendo como base as suas experiências técnicas previamente adquiridas, consolidadas em seus respectivos padrões e normas, e suas realidades econômicas. Assim, as metodologias de obtenção dos custos de reforço de rede devem possibilitar a contemplação da realidade concreta da maioria das distribuidoras, ou seja, o mais generalista possível. Quanto à questão de *reprodutibilidade*, as metodologias devem permitir a reprodução por diferentes agentes do setor elétrico de maneira consistente. Desta forma, metodologias muito complexas e dificilmente aplicáveis não podem ser adotadas, mesmo que eventualmente resultem em valores de custos mais precisos. A implementação das metodologias na forma de ferramentas computacionais facilita a sua aplicação, sendo de grande interesse por reduzirem a necessidade de intervenção manual, minimizando a necessidade de simplificações e a ocorrência de erros. Considerar tais perspectivas é crucial para a abrangência e confiabilidade das informações utilizadas com fins de planejamento.

Alguns outros desafios mais específicos devem ainda ser considerados. O primeiro deles é a necessidade de se obter cenários reais futuros plausíveis, *i.e.*, como se dará a evolução

do fenômeno de instalação generalizada dos microFV (quais consumidores instalarão sistemas de geração própria e em qual sequência), além das características particulares de cada sistema de geração própria (quais são as respectivas potências nominais, faseamento e perfil de geração ao longo de um período de planejamento). Como indicado na seção anterior, diversos trabalhos vêm se baseando em métodos probabilísticos para alcançar resultados satisfatórios nesse tipo de problema e a metodologia aqui proposta também se valerá de tal abordagem. Um segundo desafio é a modelagem das estratégias de reforço tipicamente empregadas pelas distribuidoras e a definição das melhores práticas de engenharia com menor custo global em cada situação. As estratégias modeladas neste trabalho baseiam-se nas práticas de engenharia das concessionárias estudadas e são validadas a partir de casos de obras reais realizadas através da reprodução determinística dos eventos ocorridos (ordenação e tamanho dos microFVs). Um último desafio é a determinação acurada dos custos das intervenções de reforço empregadas pelas distribuidoras, normalmente compostos por diferentes parcelas como os custos em equipamentos e custos de serviços, dentre outros. Este trabalho utilizou bancos de preços fornecidos pelas distribuidoras estudadas, ainda que as informações estejam no geral disponíveis publicamente, aplicando sobre tais dados um tratamento matemático para obtenção dos custos relacionados às diversas estratégias de reforço.

Por fim, cabe citar que na literatura existem publicações internacionais ([25]-[29]) que trazem experiências com enfoque na utilização de rotinas computacionais automatizadas para quantificação de investimentos em reforços de rede de acordo com cenários de planejamento de aumento futuro projetado da quantidade de MMGD. Os trabalhos citados trazem aplicações de planejamento sobre sistemas reais e destacam a importância da existência de um volume grande de redes para que as avaliações automáticas com fins de planejamento de sistema de distribuição de escala regional possam fornecer resultados adequados. Outro ponto ressaltado é que a tarefa de análise de redes é usualmente complexa, sendo na maior parte das vezes realizadas por especialistas que justamente utilizam das suas experiências para balancear adequadamente os objetivos técnicos e econômicos envolvidos, tornando-se um desafio reproduzir esses processos sem simplificações exageradas, ou sem perda significativa de informações. As referências consideram diferentes tipos de ações e reforços nos circuitos de distribuição, a saber: substituição de linhas ou transformadores existentes, seccionamento de redes, instalação de condutores em paralelo àqueles existentes, utilização de controles mais avançados nos microFVs (*peak shaving*, diferentes fatores de potência e outros), e substituição dos transformadores de distribuição por outros com comutação automática de tapes. É

importante considerar que, muito embora os estudos tenham sido realizados sobre uma grande diversidade de redes reais, as redes e práticas naqueles locais possuem características bastante distintas do contexto geral brasileiro.

1.4 Objetivos e justificativas

O objetivo central deste trabalho é desenvolver e aplicar metodologias técnico-econômicas para determinar, a partir da maior quantidade possível de informações disponíveis publicamente, os custos globais acumulado (R\$) e marginal (R\$/kWp) em infraestrutura de redes motivados pela inserção gradual e generalizada de microFV em sistemas de distribuição de baixa tensão. Atualmente não há um consenso no país sobre como realizar tal tipo de avaliação de maneira sistemática e padronizada para, por exemplo, possibilitar um comparativo entre os investimentos necessários em diferentes regiões e sistemas de distribuição. A proposta aqui desenvolvida considera, com base nas informações disponíveis, elaborar modelos que permitem avaliar a capacidade de hospedagem das redes BT e realizar a análise técnica de engenharia com a reprodução das estratégias convencionais para recebimento de geração via reforço de rede. A sintetização desses resultados através de simulações em larga escala possibilita a determinação dos custos acumulados e marginais de reforço da distribuição, a identificação de tendências e comportamentos gerais (*e.g.* toda uma região ou toda uma distribuidora) ou até mais específicos (*e.g.* um determinado alimentador ou uma rede de baixa tensão em particular), além de permitir a comparação de diferentes fatores e estratégias de reforço nos custos. A principal contribuição deste trabalho é, a partir da aplicação da metodologia desenvolvida para diferentes concessionárias brasileiras que atendem uma ampla região geográfica e uma grande quantidade de consumidores, apresentar resultados quantitativos sobre o comportamento da evolução dos custos em função do aumento da inserção de microFV. É esperado que esse tipo metodologia e informação disponibilizada, considerando a aplicabilidade em outras concessionárias do país, possam auxiliar nas discussões dos agentes do setor e sociedade na melhor compreensão do fenômeno e dos custos envolvidos.

1.5 Materiais e recursos

Os algoritmos desenvolvidos neste trabalho utilizam a linguagem de programação Python [30]. Esta linguagem vem sendo amplamente utilizada em projetos científicos devido à sua versatilidade e pelo seu desenvolvimento aberto que possibilita a existência de uma grande

comunidade que contribui continuamente com recursos abundantes. Assim, muitas tarefas como a integração com diferentes ferramentas computacionais, a análise e a visualização de dados, a realização de simulações e de operações sobre grafos são facilitadas em grande medida.

O motor de cálculo (*engine*) utilizado para a modelagem das redes elétricas e na realização das simulações de fluxo de carga, inclusive, baseado em séries temporais foi a distribuição alternativa (AltDSS) do software OpenDSS [31]. Este pacote alternativo faz parte de um esforço maior para portar, de forma eficiente, o OpenDSS original para outras plataformas (sistemas operacionais, arquiteturas de processador, linguagens de programação e ambientes), proporcionando ainda recursos adicionais não disponíveis através da interface oficial COM (*Component Object Model*). Os principais desenvolvedores e colaboradores dessa ferramenta alternativa são também pesquisadores do setor elétrico, tanto da universidade quanto da indústria, e os resultados deste desenvolvimento são validados regularmente com o mecanismo oficial do OpenDSS.

A análise e o armazenamento dos dados utilizados neste trabalho de mestrado, tais como as informações dos conjuntos de redes estudadas e os resultados obtidos nas avaliações realizadas, são suportados pela utilização de bancos de dados SQLite [32]. Esse formato possui algumas características e vantagens para as aplicações deste trabalho, como aquela de que o banco de dados resultante é um arquivo único bastante estável, por ser de fácil uso (comandos SQL, ou *Structured Query Language*, para trabalhar com os dados), por ser eficiente (conteúdo pode ser extraído em partes sem a necessidade de processar o arquivo inteiro) e por ser compatível com diversas ferramentas de código aberto. Outra grande utilidade deste formato é a extensão SpatiaLite que permite suporte também de dados espaciais (geométricos).

As simulações e análises deste trabalho de mestrado foram realizadas em um computador de tipo pessoal com as seguintes especificações: processador Intel Core i7-4790 CPU @ 3.60GHz, 16 GB de RAM, sistema operacional de 64 bits e processador x64.

1.6 Organização do trabalho

Este texto está organizado como segue:

- **Características das redes estudadas:** o Capítulo 2 traz a caracterização dos conjuntos de redes estudadas. Tais redes pertencem a concessionárias brasileiras distintas e são obtidas a partir das respectivas Base de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD) [33]-[34].

- **Desenvolvimento da metodologia automática de reforços de redes:** o Capítulo 3 descreve a metodologia de reforço de redes BT trazendo o encadeamento lógico proposto para tratar o problema principal sob investigação. As principais estratégias para tratar os desafios existentes no trabalho são apresentadas, além das considerações sobre os indicadores técnicos usados na identificação das necessidades de intervenção nos circuitos e do tratamento das bases de preços de referência para obtenção dos custos de reforços.
- **Estudos para validação geral, sensibilidades e resultados gerais:** o Capítulo 4 traz, sob diferentes perspectivas, resultados obtidos empregando-se a metodologia de reforço de redes proposta. São reproduzidos e investigados tanto casos individuais de obras reais previamente realizadas quanto casos globais (para as concessionárias como um todo). As sensibilidades dos custos de reforços são avaliadas e discutidas com base na variação de diversos parâmetros de interesse.
- **Conclusão:** Por fim, a conclusão sobre as possibilidades de utilização da metodologia e da rotina computacional desenvolvida são apresentadas no Capítulo 5.

2 CARACTERÍSTICAS DAS REDES ESTUDADAS E TRATAMENTO DE DADOS

A obtenção dos custos de investimento em infraestrutura de distribuição de energia elétrica para uma ampla área geográfica e uma grande quantidade de consumidores parte, nesta dissertação, da realização de simulações em larga escala sobre modelos de redes reais existentes com o objetivo principal de capturar a diversidade das redes dentro do conjunto, abordagem muitas vezes chamada de *bottom-up*, ou seja, partindo do processamento das características específicas e pulverizadas dos elementos dos conjuntos de informações até se chegar em considerações mais generalizadas sobre o conjunto em si. No Brasil existem regras estabelecidas pela agência reguladora que determinam que muitas das informações sobre o serviço público de distribuição estejam disponíveis em um formato comum e periodicamente atualizadas, incluindo-se aqui a BDGD [33]-[34]. O modelo geográfico estabelecido para a BDGD é uma simplificação do sistema elétrico real, para um período estabelecido, visando refletir tanto a situação dos ativos quanto das informações técnicas e comerciais de interesse. A estrutura da BDGD pode ser encontrada no Módulo 10 do PRODIST [8] e a descrição detalhada dos elementos que constituem essa base de dados são apresentados no Manual de Instruções da BDGD [33]. Com isso, as informações das redes foram obtidas a partir de uma extração da BDGD ordinária de 2020 das distribuidoras analisadas. São estudadas quatro diferentes concessionárias de distribuição, designadas aqui como concessionárias A, B, C e D, com áreas de concessão nas regiões Sudeste e Sul do Brasil que totalizam 305.451 km², atendendo cerca de 10 milhões de unidades consumidoras, ou ainda uma população superior a 22 milhões de pessoas [24]. Nos estudos aqui realizados são utilizadas apenas redes de baixa tensão, também chamadas de redes secundárias – daqui em diante nesta dissertação, que por ‘redes’ entenda-se ‘redes de baixa tensão’ e por ‘consumidores’, então, ‘consumidores de baixa tensão’.

De uma maneira geral, as redes de baixa tensão das quatro distribuidoras são radiais e aéreas, e as tensões primárias e secundárias, além dos arranjos (grupos de ligação, ou faseamento) desses circuitos/transformadores, são apresentados na Tabela 2.8 ao final deste capítulo. Cada rede individual é modelada conforme ilustrado no caso geral da Figura 2.1, *i.e.*, através de um equivalente de Thévenin representando a rede de média tensão (MT), sendo a tensão do equivalente ajustada em 1,00 pu (por unidade), um transformador (trifásico, monofásico ou monofásico com tape central) e um conjunto de linhas (segmentos das redes secundárias e ramais de ligação) e cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas. As redes são, em sua maioria, trifásicas modeladas com quatro fios incluindo, portanto, as características do

neutro, porém podem ser redes monofásicas dependendo do transformador. As redes são multiterradas, com aterramento no transformador de distribuição e em cada ponto de fornecimento nos consumidores. Para cada consumidor são definidas curvas de carga de 24 horas com resolução de 15 minutos de acordo com sua classe (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com sua faixa de consumo. As curvas de cargas são consideradas variáveis determinísticas nas simulações, de maneira que a curva atribuída a um determinado consumidor não é alterada com as mudanças nos cenários. Os consumidores são modelados com a injeção de potência ativa com característica de 50% do tipo potência constante e 50% do tipo impedância constante, e a potência reativa com característica de 100% do tipo impedância constante, conforme sugerido para cálculo de perdas no (Módulo 7) em [8], e com o número de fases e conexão de acordo com os valores informados pela BDGD. Por fim, é importante mencionar que os microFVs já existentes na base de dados não são considerados como microFVs explícitos de fato, com suas características próprias e curva de geração. O impacto da presença prévia de microFV em um consumidor é a redução de consumo de energia elétrica mensal e, então, as suas respectivas curvas de carga diária são escaladas (reduzidas). Pode-se dizer que ainda não há procedimentos bem estabelecidos no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro de como tratar a presença dos microFVs nos estudos do setor, porém isso já vem sendo discutido por meio da Tomada de Subsídios nº 13/2022 [35] particularmente em questões de perdas técnicas.

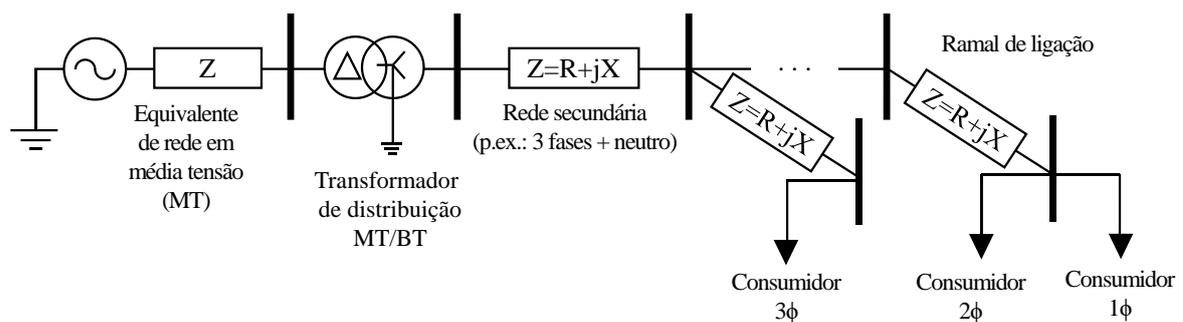
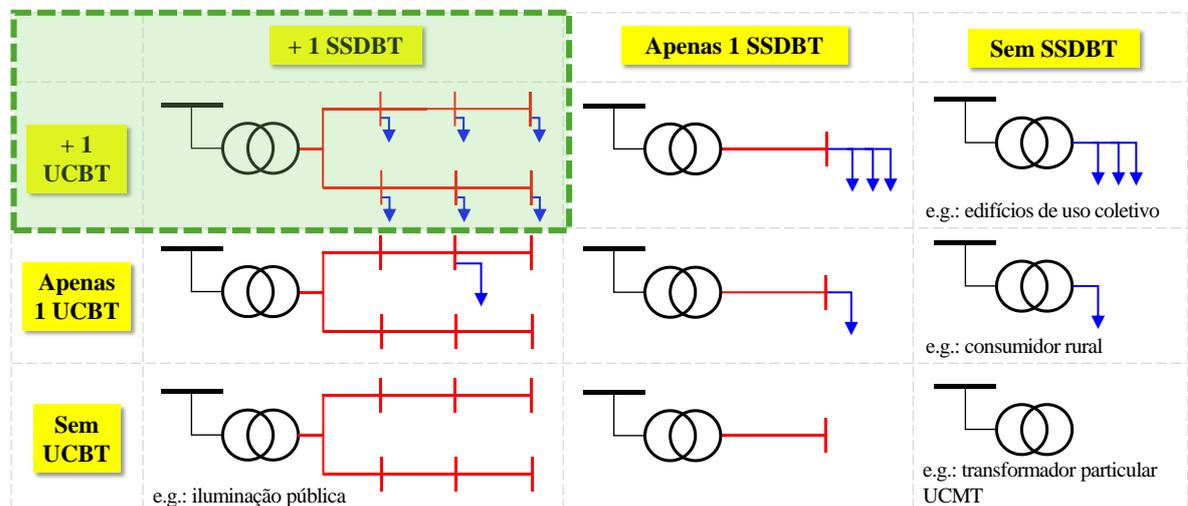


Figura 2.1 – Esquemático geral do circuito equivalente elaborado para cada rede BT.

2.1 Tratamento de dados

Com base em um pré-processamento dos dados, algumas redes secundárias são descartadas, não sendo utilizadas nos estudos de reforços. O descarte é feito basicamente por conta de certas características, conforme esquemático simplificado na Figura 2.2 sobre tipos de redes normalmente encontrados nos bancos de dados. Redes sem segmentos de rede secundária (SSDBTs) e com apenas uma UCBT são descartadas, pois frequentemente são inaptas a

receberem microFV (por exemplo, prédios). Redes sem UCBTs (por exemplo, redes apenas com iluminação pública) não são consideradas por não haver UCBTs para receberem microFV. Redes com consumo nulo ou negativo também são descartadas, pois podem conter UCBTs desativadas ou já possuem alta penetração fotovoltaica. Redes com loop topológico são descartadas devido à relativa complexidade de tratamento topológico para a realização dos reforços de rede, além de representarem um quantitativo pequeno frente a toda a distribuidora. Também não são consideradas aquelas redes com postos transformadores com mais de um equipamento. Assim, a metodologia automática de reforços considera redes do tipo identificado em verde, no canto superior esquerdo da Figura 2.2, com mais de um SSDBT e mais de uma UCBT.



Legenda

- UNTRMT = Unidade Transformadora de Média Tensão (trafo de distribuição)
- SSDBT = Segmento do Sistema de Distribuição em Baixa Tensão (vão de rede secundária)¹
- UCBT = Unidade Consumidora de Baixa Tensão

¹ Não inclui ramal de ligação

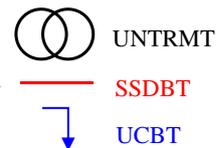


Figura 2.2 – Diagrama esquemático dos principais tipos de redes de baixa tensão encontrados nos conjuntos estudados.

Da Tabela 2.1 até a Tabela 2.3 são apresentadas as relações de circuitos descartados e executados nas simulações em termos de quantidade de redes, quantidade de unidades consumidoras e potência de transformação instalada respectivamente. Nota-se que cerca de 40% (186.337 de 463.193 redes) do total de redes é descartado, o que corresponde a 36% (9,4 em 26,0 GVA) da potência de transformação instalada e a apenas 7,4% (742.698 em 10.051.529) das unidades consumidoras. O fator mais relevante para o descarte em termos de quantidade de redes é a quantidade mínima de UCBTs na rede (31% das redes são descartadas pela inexistência ou existência de apenas uma UCBT declarada, englobando apenas 1,3% dos

consumidores e 21% do total de potência de transformação instalada). O conjunto da distribuidora C é o que tem a maior quantidade relativa de redes descartadas (65% de suas redes, englobando 8% das UCBTs e 47% da potência de transformação instalada) e o conjunto B representa aquele com a menor quantidade relativa de redes descartadas (18% de suas redes, correspondendo a 7% das UCBTs e a 17% da potência de transformação instalada).

Tabela 2.1 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Quantidade de redes BT.

	A	B	C	D	Total
Total de redes secundárias não-particulares	205.815	45.916	37.831	173.631	463.193
Redes sem SSDBTs	20.678	2.947	5.258	13.766	42.649
Redes com zero ou uma UCBT	64.710	5.283	19.276	52.409	141.678
Redes com consumo nulo ou negativo	326	16	1	213	556
Redes com mais de um transformador no mesmo posto	0	0	0	20	20
Redes com <i>loop</i> topológico	1.222	48	28	176	1.474
Redes secundárias para aplicação da metodologia	118.879	37.622	13.268	107.047	276.816

Tabela 2.2 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Quantidade de unidades consumidoras.

	A	B	C	D	Total
Total de redes secundárias não-particulares	4.725.978	1.843.147	476.451	3.005.953	10.051.529
Redes sem SSDBTs	267.984	117.397	17.010	122.278	524.669
Redes com zero ou uma UCBT	61.894	4.258	19.012	49.673	134.837
Redes com consumo nulo ou negativo	2973	101	6	1092	4172
Redes com mais de um transformador no mesmo posto	0	0	0	901	901
Redes com <i>loop</i> topológico	62.089	3008	1521	11501	78.119
Redes secundárias para aplicação da metodologia	4.331.038	1.718.383	438.902	2.820.508	9.308.831

Tabela 2.3 – Estatísticas das redes secundárias das quatro empresas em análise – Potência de transformação (kVA).

	A	B	C	D	Total
Total de redes secundárias não-particulares	13.131.901,5	3.896.462,5	1.468.805,5	7.515.531,5	26.012.701,0
Redes sem SSDBTs	2.520.258,0	357.803,5	160.397,5	694.876,5	3.733.335,5
Redes com zero ou uma UCBT	3.473.137,0	287.618,0	529.340,5	1.195.200,0	5.485.295,5
Redes com consumo nulo ou negativo	21.009,0	1.290,0	45,0	11.757,5	34.101,5
Redes com mais de um transformador no mesmo posto	0,0	0,0	0,0	5.409,5	5.409,5
Redes com <i>loop</i> topológico	75.619,5	4.965,0	1.935,0	15.022,5	97.542,0
Redes secundárias para aplicação da metodologia	7.041.878,0	3.244.786,0	777.132,5	5.593.265,5	16.657.062,0

2.2 Informações gerais dos conjuntos de redes de baixa tensão

Cada uma das quatro concessionárias estudadas possui peculiaridades em suas redes de distribuição de baixa tensão que podem influenciar nos resultados dos custos específicos (de cada rede BT) e no conjunto como um todo. Posto isso, algumas métricas das redes são apresentadas da Tabela 2.4 até a Tabela 2.7 individualmente para cada distribuidora A, B, C e D, respectivamente. As métricas consideram os conjuntos após o pré-processamento (tratamento de dados), ou seja, após o descarte de redes não aptas para aplicação da metodologia. Já a Tabela 2.8 traz outras informações sobre os transformadores MT/BT de cada concessionária. Pode ser observado que as características possuem elevada diversidade em alguns indicadores, fazendo com que seja difícil definir certas características representativas, mesmo levando em conta as redes pertencentes a uma mesma distribuidora. Essa heterogeneidade pode ser vista pelos altos valores de desvio padrão e pela diferença da faixa central de valores que engloba 90% das redes. Não serão estabelecidos, então, sistemas representativos e todas as redes serão simuladas.

Nota-se que a distribuidora A é a que possui o maior carregamento médio anual, tanto considerando o dia todo quanto analisando o carregamento apenas ao meio-dia, embora destaque-se que, ainda assim, neste caso o carregamento médio fica abaixo de 23%. A distribuidora B possui redes com mais unidades consumidoras e, na média, possui consumidores mais distantes do transformador de distribuição. A distribuidora D é a única distribuidora que possui quantidade significativa de transformadores monofásicos e de transformadores em áreas não urbanas e, de modo geral, também possui circuitos mais longos, mas com cargas mais baixas. Outro aspecto que chama a atenção sobre a distribuidora D é a tensão de operação dos circuitos, operando em geral com tensão mais alta que as demais (380V ao invés de 220V). Enquanto a distribuidora D é a que possui, em média, mais consumidores monofásicos, a distribuidora B é aquela com maior número relativo de consumidores bifásicos e a distribuidora A possui quantidades equilibradas entre consumidores monofásicos e bifásicos.

Tabela 2.4 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária A.

Parâmetro	Valor médio	Desvio padrão	90% das redes*
Potência do transformador de distribuição (kVA)	59,2	35,1	30 - 112,5
Quantidade de cargas, incluindo iluminação pública	46,7	29,9	6 - 99
Quantidade total de UCBTs	36,4	27,2	3 - 84
Quantidade de UCBTs monofásicas	16,9	20,3	0 - 56
Quantidade de UCBTs bifásicas	15,8	17,8	0 - 44
Quantidade de UCBTs trifásicas	3,1	4,5	0 - 10
Quantidade de UCBTs grupo tarifário B1 (residencial)	33,3	26,8	1 - 80
Demanda média anual (kW)	12,1	8,1	1,5 - 26,5
Demanda média anual ao meio-dia (kW)	11,4	8,8	1 - 27,2
Carregamento médio anual (% transformador)	22,0	13,1	3,4 - 44,2
Carregamento médio anual ao meio-dia (% transformador)	20,2	13,0	2,4 - 42
Razão X/R da rede (apenas SSDBTs)	0,4	0,2	0,2 - 0,7
Limite térmico médio dos condutores (A)	207,4	59,4	129 - 311
Distância máxima de UCBT até transformador (m)	327,4	555,7	58 - 858,8
Extensão total de linhas por rede secundária (m)	778,7	463,2	140,2 – 1.608,7

Tabela 2.5 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária B.

Parâmetro	Valor médio	Desvio padrão	90% das redes*
Potência do transformador de distribuição (kVA)	86,3	53,8	30 - 150
Quantidade de cargas, incluindo iluminação pública	54,7	49,7	4 - 147
Quantidade total de UCBTs	45,7	46,7	3 - 132
Quantidade de UCBTs monofásicas	2,5	7,8	0 - 12
Quantidade de UCBTs bifásicas	37,6	42,6	0 - 116
Quantidade de UCBTs trifásicas	4,9	8,6	0 - 16
Quantidade de UCBTs grupo tarifário B1 (residencial)	42,5	45,7	2 - 127
Demanda média anual (kW)	15,3	13,3	1,2 - 40,7
Demanda média anual ao meio-dia (kW)	14,3	13,4	0,9 - 39,9
Carregamento médio anual (% transformador)	18,0	13,1	2,5 - 39,3
Carregamento médio anual ao meio-dia (% transformador)	16,6	13,1	1,8 - 37,4
Razão X/R da rede (apenas SSDBTs)	0,4	0,3	0,1 - 0,7
Limite térmico médio dos condutores (A)	237,5	69,3	129 - 311
Distância máxima de UCBT até transformador (m)	558,4	1251,7	63,5 - 1.788
Extensão total de linhas por rede secundária (m)	843,4	614,9	135,9 - 2.028,5

Tabela 2.6 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária C.

Parâmetro	Valor médio	Desvio padrão	90% das redes*
Potência do transformador de distribuição (kVA)	58,6	27,7	15 - 112,5
Quantidade de cargas, incluindo iluminação pública	44,5	30,6	3 - 98
Quantidade total de UCBTs	33,1	25,1	2 - 78
Quantidade de UCBTs monofásicas	9,1	14,6	0 - 42
Quantidade de UCBTs bifásicas	19,6	19,6	0 - 58
Quantidade de UCBTs trifásicas	4,0	4,4	0 - 13
Quantidade de UCBTs grupo tarifário B1 (residencial)	30,2	24,3	2 - 74
Demanda média anual (kW)	10,2	7,7	0,6 - 24
Demanda média anual ao meio-dia (kW)	9,1	7,8	0,4 - 23,3
Carregamento médio anual (% transformador)	17,4	12,4	2 - 38,3
Carregamento médio anual ao meio-dia (% transformador)	15,3	11,9	1,4 - 35,2
Razão X/R da rede (apenas SSDBTs)	0,5	0,3	0,2 - 1
Limite térmico médio dos condutores (A)	205,5	55,8	129 - 311
Distância máxima de UCBT até transformador (m)	272,1	312,7	48,5 - 660,1
Extensão total de linhas por rede secundária (m)	769,6	461,8	118,4 - 1.608,5

Tabela 2.7 – Principais características das redes BT selecionadas – Concessionária D.

Parâmetro	Valor médio	Desvio padrão	90% das redes*
Potência do transformador de distribuição (kVA)	52,3	42,0	10 - 112,5
Quantidade de cargas, incluindo iluminação pública	32,5	38,6	2 - 112
Quantidade total de UCBTs	26,4	32,9	2 - 93
Quantidade de UCBTs monofásicas	20,3	27,8	1 - 79
Quantidade de UCBTs bifásicas	2,0	7,1	0 - 10
Quantidade de UCBTs trifásicas	3,5	5,6	0 - 14
Quantidade de UCBTs grupo tarifário B1 (residencial)	22,4	31,7	0 - 88
Demanda média anual (kW)	8,4	10,0	0,3 - 28,9
Demanda média anual ao meio-dia (kW)	8,4	10,2	0,3 - 29,1
Carregamento médio anual (% transformador)	14,0	11,4	1,8 - 35,1
Carregamento médio anual ao meio-dia (% transformador)	13,8	11,5	1,6 - 34,8
Razão X/R (apenas SSDBTs)	0,4	0,2	0,1 - 0,7
Limite térmico médio dos condutores (A)	237,5	69,3	129 - 311
Distância máxima de UCBT até transformador (m)	445,7	952,8	30,6 - 1.288,5
Extensão total de linhas por rede secundária (m)	786,5	617,0	128,6 - 2.008,7

Tabela 2.8 – Informações sobre os transformadores nas distribuidoras estudadas.

Parâmetro	A	B	C	D
Porcentagem de transformadores declarados como urbanos	93,4	78,2	79,0	50,3
Porcentagem de transformadores trifásicos	96,5	99,7	95,8	65,7
Porcentagem de transformadores monofásicos com tape central	3,5	0,3	4,2	3,5
Porcentagem de transformadores monofásicos sem tape central	0	≈ 0	0	30,8
Principais tensões de linha primárias (kV)	11,9 (48%), 13,8 (52%)	13,8 (42%), 23,1 (58%)	11,4 (99%), 13,8 (1%)	13,8 (36%), 23,1 (63%)
Principais tensões de linha secundárias (kV)	0,22 (99%)	0,20 (~15%), 0,22 (~85%)	0,20 (~5%), 0,22 (~95%)	0,22, 0,38 (>62%)

3 REFORÇO AUTOMÁTICO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO PARA AVALIAÇÃO DOS CUSTOS DE ADEQUAÇÃO

Este capítulo articula a modelagem das estratégias para tratamento do problema da estimação automática dos custos de investimentos em melhorias, reforços e substituição de equipamentos nas redes de distribuição secundárias que são necessários para a acomodação de microgeração solar fotovoltaica que ocorre de maneira generalizada e dispersa em uma ampla área geográfica. A metodologia proposta baseia-se na realização de simulações em larga escala, visando contemplar toda a diversidade presente nos sistemas de baixa tensão, de forma que deverão ser idealmente avaliadas todas as redes de baixa tensão de uma distribuidora que estão aptas a receber microFV. A necessidade de readequação de cada rede individual é determinada em função dos impactos técnicos ocasionados pela inserção incremental e sequencial de microFV nas redes, sendo avaliados via cálculos de fluxo de potência. A sequência de inserção dos microFVs – e, conseqüentemente, o tamanho dos incrementos sequenciais de microgeração nas redes, dado que cada consumidor instalará um microFV de tamanho não necessariamente igual – é tratada de maneira probabilística e todos os consumidores possuem a mesma probabilidade de receber microgeração. O dimensionamento dos sistemas de microgeração é considerado de forma determinística, partindo da premissa de que cada consumidor procura instalar um sistema para que, ao longo do ano, a geração esperada do microFV seja igual ao consumo medido na respectiva UC nos últimos 12 meses e de que uma curva de céu limpo típica poderá ocorrer ao longo do ano. A capacidade de hospedagem é avaliada de forma iterativa e, toda vez que identificada a necessidade de readequação da rede (dada uma superação de limites técnicos), empregam-se seqüências de reforço de rede que reproduzem práticas comumente adotadas pelas distribuidoras e que foram objeto de análise previamente no desenvolvimento deste trabalho. Os impactos técnicos considerados se dão em termos de congestionamento de elementos de rede (sobrecargas de linhas e transformadores) ou em termos de tensão e, portanto, diferentes estratégias podem ser adotadas a depender do aspecto limitante. Para cada prática de melhoria realizada são estimados os custos, que serão detalhados na Seção 3.7.

A Figura 3.1 apresenta um fluxograma das etapas principais envolvidas nessa proposta para a estimação dos custos de readequação de cada rede de distribuição de baixa tensão para acomodação de microFV.

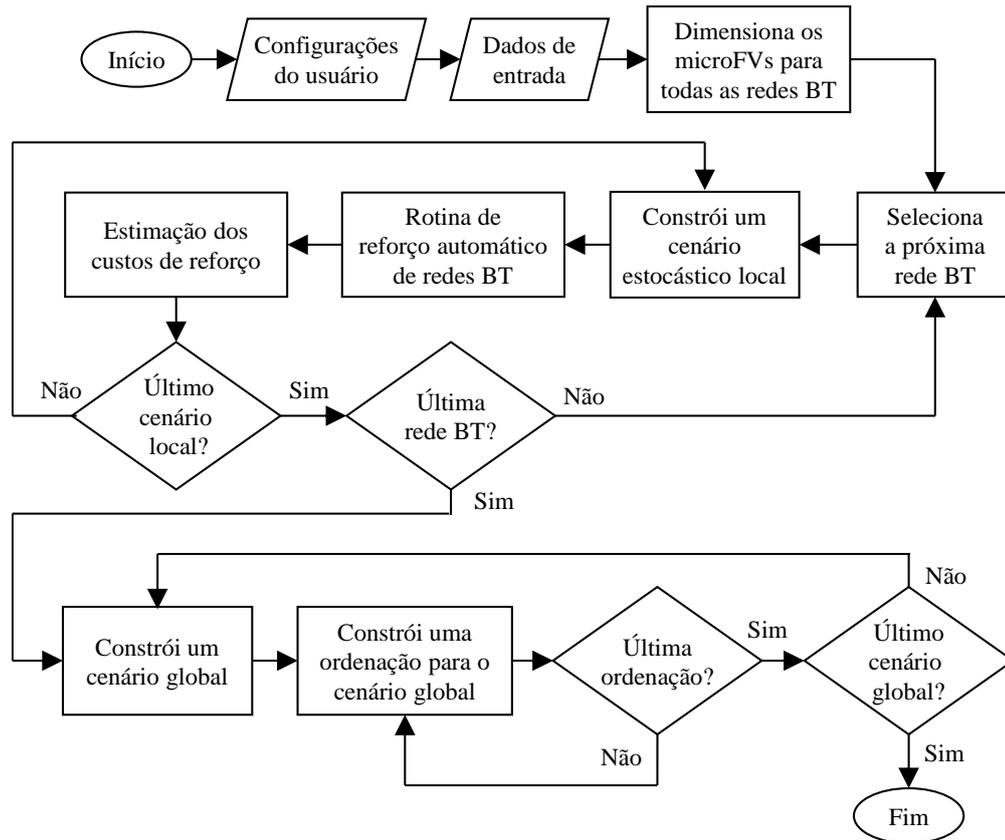


Figura 3.1 – Fluxograma da metodologia de estimação dos custos de reforço de rede.

A metodologia inicia-se com a definição das principais configurações para a aplicação em questão, *i.e.*, quais redes a serem simuladas, quantidade de casos estatísticos, configurações relativas aos cálculos de fluxo de carga, custos de referência por tipo de reforço, dentre outras. Também é feita a leitura dos dados das redes no formato DSS (convertidos a partir das BDGDs das concessionárias). Outros dados de entrada importantes são as características dos tipos de equipamentos a serem utilizados nos reforços (potências nominais, impedâncias, tamanhos, suportabilidades etc.) e as prioridades dos reforços a serem realizados. Em seguida, para cada rede BT, são dimensionados os microFVs de cada UC e são criados os cenários locais de simulação, *i.e.*, seqüências possíveis de instalação de microFV na rede que são determinadas através de amostragem. Para cada cenário de simulação sequencial de inserção de microFVs é realizada uma série de cálculos de fluxo de potência usando o programa AltDSS. A Figura 3.2 ilustra a avaliação de capacidade de hospedagem e aplicação de reforços de redes, ou seja, é um detalhamento do bloco “Rotina de reforço automático de redes BT” do fluxograma anterior. Em cada cálculo de fluxo de potência é verificado se algum limite técnico (métrica) é violado e, em caso afirmativo, é executada determinada prática de readequação da rede. Assim, os elementos do modelo da rede elétrica em DSS são atualizados (por exemplo, cabos são substituídos por outros de maior seção nominal), ou mesmo são adicionados ou

eliminados da rede (por exemplo, seccionamento da rede e instalação de um novo transformador), e estima-se o custo relacionado à intervenção. Este processo entre o cálculo do fluxo de potência e a estimação dos custos é repetido para todas as redes e para todos os cenários locais estabelecidos no início do processo, e é realizado até que todos os microFVs tenham sido adicionados à rede (cenário de penetração completa), ou que todas as estratégias possíveis de reforço foram tomadas e não foi possível a obtenção de uma característica de rede capaz de acomodar os microFVs.

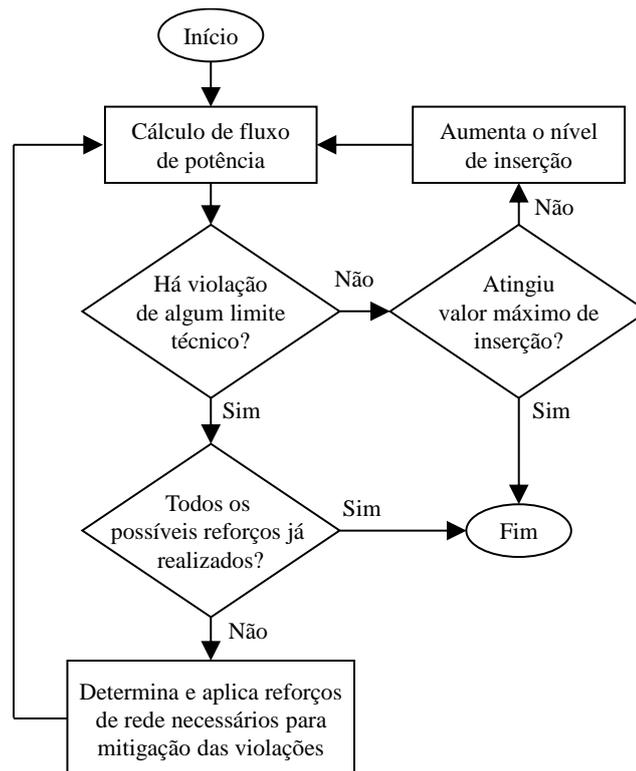


Figura 3.2 – Fluxograma da rotina automática de reforço de rede.

Todas as redes são avaliadas localmente e, a partir dos resultados locais, é então modelado o processo de ocorrência da inserção de microFV no conjunto da distribuidora como um todo através de ordenação de cada um dos eventos individuais de inserção de microFV e custos associados, sendo estudadas cinco formas distintas de ordenação da ocorrência geral de microFV no conjunto (tanto estratégias probabilísticas quanto ordenamentos por custos crescentes ou decrescentes). Ou seja, é feita uma composição das parcelas de resultados, por incremento local de microFV, de todas as redes, respeitando-se as sequências locais de inserção de cada rede individualmente, para a obtenção de curvas que representam a evolução dos custos acumulados (globais) em função do aumento de penetração de microFV no conjunto como um todo. Com as curvas de custos acumulados, os custos marginais são então determinados pela taxa de variação (derivada) deste custo acumulado em relação à quantidade de potência de

microFV instalada. A Figura 3.3 ilustra a relação das curvas de custos acumulados e de custos marginais. O custo marginal indica assim o investimento adicional necessário para atender os critérios regulatórios de qualidade do produto por potência adicional de microgeração solar fotovoltaica conectado nas redes de baixa tensão.

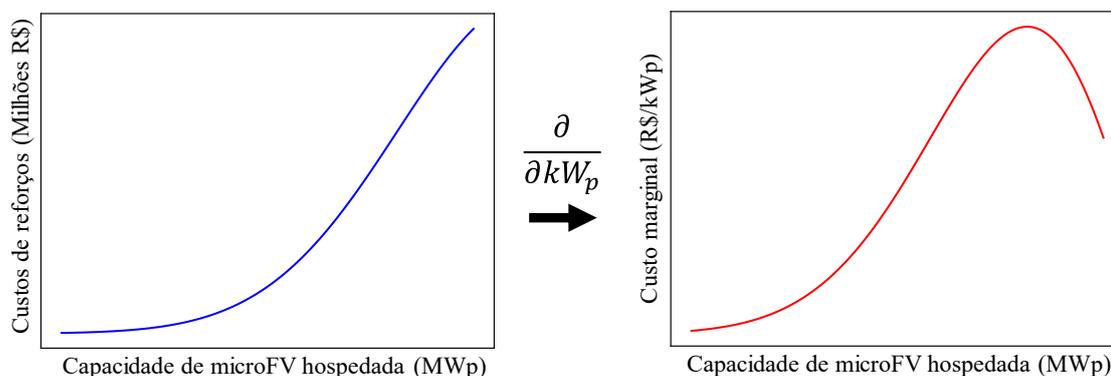


Figura 3.3 – Relação entre custos acumulado e marginal em função da inserção de microFV no conjunto global estudado.

Atualmente ainda não é comum no país a imposição da utilização de controles mais avançados nos microFVs, então esse tipo de estratégia não foi avaliado neste trabalho. Também não foram avaliados a utilização de recursos como transformadores de distribuição com comutação automática de tapes, ou baterias e compensação estática nas redes de baixa tensão. Além disso, as práticas de reforço modeladas, desde os materiais empregados até certas premissas para decisões tomadas no processo de reforço, estão aderentes àquelas avaliadas junto às concessionárias cujas redes foram estudadas neste trabalho e cujas características principais são apresentadas no Capítulo 2. Ressalta-se que a metodologia é passível de generalização para se considerar outras tipologias de redes mais, ou outras estratégias de controle dos inversores, ou ainda outras práticas de reforço que poderiam ser implementadas. Maiores detalhes sobre cada uma das partes principais da metodologia são apresentados a seguir.

3.1 Modelagem das redes secundárias

A partir das BDGDs das concessionárias são criados modelos completos de todas as redes elétricas de baixa tensão no formato DSS e selecionadas aquelas que satisfazem os critérios apresentados na Seção 2.1. Para o conjunto de redes selecionadas é aplicado a simulação de cálculo de fluxo de potência utilizando o AltDSS. Este tipo de tarefa de utilização da BDGD para criação de modelos que serão utilizados em estudos já é conhecido e utilizado

para outros fins no setor elétrico atualmente, como no cálculo regulatório de perdas técnicas [8].

Conforme indicado no Capítulo 2, cada rede individual é modelada através de um equivalente de Thévenin na média tensão, um transformador de distribuição, um conjunto de linhas (rede secundária e ramais de ligação) e cargas. Simplificadamente, são utilizadas as seguintes informações das entidades (geográficas ou não) para compor a modelagem das redes secundárias de distribuição a partir da BDGD:

- Transformadores de distribuição UNTRMT e EQTRMT;
- Redes secundárias de baixa tensão SSDBT;
- Ramais de ligação RAMLIG;
- Unidades consumidoras e geradoras de baixa tensão UCBT e UGBT;
- Curvas de cargas CRVCRG;
- Postes PONNOT;
- Cabos/geometrias das linhas SEGCON.

A metodologia considera a utilização dos perfis de carga das UCs declarados na BDGD como variáveis determinísticas nas simulações, isto é, as curvas atribuídas a um determinado consumidor não são alteradas com os cenários estocásticos de simulação. Estes perfis de carga são utilizados em estudos realizados regularmente pela concessionária e são obtidos através de representações estatísticas de campanhas de medição do processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP), que é realizado a cada 4 ou 5 anos, conforme estipulado pela ANEEL ([8],[36]). Muito embora essas curvas tenham formatos bem definidos, aspectos de sazonalidade são considerados através normalização, ou correção, dessas curvas pelo consumo mensal de energia de cada unidade consumidora.

3.2 Modelagem dos sistemas de microgeração solar fotovoltaica

Uma curva de geração fotovoltaica típica de céu limpo é utilizada para todos os microFVs e essa curva é apresentada na Figura 3.4. Os valores da curva estão em por unidade (pu) e o dimensionamento da geração a ser instalada em cada unidade consumidora é feito para compensar o consumo da respectiva carga anual (modalidade de compensação de energia sem autoconsumo remoto corresponde a mais de 80% dos casos [5]), com o tamanho de cada microFV limitado em 75 kWp. Assim, para UCs com maior consumo histórico será alocado um sistema microFV maior, para UCs com menor consumo histórico será alocado um

sistema menor. O dimensionamento do microFV de cada unidade consumidora de baixa tensão é feito através da Equação (3.1). O custo de disponibilidade para consumidores de baixa tensão não foi considerado nos dimensionamentos dos microgeradores neste trabalho.

$$P_{microFV} = \frac{\text{Consumo de energia anual UCBT}}{365 \cdot \lambda} \quad (3.1)$$

- $P_{microFV}$ [kWp] = potência da microgeração;
- *Consumo de energia anual UCBT* [kWh] = consumo anual de energia da unidade consumidora de baixa tensão (histórico BDGD);
- λ [kWh·kWp⁻¹·dia⁻¹] = rendimento energético de geração solar fotovoltaica.

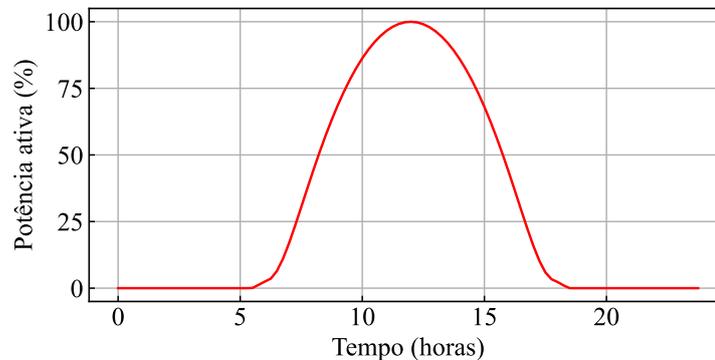


Figura 3.4 – Curva de geração típica do microFV considerada neste trabalho.

O rendimento energético de geração solar depende basicamente da região em que se localiza o empreendimento sob análise e pode ser obtido através de publicações como [37]. Pela localização geográfica das distribuidoras estudadas, o potencial de geração solar está entre 1.100 e 1.800 kWh/kWp · ano, *i.e.*, aproximadamente de 3 a 5 kWh/kWp · dia. Portanto, para simplificação, foi utilizado $\lambda = 4$ neste trabalho para o dimensionamento das microFVs de todas as unidades consumidoras.

Com relação ao faseamento utilizado, adota-se o apresentado na Tabela 3.1, ou seja, os sistemas de microFV acompanham o faseamento das cargas. Do ponto de vista da dependência da tensão na simulação de fluxo de carga, os geradores são modelados como corrente constante, com fator de potência unitário.

Tabela 3.1 – Faseamento dos microgeradores.

Conexão da UCBT	Inversor microFV
FN (AN, BN ou CN)	Única possibilidade: monofásico fase-neutro com as mesmas fases da carga (mesma conexão da carga)
FF (AB, BC ou AC)	Única possibilidade: monofásico fase-fase com as mesmas fases da carga (mesma conexão da carga)
FFN (ABN, BCN ou ACN)	Sempre conectado monofásico fase-fase
FFFN (ABCN)	Sempre conectado trifásico (mesma conexão da carga)

A Figura 3.5 traz informações sobre os tamanhos dos microFVs dimensionados para cada uma das concessionárias de acordo com a quantidade de fases. Em geral, como esperado, os microFVs trifásicos possuem potências nominais maiores que aqueles bifásicos e monofásicos, e não existe grande variação relativa entre os tamanhos nas concessionárias.

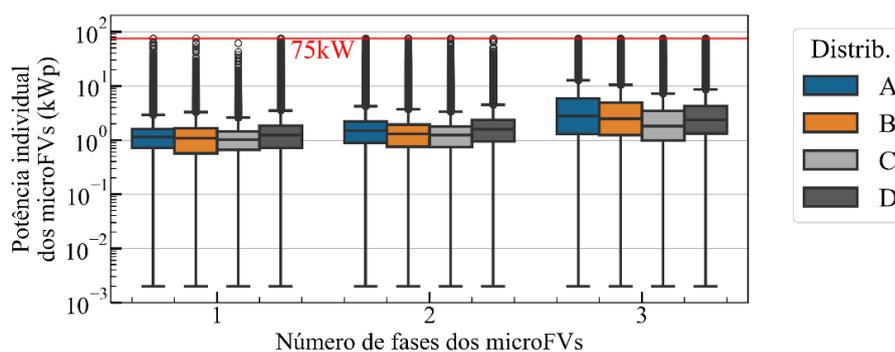


Figura 3.5 – Distribuição das potências (kWp) individuais dos microFVs para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.

A Figura 3.6 traz informações sobre a potência (kWp) total de microFVs instalada por rede BT em cada uma das concessionárias de acordo com a quantidade de fases. Já a Figura 3.7 traz os quantitativos, em termos de contagem (quantidades), de microFVs por rede BT de cada concessionária e, novamente, de acordo com o número de fases.

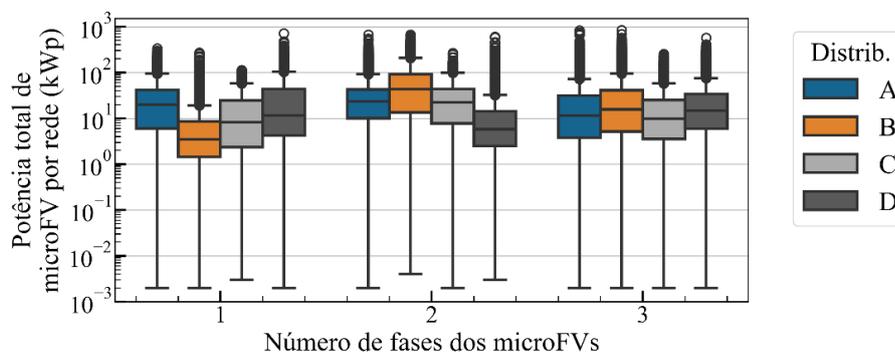


Figura 3.6 – Distribuição das potências (kWp) totais de microFVs por rede BT para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.

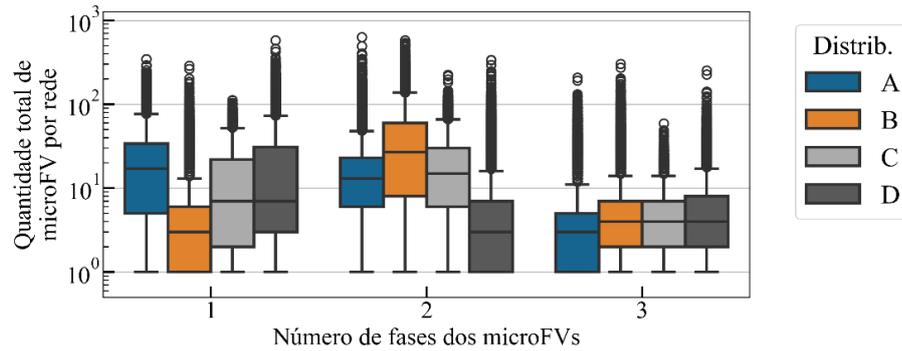


Figura 3.7 – Distribuição das quantidades totais de microFVs por rede BT para diferentes faseamentos e para todas as distribuidoras.

3.3 Definição de nível de penetração

Uma vez que a inserção de microFV nos sistemas de distribuição é considerada massiva, generalizada e dispersa, e a concessionária não tem qualquer controle sobre os pontos de instalação (não se sabe *a priori* a localização de conexão da tecnologia na rede), a estratégia adotada na metodologia é que todas as unidades consumidoras de uma rede de distribuição de baixa tensão elegíveis para receber um microFV poderão instalar um sistema. O nível de penetração é aqui, portanto, definido em função do número de microgeradores em uma determinada rede conforme a Equação (3.2). Ou seja, a quantidade de sistemas microFV varia em função do valor do nível de penetração até um máximo determinado pelo limite de nível de penetração percentual (%) ($LimNP\%$), considerado como de 100%, ou seja, o critério de parada considerado neste trabalho é aquele em que todos os consumidores aptos recebem microFV.

$$\text{Nível de penetração} = \frac{n^{\circ} \text{ geradores}}{n^{\circ} \text{ cargas elegíveis para receber geradores}} \quad (3.2)$$

Define-se também uma outra forma muito comum de considerar o nível de penetração, que é a inserção em relação à potência de transformação dada pela Equação (3.3). Essa definição é utilizada em algumas análises e em apresentação de resultados à frente neste trabalho, mas apenas como mais um parâmetro de avaliação e não como um critério que influencia o processo na metodologia. Notar que este indicador comporta valores maiores que 100%, então é possível que, uma vez que várias UCs recebem microFV, a potência de penetração seja maior que 100% em termos da capacidade do transformador.

$$\text{Potência de penetração} = \frac{\sum_{\text{geradores}} kWp}{kVA_{\text{nominal transformador original}}} \quad (3.3)$$

3.4 Representação da aleatoriedade do problema

A metodologia propõe a utilização de abordagem probabilística estocástica para modelar o fenômeno de aumento de inserção de microFV tanto em nível local (redes individuais) quanto em nível global (concessionária). De forma simplificada, o procedimento geral em métodos estocásticos (do tipo Monte Carlo) é representar a frequência de ocorrência dos eventos considerados aleatórios, realizando grande número de amostragens aleatórias para simulação e obtenção de resultados numéricos, repetindo simulações de acordo com um número de cenários, pré-definidos ou não, com o objetivo de obter a convergência do estudo e para cálculo de probabilidades. Neste trabalho, para cada rede de baixa tensão, todas as unidades consumidoras candidatas possuem a mesma chance de receber microFV (distribuição uniforme) e, então, a sequência de inserção de microgeradores (ordenação local) é determinada através de uma sequência de amostragens. Além disso, parte-se da premissa que não necessariamente serão sorteados e adicionados microFVs um a um às redes, mas sim a uma porcentagem fixada *a priori* da quantidade total de UCs que receberão microgeração em cada rede – este parâmetro é aqui nomeado de incremento percentual de penetração local ($\Delta NP\%$). O caso base de simulação em larga escala (Seção 4.2) considera, para todas as redes analisadas, uma porcentagem de 20% de UCs em cada passo incremental de microFV, *e.g.*, para uma rede com 20 UCs que receberão microFV serão aplicados 5 incrementos contendo 4 microFVs amostrados por vez. Os microFVs amostrados em cada passo incremental serão inseridos na rede simultaneamente. Os resultados de um estudo de sensibilidade a este parâmetro de incremento percentual são apresentados na Seção 4.4.3. O sequenciamento de inserção de microFV em determinada rede definirá um cenário local de simulação (ou cenário de Monte Carlo local). Poderão ainda ser elaborados diferentes quantidades de cenários estocásticos locais distintos, sendo esta quantidade de casos pré-definida no início da aplicação e este parâmetro é chamado aqui de número de cenários estocásticos (ou Monte Carlo) locais (NMC_{local}). Assim, dados a quantidade de redes de baixa tensão da distribuidora sob avaliação (total de N_{BT} redes), o incremento percentual de penetração local ($\Delta NP\%$) e o limite de nível de penetração percentual ($LimNP\%$), a inserção de microFV na concessionária como um todo será feita em um total de etapas (NT_{etapas}) dado pela Equação (3.4).

$$NT_{etapas} = N_{BT} \cdot \frac{LimNP\%}{\Delta NP\%} \cdot NMC_{local} \quad (3.4)$$

Após definidos os cenários locais de simulação, para cada rede BT iniciam-se as simulações de cálculo de fluxo de potência e o cálculo do custo de reforço de rede de cada cenário é armazenado (é armazenado o valor zero se nenhum reforço é realizado). Um detalhe importante é que, para uma mesma rede BT, a ordem de instalação de microFV influencia o custo de reforço de rede visto que, para uma determinada situação de instalação de microFV que resulte na necessidade de um reforço de rede, os custos serão armazenados e a rede será atualizada para o passo seguinte. Por conseguinte, a ordem de inserção dos microFVs dos cenários locais não poderá ser alterada na obtenção do custo global da distribuidora.

Em termos globais, a questão probabilística aparece de duas formas: (1) uma vez disponíveis as curvas das N_{BT} redes secundárias para todos os cenários estocásticos locais, um cenário global é elaborado selecionando-se aleatoriamente um cenário local de cada rede secundária, que traz em si um determinado sequenciamento de inserção de microFV e das parcelas de evolução dos custos de reforços locais; (2) uma vez obtido um cenário global conforme item anterior, são propostas diferentes formas globais para obtenção das trajetórias dos custos para o conjunto de redes como um todo nas concessionárias. Um maior detalhamento sobre o tratamento global é trazido na Seção 3.9.

3.5 Capacidade de hospedagem e critérios de violação

A capacidade de hospedagem de uma rede representa, neste trabalho, o quanto ela consegue integrar novos microgeradores sem que ocorra violação de critérios pré-estabelecidos. Para verificar se a capacidade de hospedagem de cada uma das redes foi atingida e se, conseqüentemente, há necessidade de adoção de medidas de reforço, são realizados cálculos de fluxo de potência e consideradas métricas relativas aos seguintes tipos de transgressões técnicas:

- Violações de limites de tensão: sobretensão ou subtensão nos consumidores (+ 5,00%, - 8,00%, conforme Módulo 8 de [8]);
- Sobrecarga nas linhas: sobrecorrentes nas linhas (100%) ([38]-[39]);
- Sobrecarga nos transformadores: sobrecarga térmica e instantânea (sobrecorrente 180% [40]), temperatura máxima para o transformador (°C) de 140°C e tempo de vida mínimo para o transformador de 20 anos) ([41]-[42]).

As simulações aqui realizadas consideram sempre o “piores caso”. Como está sendo tratado o problema de inserção de microFV, é feita apenas uma simulação *snapshot* (um

instante, meio-dia – vide Figura 3.4) em cada avaliação de capacidade de hospedagem para uma dada rede, já que o fator de simultaneidade da microFV na rede de baixa tensão é próximo de um. É selecionado o dia (útil, sábado ou domingo) e o mês no ano em que acontece a menor carga da rede ao meio-dia. Por conta de algumas métricas, como é o caso da avaliação do carregamento do transformador (elevação de temperatura), em alguns estudos são simulados fluxos de potência do tipo série temporal. Como apresentado da Tabela 2.4 até Tabela 2.7 (Seção 2.2), o carregamento médio das redes das distribuidoras estudadas está em torno de 20%. Assim, se após a inserção dos microFVs o carregamento do transformador for abaixo de um certo valor (utilizado 50%), a simulação não é executada para todas as 24 horas e o tempo de vida/temperatura do transformador não são analisados.

3.6 Reforços nas redes de baixa tensão

As soluções estruturais mais comumente praticadas consideradas neste trabalho são recondutoramento (substituição de condutores), divisão de circuitos (com a instalação de um transformador adicional e circuito dividido em dois), troca de transformadores e reposicionamento (realocação) de transformador. A prática de reforço deve ser tal que solucione o problema de transgressão identificado. Assim, uma sobrecarga de transformador/linha deve ser solucionada pela substituição do transformador/linha atual por um de capacidade suficientemente maior. Problemas de sobretensão podem ser solucionados pela substituição de trechos de linha (secundário ou ramal) e/ou pela divisão de circuitos. Quando há mais de uma opção de solução de uma métrica em específico, haverá a priorização de uma em detrimento da outra. Também há uma priorização quando há mais de uma métrica violada, por exemplo, eliminação de sobrecarga com maior prioridade (eliminada antes) que sobretensão.

Além disso, a implementação das estratégias de reforço envolve diversos detalhes das redes individuais. No sentido de que cada rede possui uma particularidade topológica, um procedimento utilizado na modelagem das estratégias de reforços foi a operação sobre grafos. No caso da avaliação de circuitos de distribuição secundários e dos reforços de rede, aquelas operações sobre dígrafos, ou seja, grafos direcionados ou orientados a partir do transformador de distribuição, são de grande utilidade, por exemplo, para identificação de trechos de interesse das redes, como é o caso do caminho crítico nos casos de recondutoramento, ou ainda realizar os balanços de energia a jusante ou a montante de algum ponto para identificação de melhores pontos para instalação de transformadores novos, ou previamente existentes e movimentados. A Figura 3.8 procura ilustrar a utilização da noção de redes parciais (*'subredes'*) sobre grafos

orientados no balanço de carga para avaliação do reforço de seccionamento e/ou movimentação de transformador: uma busca é feita nos nós da rede secundária e, realizando-se o balanço das diferentes redes parciais relativas a cada nó, pode-se identificar os pontos mais favoráveis para posicionamento e/ou seccionamento, *i.e.*, aqueles pontos que melhor equilibram a carga nas redes.

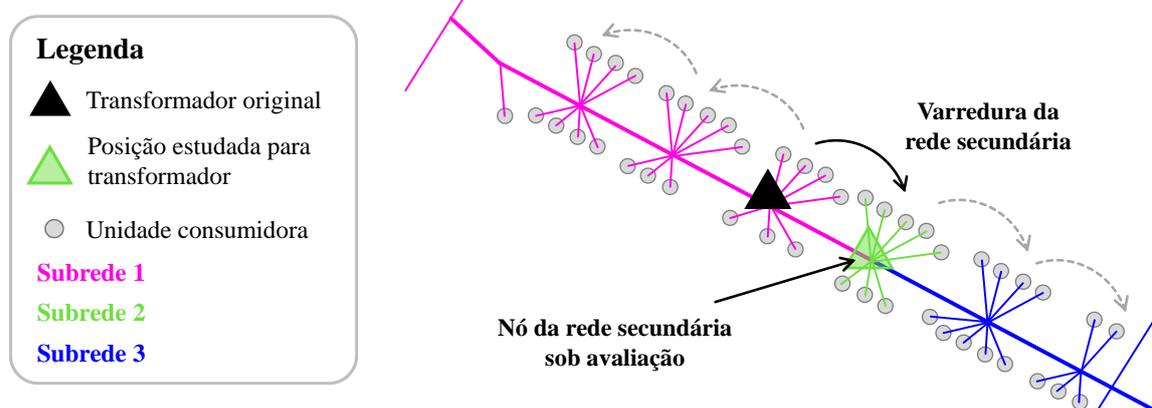


Figura 3.8 – Ilustração da divisão de uma rede BT em *redes parciais* (‘subredes’) para fins de balanço de carga.

3.6.1 *Recondutoramento de circuito secundário*

O recondutoramento consiste na substituição dos condutores elétricos por outros condutores que possuem maior capacidade de condução de corrente com menor impedância série. Com a redução da resistência série, há redução da perda por efeito Joule e da queda de tensão para uma determinada corrente. Os seguintes aspectos são considerados no escopo do recondutoramento de rede secundária:

- Substituição por cabos secundários de 120 mm² alumínio multiplexado: muito embora diferentes bitolas poderiam ser usadas em diferentes situações conforme padrão técnico das concessionárias, foi verificado junto às equipes de engenharia que, na maior parte das vezes, tem-se partido para uma substituição de cunho definitivo, com seção nominal elevada, para evitar recondutoramento de trechos previamente recondutorados com bitolas menores. Verificou-se também que a maior parte das intervenções realizadas atualmente tem utilizado cabos multiplexados como solução;
- Recondutoramento do caminho crítico: os condutores substituídos estão no caminho entre o secundário do transformador e o ponto onde houve transgressão (exceto ramal). O recondutoramento pode ser, portanto, executado múltiplas vezes em cada rede secundária.

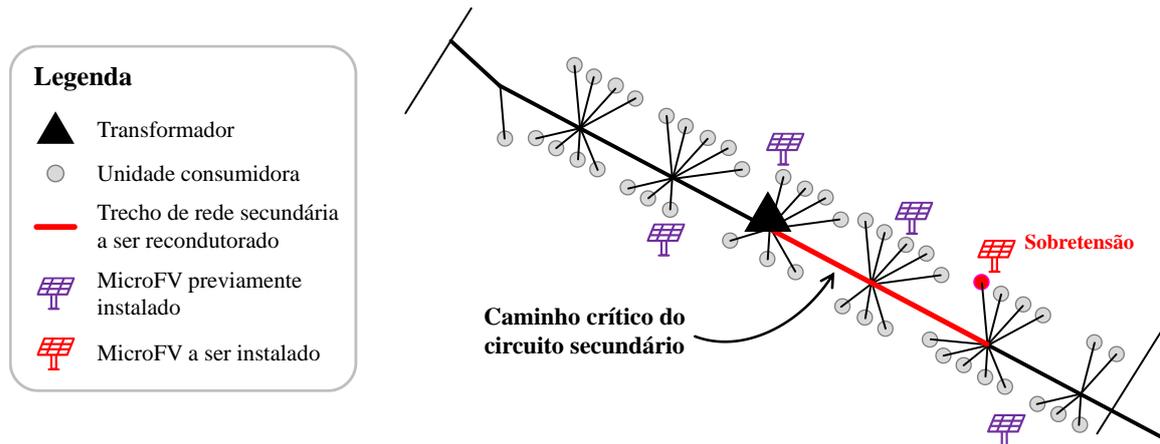


Figura 3.9 – Esquemático sobre a atividade de recondução de caminho crítico do circuito secundário de uma rede BT.

3.6.2 Recondução do ramal de ligação

Da mesma forma que para o circuito secundário principal, pode ser realizado o reforço dos ramais de ligação das unidades consumidoras. A substituição é feita para o menor cabo (dentre os cabos de 25, 35, 50, 70 mm²) que ocasiona uma queda de tensão no ramal menor que um valor percentual especificado (considerado aqui 0,5% e as equações de referência utilizadas para dimensionamento são encontradas em [17]). Apenas o recondução do caminho crítico foi considerado nos estudos realizados, *i.e.*, apenas aquele ramal cuja carga apresenta violações é substituído, podendo ser executado múltiplas vezes (múltiplos consumidores) em cada rede secundária conforme o aumento de inserção de microFV.

3.6.3 Seccionamento de circuitos secundários

Uma possível forma para mitigar problemas de violação de tensão e de sobrecarga de equipamentos em redes de baixa tensão é realizar a divisão de rede em duas, o que é também conhecido como *split* da rede, com a instalação de um transformador novo adicional para alimentar parte da rede previamente existente. Foi adotada a premissa neste trabalho que o seccionamento pode ser executado apenas uma vez por rede secundária. A metodologia prevê a seguinte forma de realizar a divisão de circuito:

- O seccionamento é realizado no ponto do caminho crítico que divide as cargas do circuito como um todo em duas partes (idealmente) iguais (considerando a carga média anual em kW das UCs da rede) no caso de existir um montante maior de carga no caminho crítico do que fora dele. Do contrário, o seccionamento é realizado imediatamente no secundário do transformador;

- O novo transformador é idêntico ao anterior (potência nominal, perdas nominais etc.);
- O novo transformador é colocado na metade do caminho entre o ponto em que a rede foi seccionada e a carga que apresenta violação.

3.6.4 Troca de transformador

Para a prática de substituição de transformador, o transformador de distribuição existente é substituído por outro transformador com potência nominal maior em caso de verificação da sua sobrecarga, já que este tipo de intervenção é, em geral, ineficiente para corrigir transgressões de tensão. Considera-se que este tipo de reforço pode ser executado apenas uma vez por rede secundária. As potências nominais dos transformadores que foram usadas na troca de transformadores são as seguintes:

- Potências de transformadores monofásicos (kVA): 10, 15, 25, 50;
- Potências de transformadores trifásicos (kVA): 15, 30, 45, 75, 112,5, 150, 225, 300.

3.6.5 Reposicionamento de transformador

Neste caso, o transformador existente é realocado para uma nova barra no circuito, podendo ser executado apenas uma vez por rede secundária. A nova posição é obtida da mesma forma que a posição do novo transformador no reforço de seccionamento, buscando localizá-lo em um ponto de central de carga.

3.6.6 Equipamentos e redes em postes de concreto

Para todos os reforços envolvendo transformadores, pode ser necessário realizar trocas de postes ou mesmo extensão de rede primária, visto que nem todos os postes possuem rede primária. Em algumas situações é necessário estender a rede primária até onde o novo transformador será instalado. A troca de postes se dá pelo fato de nem todos os postes terem capacidade de suportar mecanicamente transformadores ou rede primária. Caso não tenha altura suficiente ou não tenha a resistência mecânica necessária, o poste precisa ser trocado e os respectivos custos devem ser contabilizados.

Cada concessionária possui seus padrões de instalação e fornecimento contendo diretrizes diversas a respeito dos tipos de materiais a serem utilizados (postes circulares, duplo T, concreto ou madeira), padronização de alturas e suportabilidades eletromecânicas, dentre outras recomendações. O dimensionamento correto da altura e da resistência mecânica

dos postes normalmente envolve a análise de velocidade do vento, ângulos entre os segmentos adjacentes de rede primária e secundária, utilização do poste por rede de telecomunicação etc. Contudo, para os propósitos deste trabalho, a metodologia propõe uma simplificação no dimensionamento dos postes, tentando manter os aspectos mais essenciais e, dessa forma, maximizar a assertividade dos novos postes que eventualmente forem dimensionados dentro das análises de reforços identificadas nas simulações. A simplificação é dada a partir de algumas exigências mínimas dos postes para hospedar a rede primária e/ou transformador para cada tipo de transformador (classe de tensão e potência), não sendo especificados postes para cada uma das potências, mas usando-se faixas a partir das quais são exigidos determinados aspectos particulares. As seguintes regras foram estabelecidas:

- Postes com rede primária (apenas rede, sem transformador): altura mínima de 10,0 metros e resistência mecânica de 400,0 daN;
- Postes com transformador classe 15 kV (altura mínima/resistência mecânica):
 - Até 112,5 kVA: 10,0 metros / 400,0 daN;
 - De 112,5 kVA a 150 kVA: 10,0 metros / 600,0 daN;
 - A partir de 150 kVA: 10,0 metros / 1000,0 daN;
- Postes com transformador classe 25 kV (altura mínima/resistência mecânica):
 - Até 150 kVA: 10,0 metros / 600,0 daN;
 - A partir de 150 kVA: 10,0 metros / 1000,0 daN;

3.6.7 Estratégias de priorização na realização dos reforços

Para cada tipo de transgressão é definida uma determinada sequência de realização dos reforços, ou seja, são definidos quais reforços serão realizados e priorizados entre as diferentes estratégias possíveis. Por exemplo, no caso de transgressões de tensão, a primeira tratativa considerada é o recondutoramento da rede. No caso dessa intervenção não solucionar o problema, aplica-se o seccionamento da rede. Caso o problema não seja solucionado, reposiciona-se o transformador para um ponto mais central de cargas, e assim por diante até que um dos dois casos seguintes ocorra:

- Algum reforço resolva o problema;
- Todos os reforços possíveis já tenham sido aplicados.

Procurando também modelar algumas tendências práticas comumente adotadas pelas distribuidoras (verificadas junto aos engenheiros das concessionárias estudadas), foram também utilizadas regras de priorização de reforços, como:

- Se a rede for muito longa (distância elétrica da fonte à carga mais distante maior que um valor definido), o seccionamento é priorizado inicialmente antes de qualquer outro reforço;
- Se os condutores estiverem “subdimensionados” (soma das cargas de pico a jusante de algum condutor é maior que uma certa porcentagem da corrente nominal deste condutor): recondutoramento é priorizado acima de qualquer outro reforço.

3.7 Custos de soluções estruturais de redes

Uma metodologia estatística foi utilizada para a obtenção dos custos associados àquelas intervenções estruturais necessárias às redes para recebimento adequado de microgeração. Os custos relacionados à integração desses sistemas na distribuição podem ter diferentes naturezas ([28],[29],[36]). A ideia em se utilizar tal metodologia foi possibilitar a estimação de qualquer componente de custo de uma obra empregando equações simples, semelhante à forma geral indicada na Equação (3.5), cujas constantes são parametrizadas a partir de regressões lineares feitas sobre um conjunto de dados de preços obtidos junto às concessionárias estudadas neste trabalho. Nessa equação, o coeficiente k_B indica o custo fixo, *i.e.*, o custo base a ser gasto por tipo de reforço independentemente daquelas especificidades do reforço em questão, enquanto o coeficiente k_A está relacionado ao custo variável que é função da característica relevante de cada tipo de reforço, equipamento ou material. Por característica relevante do reforço na equação entende-se como aquele(s) atributo(s) que possui(em) maior correlação com os custos, e isso é mais bem explorado nas subseções seguintes.

$$\text{Custo}_{\text{reforço}} (\text{reais}) = k_A \cdot (\text{Característica relevante}_{\text{reforço}}) + k_B \quad (3.5)$$

O conjunto de dados utilizado para obtenção das equações parametrizadas é o Banco de Preços da Concessionária, ou ainda planilhas de Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) [36], que é formado com base em informações da própria concessionária, trazendo os dados de preços tanto para os equipamentos principais (transformadores, postes, condutores de rede secundária e condutores de rede primária) quanto para os componentes menores e custos

adicionais. Assim, o custo de reforço de cada intervenção é considerado como a composição (soma) de parcelas distintas, a saber:

- Valor de Fábrica (VF): equipamentos principais, representados pelas Unidades de Cadastro (AIS - Ativo Imobilizado em Serviço);
- Custos Adicionais (CA): custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, entre outros;
- Componentes Menores (COM): conjunto de componentes acessórios vinculados a um determinado equipamento principal.

Cada ativo envolvido em um reforço de rede é valorado por todos os gastos necessários para sua substituição por um equivalente a preços atuais. Portanto, todos os custos são corrigidos utilizando o indicador de inflação que tem melhor correlação com cada componente de custo verificado no Banco de Preços da Concessionária. Os dois indicadores empregados são o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) [43] e o Índice Geral de Preços do Mercado (IGPM) [44], que é usado, por exemplo, em fórmulas paramétricas de reajuste de tarifas públicas de energia e telefonia. Um outro fator também avaliado foi o preço do alumínio, porém apenas as duas primeiras medidas de inflação foram, por fim, utilizadas. A Figura 3.10 apresenta a evolução dos indicadores acumulados desde o início do período de informações recebidas das distribuidoras estudadas sobre obras e reforços.

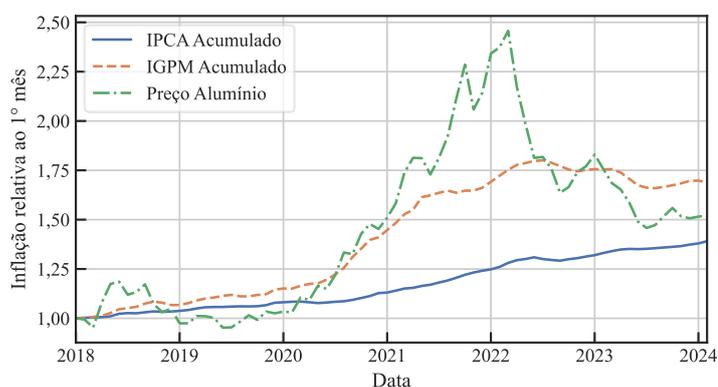


Figura 3.10 – Comportamento dos indicadores utilizados para correção dos custos dos materiais e equipamentos.

3.7.1 Tratamento de dados para aplicação de regressão linear

Foram obtidas informações de obras (planilha de Ativo Imobilizado em Serviço) junto às concessionárias estudadas para o período compreendido entre novembro de 2017 até julho de 2022, portanto 57 meses, totalizando 423.337 registros de obras com os respectivos quantitativos de materiais e equipamentos além dos custos envolvidos. Os custos nesses

registros estão, de uma maneira geral, rotulados e padronizados em conformidade com [36] e [45]. Um aspecto importante é que as quatro concessionárias estão contidas no mesmo agrupamento de empresas distribuidoras, além de terem as suas áreas de concessão relativamente próximas e fazerem parte de um mesmo grupo econômico. Portanto, as quatro concessionárias foram tratadas de maneira unificada para certos aspectos neste trabalho, *i.e.*, mesmos dados ou mesmas equações obtidas via regressão para as quatro concessionárias. A Tabela 3.2 procura dar uma visão geral dos tipos de materiais e equipamentos mais utilizados por essas empresas. Esse tipo de levantamento, para além da questão dos custos, juntamente com a avaliação dos padrões técnicos das concessionárias, também motivou algumas das simplificações metodológicas indicadas na Seção 3.6. Nota-se que condutores de alumínio (tanto para média quanto para baixa tensão), postes circulares de concreto e transformadores de distribuição aéreos (óleo mineral ou verde) compõem 97% dos registros analisados, o que pode ser verificado com base na Tabela 3.3, na Tabela 3.4 e na Tabela 3.5. Nestas tabelas também podem ser identificados quais materiais e características específicas de equipamentos são mais utilizados pelas concessionárias.

Tabela 3.2 – Visão geral dos cadastros de reforços e obras das concessionárias estudadas.

Tipo de cadastro	Característica 1	Característica 2	Registros
Conductor	$V \geq 69$ kV (alta tensão)	-	68
	$V < 69$ kV (média e baixa tensão)	Alumínio	143.554
		Cobre + Alumínio com alma de aço + aço aluminizado	7.819
	Cadeia de isoladores	-	219
Estrutura (poste, torre)	Torre	-	256
	Poste	Circular (Concreto)	214.473
		Circular (Madeira, aço ou em compósito)	3.355
		Duplo T	334
Transformador de distribuição	Aéreo	Classe 34,5 kV	2
		Classe 15 kV	26.368
	Pedestal, plataforma, estaleiro ou submersível	Classe 15 kV	119
	Especial / Verde	Classe 25 kV	1
		Classe 15 kV	26.769

Tabela 3.3 – Detalhamento dos cadastros de reforços de recondução das concessionárias estudadas.

Qtd. Fases	Seção nominal	Nu	Isolado			Protegido	
			EPR	PE	XLPE	EPR	XLPE
1	10mm ²	0	0	522	1.517	0	0
	16mm ²	0	0	583	20	0	0
	35mm ²	0	0	0	1	0	0
2	10mm ²	0	0	370	623	0	0
	16mm ²	0	0	867	0	0	0
	25mm ²	0	0	264	0	0	0
3	10mm ²	0	0	368	962	0	0
	16mm ²	0	0	919	47	0	0
	25mm ² *	0	0	612	11	0	0
	35mm ² *	0	0	0	6.569	2	3.799
	50mm ² *	0	0	0	17.497	0	373
	70mm ² *	0	0	0	30.447	0	27.594
	95mm ²	0	0	0	1	0	52
	120mm ² **	0	0	0	17.952	0	0
	150mm ²	0	0	0	0	0	1.927
	185mm ²	0	0	0	0	0	8.999
	240mm ²	0	38	0	0	0	0
	300mm ²	0	0	0	0	0	2
	4/0 AWG	290	0	0	0	0	0
	3/0 AWG	8	0	0	0	0	0
	2/0 AWG	823	0	0	0	0	0
	1/0 AWG	6.565	0	0	0	0	0
	2 AWG	6.731	0	0	0	0	0
	4 AWG	341	0	0	0	0	0
	6 AWG	1	0	0	0	0	0
anterior até 336,4 MCM	664	0	0	0	0	0	
anterior até 477 MCM	159	0	0	0	0	0	

* Seções nominais relevantes para recondução de ramal.

** Seções nominais relevantes para recondução de secundário.

Tabela 3.4 – Detalhamento dos cadastros de reforços envolvendo transformadores das concessionárias estudadas.

Isolante	Potência do transformador (kVA)	Classe 15 kV					Classe 25 kV			
		Monofásico		Trifásico			Monofásico		Trifásico	
		Tensão secundária								
	abaixo de 220 V	230/115 V	220/127 V	380/220 V	440/220 V ou 440+ V	abaixo de 220 V	230/115 V	220/127 V	380/220 V	
Óleo mineral	5	0	9	0	0	0	1	24	0	0
	10	17	12	1	0	0	113	0	0	0
	15	30	199	5.472	7	2	91	0	0	10
	25	5	0	0	0	0	14	0	0	0
	30	0	0	6.173	70	0	0	0	10	146
	45	0	0	6.211	134	0	0	0	19	246
	75	0	0	2.953	211	0	0	0	18	366
	100	0	0	2	0	0	0	0	0	0
	112,5	0	0	617	34	0	0	0	4	78
	150	0	0	115	23	0	0	0	2	38
225	0	0	44	22	0	0	0	4	19	
300	0	0	7	5	0	0	0	1	7	
Óleo vegetal	10	2	12	0	0	0	5	0	0	0
	15	202	52	3.905	5	0	479	0	0	1
	25	21	0	0	0	0	26	0	0	0
	30	0	0	4.084	60	0	0	0	1	87
	45	0	0	3.696	144	0	0	0	4	102
	75	0	0	6.428	253	0	0	0	14	231
	112,5	0	0	2.129	95	0	0	0	13	106
	150	0	0	516	27	0	0	0	5	32
	225	0	0	193	5	0	0	0	2	14
300	0	0	87	4	0	0	0	2	4	

Tabela 3.5 – Detalhamento dos cadastros de reforços envolvendo postes das concessionárias estudadas.

	200 daN	300 daN	400 daN	600 daN	800 daN	1000 daN	1200 daN	1500 daN	2000 daN
5 m	0	0	211	0	0	0	0	0	0
9 m	18.526	382	14.536	9.733	1	62	0	2	0
10 m	9	86	19	3	0	2	0	0	0
11 m	31.569	109	23.431 *	20.228 *	0	1.801 *	39	17	0
12 m	19	19	34.175 *	28.219 *	1	7.227 *	633	124	2
13 m	0	2	14	4.943	0	2.287	0	7	43
> 13 m	0	0	1	52	0	959	0	1	0

* Alturas e esforços mínimos empregados na metodologia de reforços de rede para diferentes tipos de transformadores.

3.7.2 *Correlações entre características dos reforços e seus custos*

Uma etapa importante antes da realização de regressões lineares é a identificação de quais atributos dos equipamentos e materiais tem maior correlação com os preços presentes nas planilhas das concessionárias, assim, a correlação é empregada para determinar o número necessário de classes de custos (agrupamentos). Na matriz da Figura 3.11 verifica-se que há correlação significativa dos custos de obra de transformador com a potência nominal do equipamento e com o tipo de óleo isolante do equipamento, por outro lado, a correlação é menos significativa com a sua tensão primária/classe de tensão, tensão secundária, número de fases e o tipo de rede em que foi instalado (urbana/rural). Este último aspecto em particular (tipo de rede) aparece inicialmente como relevante na avaliação, porém, através da aplicação da Equação (3.6), que é especialmente útil na análise de dados multivariados para separar associações diretas das indiretas mediadas por outras variáveis, percebe-se que, ao remover o efeito da correlação da potência entre preço e tipo de rede, não há correlação significativa entre preço e tipo de rede (Tabela 3.6). Em outras palavras, transformadores urbanos não são mais caros de instalar porque são urbanos, mas porque transformadores urbanos em média têm potência maior que os rurais. A Tabela 3.7 apresenta as medidas de inflação que foram utilizadas para cada componente de custo no caso de instalação de transformadores.

$$\rho_{XY-Z} = \frac{\rho_{XY} - \rho_{XZ}\rho_{ZY}}{\sqrt{1 - \rho_{XZ}^2}\sqrt{1 - \rho_{ZY}^2}} \quad (3.6)$$

Já a Figura 3.12 traz a matriz de correlações para obras de instalação de postes. Existe correlação significativa dos seus custos a sua altura e a sua capacidade eletromecânica, o que não acontece para, por exemplo, o tipo de rede (urbana ou rural). A Tabela 3.8 apresenta as medidas de inflação que foram utilizadas para cada componente de custo no caso de instalação de postes.

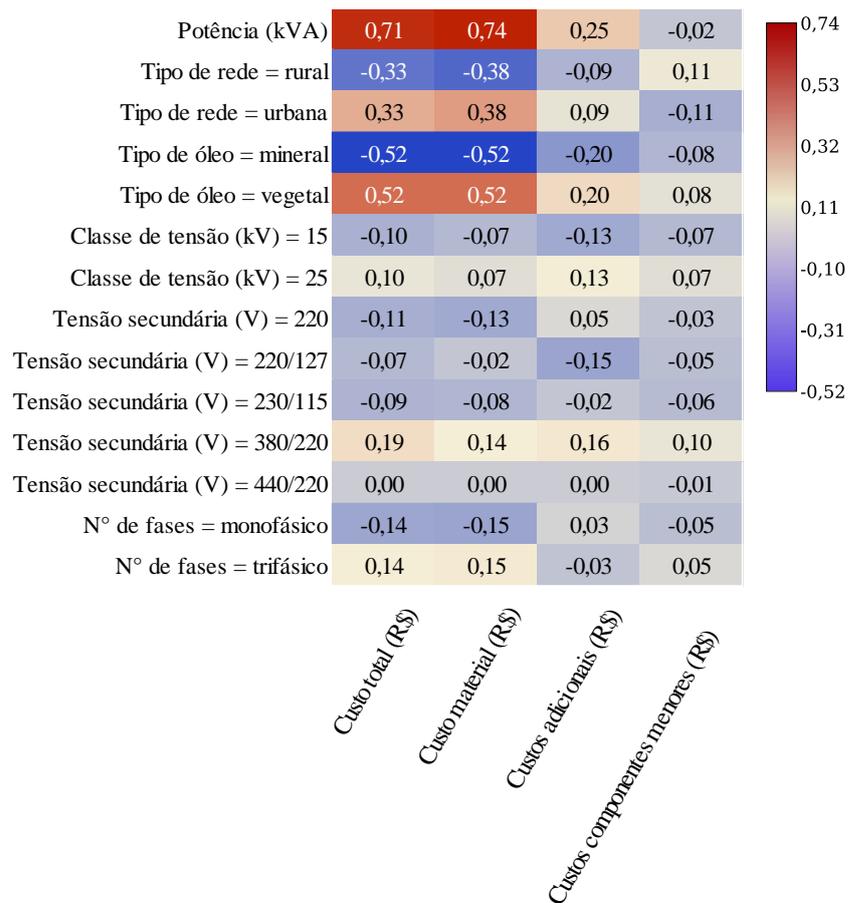


Figura 3.11 – Matriz de correlações para instalação de transformadores de distribuição.

Tabela 3.6 - Correlação dos custos de instalação de transformadores com o tipo de rede urbana/rural sem influência da potência.

Componente de custo	Correlação parcial (correlação com o tipo de rede urbana/rural sem influência da potência)
Custo total (R\$)	-0,08
Custo material (R\$)	-0,03
Custos adicionais (R\$)	-0,05
Custos comp. men. (R\$)	-0,11

Tabela 3.7 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Instalação de transformadores de distribuição.

Componente de custo	Índice mais comumente correlacionado
Custo material (R\$)	IGPM
Custos adicionais (R\$)	IPCA
Custos comp. men. (R\$)	IGPM

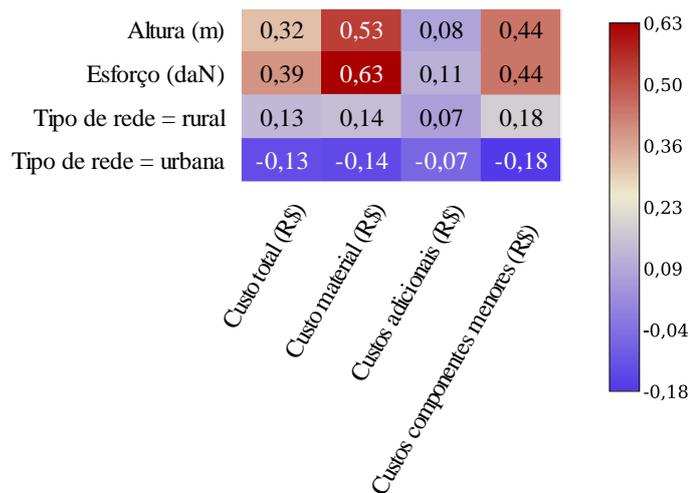


Figura 3.12 – Matriz de correlações para instalação de postes.

Tabela 3.8 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Instalação de postes.

Componente de custo	Índice mais comumente correlacionado
Custo material (R\$)	IGPM
Custos adicionais (R\$)	IGPM
Custos com. men. (R\$)	IGPM

Com relação aos custos das obras de recondução, conforme aquilo indicado nas subseções 3.6.1 e 3.6.2, algumas seções nominais padrão foram determinadas para recondução de circuito secundário (120 mm²) e ramal de ligação (25, 35, 50, 70 mm²). A partir disso, foram avaliadas as correlações separadamente para cada seção padronizada de cabo. As obras de cada mês foram separadas e uma regressão linear ($y = ax + b$) com respeito ao comprimento de condutor substituído em cada obra foi feita, o que é ilustrado na Figura 3.13. Os coeficientes de cada regressão linear foram então corrigidos pela inflação (índices mensais) e posteriormente verificado qual indicador (IGPM ou IPCA) se correlaciona mais com as componentes dos custos. O comportamento dos custos e dos indicadores estão mostrados na Figura 3.14, enquanto na Tabela 3.9 são apresentadas as medidas de inflação que foram utilizadas para cada componente de custo no caso de recondução. Os coeficientes a e b de cada mês, já corrigidos pela inflação, foram então usados para obter coeficientes médios para cada seção nominal de cabo padronizado. O custo de material também pode ser corrigido pelo preço do alumínio, porém adotou-se aqui apenas os índices de inflação. É importante também citar que, devido à baixa quantidade de obras disponíveis no AIS para os cabos de 25 e 35 mm²,

optou-se por ponderar os custos variáveis pela seção do cabo mais próxima daquela que não se tem a informação. Com isso, para estes casos foram utilizadas as informações do cabo de 50 mm², para o caso de 25 mm², por exemplo, multiplica-se os valores por 25/50 para calcular os custos. Também havia poucas amostras de segmentos no AIS que não fossem trifásicos e, dessa forma, adotou-se 2/3 do custo variável para segmentos bifásicos e 1/3 do custo variável para segmentos monofásicos.

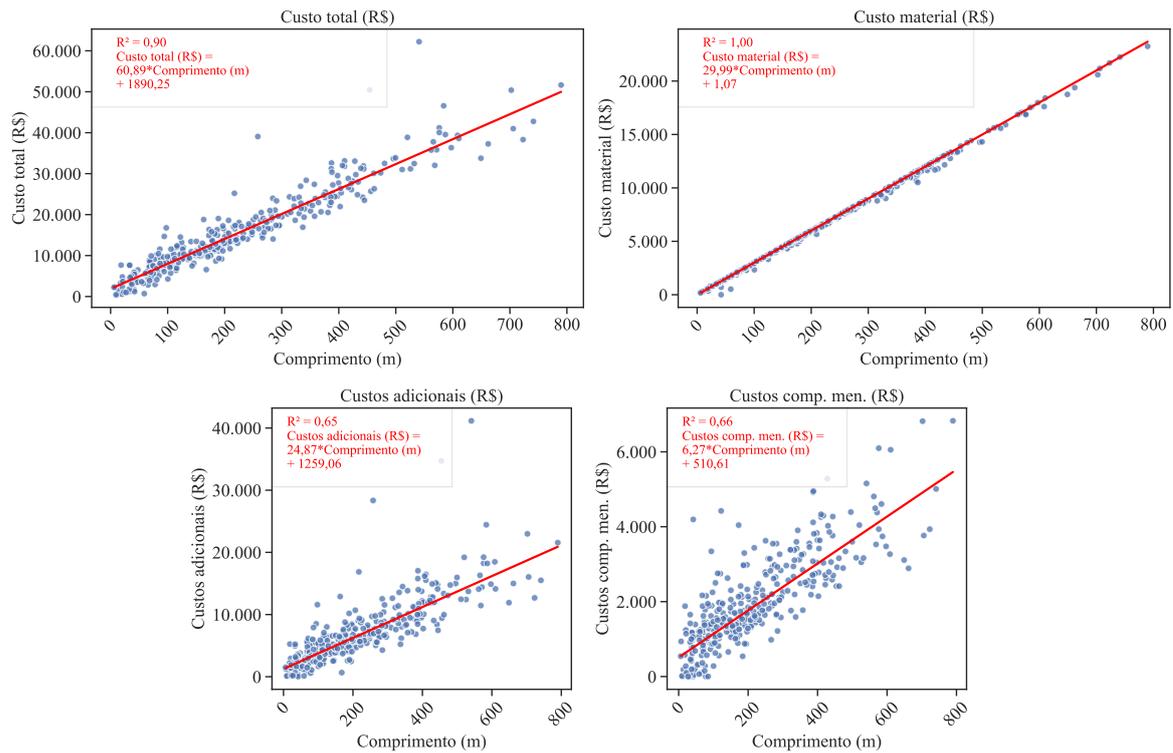


Figura 3.13 – Regressão linear do custo com relação ao comprimento de condutores substituídos nas obras.

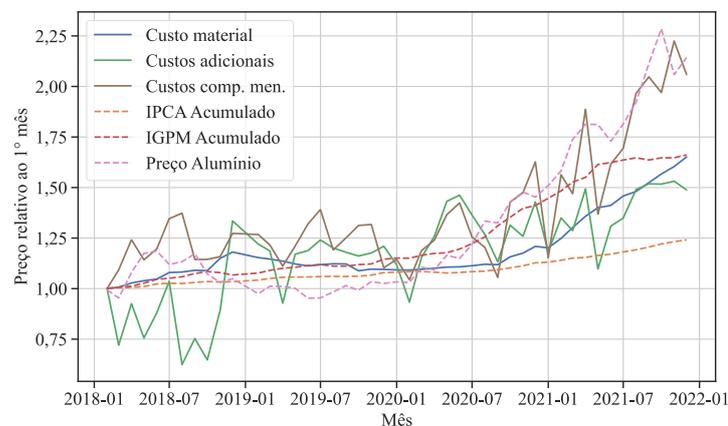


Figura 3.14 – Comportamento das componentes de custos de recondução e a evolução dos indicadores de preços.

Tabela 3.9 – Índice de inflação mais comumente relacionado com evolução dos custos – Recondutoramento de rede.

Componente de custo	Índice mais comumente correlacionado, coeficiente <i>a</i>	Índice mais comumente correlacionado, coeficiente <i>b</i>
Custo material (R\$)	IGPM	IGPM
Custos adicionais (R\$)	IGPM	IPCA
Custos comp. men. (R\$)	IGPM	IGPM

Por fim, sobre os custos de extensão de condutores primários (devido à instalação ou reposicionamento de transformador), embora a metodologia previamente desenvolvida para condutores de redes de baixa tensão possa ser empregada, as concessionárias dispunham de planilhas de obras típicas do ano de 2020 em que esses tipos de custos estão diretamente declarados e disponíveis. Portanto, por simplificação, foram utilizadas essas informações para os custos de condutores de rede primária e não foram realizadas regressões adicionais. A metodologia considerou os custos relacionados às práticas típicas, ou seja, duas seções nominais (70 mm² e 1/0 AWG), dois tipos de rede (urbana e rural) e duas classes de tensão (15 e 23kV).

3.7.3 Curvas obtidas via de regressão linear

A partir daquilo exposto anteriormente, portanto, os custos para os diferentes tipos de reforços foram obtidos e modelados através de equações lineares cujos coeficientes, relacionados aos custos fixos e variáveis, obteve-se através de regressão linear. A forma de obtenção e as curvas finais são então apresentados resumidamente para cada componente de custo:

- **Valor de Fábrica:** regressões lineares obtidas do Banco de Preços da Concessionária (AIS) por tipo de ativo:
 - Transformadores: $\text{Custo} = a1 \cdot \text{Potência} + b1$ (Tabela 3.10)
 - Postes: $\text{Custo} = a2 \cdot \text{Esforço mecânico} + b2 \cdot \text{Altura} + c2$ (Tabela 3.11)
 - Condutores secundários e ramais de ligação: $\text{Custo} = a3 \cdot \text{Comprimento} + b3$ (Tabela 3.12)
 - Condutores primários: $\text{Custo} = a4 \cdot \text{Comprimento}$ (Tabela 3.13)

- **Custos Adicionais:** regressões lineares obtidas do Banco de Preços da Concessionária (AIS) por ativo com formulações similares às mostradas para Valor de Fábrica
- **Componentes Menores:** regressões lineares obtidas do Banco de Preços da Concessionária (AIS) por ativo com formulações similares às mostradas para Valor de Fábrica

Tabela 3.10 - Parâmetros da regressão linear – Instalação de transformadores de distribuição.

Tipo de óleo	Tipo de custo (R\$)	Custo variável (R\$/kVA)	Custo fixo (R\$)
		Coefficiente $a1$	Coefficiente $b1$
Vegetal	Custo total	87,59	7.796,73
	Custo material	76,12	5.072,41
	Custos adicionais	8,23	1.974,06
	Custos componentes menores	-3,46	1.571,97
Mineral	Custo total	27,35	6.903,71
	Custo material	24,47	4.252,02
	Custos adicionais	2,33	1.881,36
	Custos componentes menores	-7,22	1.102,32

Tabela 3.11 - Parâmetros da regressão linear – Instalação de postes.

Tipo de custo (R\$)	Custo variável (R\$/daN)	Custo variável (R\$/m)	Custo fixo (R\$)
	Coefficiente $a2$	Coefficiente $b2$	Coefficiente $c2$
Custo total	2,81	246,45	-1.125,38
Custo material	1,59	165,94	-1.317,17
Custos adicionais	0,73	5,59	797,84
Custos componentes menores	0,45	63,52	-578,25

Tabela 3.12 - Parâmetros da regressão linear – Recondutoramento de baixa tensão.

Seção nominal	Tipo de custo (R\$)	Custo variável (R\$/m)	Custo fixo (R\$)
		Coefficiente $a3$	Coefficiente $b3$
25 mm ²	Custo total	12,98	1546,43
	Custo material	6,16	11,30
	Custos adicionais	5,47	1330,90
	Custos componentes menores	1,35	186,10
35 mm ²	Custo total	18,17	1546,43
	Custo material	8,63	11,30
	Custos adicionais	7,65	1330,90
	Custos componentes menores	1,89	186,10
50 mm ²	Custo total	25,89	1531,01
	Custo material	12,32	11,71
	Custos adicionais	10,88	1332,10
	Custos componentes menores	2,69	187,20
70 mm ²	Custo total	48,75	1384,94
	Custo material	17,99	2,03
	Custos adicionais	25,00	1205,12
	Custos componentes menores	5,76	177,79
120 mm ²	Custo total	61,25	2156,51
	Custo material	29,08	6,65
	Custos adicionais	26,48	1596,02
	Custos componentes menores	5,69	553,84

Tabela 3.13 - Parâmetros da regressão linear – Extensão de rede primária.

Distribuidora	Seção nominal	Tipo de rede	Tensão primária (kV)	Custo total (R\$/m)	Custo material (R\$/m)	Custos adicionais (R\$/m)	Custos comp. menores (R\$/m)
				Coefficientes $a4$			
A, B e C	70 mm ²	Urbana	15	89,43	30,77	46,17	11,26
			23	58,24	20,04	30,07	7,33
	1/0 AWG	Rural	15	69,83	24,02	36,05	8,79
			23	32,18	11,07	16,61	4,05
D	70 mm ²	Urbana	15	97,65	33,59	50,42	12,29
			23	71,06	24,45	36,69	8,95
	1/0 AWG	Rural	15	77,14	26,54	39,83	9,71
			23	35,1	12,08	18,12	4,42

3.8 Custos por rede de baixa tensão

A obtenção dos custos por rede de baixa tensão individual inicia-se pela consideração de um cenário estocástico local de simulação da rede investigada. No cenário local está definida a ordem de alocação de cada unidade de microFV a ser instalada na rede e, a partir do processamento dessas etapas de inserção e determinação dos custos de cada atividade específica de reforço realizada na rede, obtém-se a curva de “Custo de Reforço (R\$) x Capacidade Instalada (kWp)”. A Figura 3.15 ilustra um exemplo que considera um incremento de penetração local $\Delta NP\% = 20\%$ em uma rede com 10 UCs elegíveis para receber um microFV.

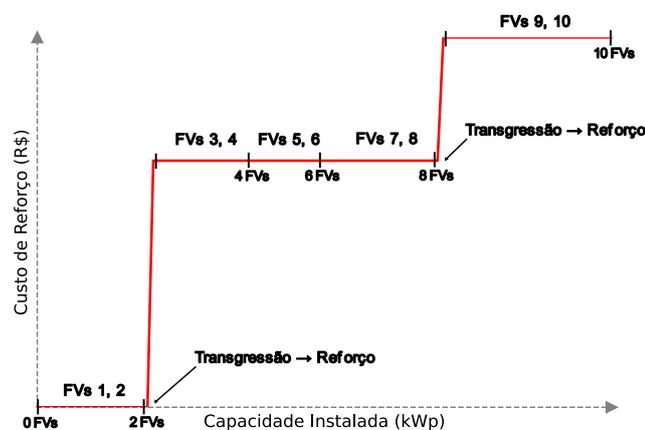


Figura 3.15 – Ilustração da curva de custo de uma sequência de reforços para uma rede de baixa tensão que recebe microFVs.

Na figura observa-se que duas unidades de microFV (1 e 2) são adicionadas (simultaneamente) e, então, acontece uma transgressão que leva à necessidade de reforço. Após o reforço da rede, que tem um custo associado, e com a capacidade de hospedagem readequada, quatro outros microgeradores são adicionados (na sequência de 3 e 4, e 5 e 6) e isso não resulta na transgressão de limites técnicos, não sendo necessário a realização de um novo reforço de rede. Ao serem inseridos os microgeradores 7 e 8, contudo, uma transgressão é novamente detectada e um novo reforço torna-se necessário. Por fim, os microgeradores 9 e 10 são conectados na rede sem que ocorra uma nova transgressão. Neste processo nota-se então que: (1) uma curva de custos de um circuito individual apresenta passos irregulares (iguais às potências dos geradores adicionados em cada passo de simulação), (2) múltiplos geradores podem ser adicionados em cada passo, (3) há degraus referentes à realização de um reforço e (4) não há aumento de custo quando nenhum reforço é realizado. Os custos dos reforços são representados, portanto, por degraus na curva.

3.9 Custos agregados para a concessionária

Uma vez determinadas as curvas das N_{BT} redes secundárias para todos os cenários estocásticos locais, um cenário global é então elaborado selecionando-se aleatoriamente um cenário local de cada rede secundária, que traz em si um determinado sequenciamento de inserção de microFV e das parcelas de evolução dos custos de reforços locais. A agregação global para o conjunto da concessionária é obtida pela composição das parcelas sequenciais que compõem os custos e as inserções de microFV de cada uma das redes. As curvas das N_{BT} redes precisam ser associadas mantendo-se as grandezas dos eixos “Custo de Reforço (R\$) x Capacidade Instalada (kWp)” conforme cenário local estocástico, *i.e.*, na composição global não podem ser alteradas as ordens locais de inserção e respectivos custos (a curva local não pode ser modificada), mesmo que as diversas parcelas das redes individuais sejam agrupadas de forma intercalada com as de outras redes. Tal associação, ou forma de ordenar cada uma das parcelas dos resultados de cada rede, pode ser feita de diversas formas desde que se respeite a ordem de alocação de microFV da rede. Neste trabalho, as seguintes formas de ordenação das curvas individuais foram utilizadas:

1. **Sequência aleatória sequencial por rede BT:** método de ordenação em que são selecionadas as redes BT de forma aleatória e, para cada rede BT, são selecionados todos microgeradores de acordo com a respectiva ordenação local. De outra forma: a curva “Custo de Reforço (R\$) x Capacidade Instalada (kWp)” de cada rede é associada com as das outras redes por amostragem aleatória, então todas as redes possuem a mesma probabilidade de serem amostradas e as suas curvas inteiras de resultados são intercaladas por rede de forma aleatória.
2. **Sequência aleatória por UC:** neste método de ordenação, todos microgeradores do conjunto de possíveis próximos microgeradores (na distribuidora como um todo) possuem a mesma probabilidade de serem selecionados numa sequência de agregação global. Os possíveis próximos microgeradores formam um conjunto composto por aqueles microgeradores de cada uma das redes da concessionária que é o próximo a ser inserido em seu contexto local, conforme esquemático descrito na Figura 3.16. Este conjunto tem o tamanho do número total de redes simuladas (cada rede tem um possível próximo microgerador a ser considerado no ordenamento global, a menos que se tenham esgotados os microFVs daquela rede). Em cada ponto da agregação, um microgerador desse conjunto é selecionado de forma aleatória. Uma vez considerado,

o microgerador sai do conjunto e o próximo local será incluído, até que todos os microgeradores do conjunto tenham sido considerados.

3. **Sequência aleatória não uniforme (viés):** de forma semelhante à “sequência aleatória por UC” anteriormente descrita, também é utilizada a noção de conjunto de possíveis próximos microgeradores, com a diferença que cada microFV tem a probabilidade de ser selecionado proporcional à sua capacidade (kWp), *i.e.*, sistemas maiores tendem a conectar antes que os sistemas menores.
4. **Menor custo inicial:** similar ao “aleatório sequencial por rede BT”, porém, neste caso, as redes BT não são ordenadas aleatoriamente, e, sim, de acordo com o custo total de reforços de cada rede (considerando todos os reforços realizados em toda a simulação de um cenário até o nível de penetração máximo), com ordenação do menor ao maior custo.
5. **Maior custo inicial:** similar ao “menor custo inicial”, mas com ordenação do maior ao menor custo.

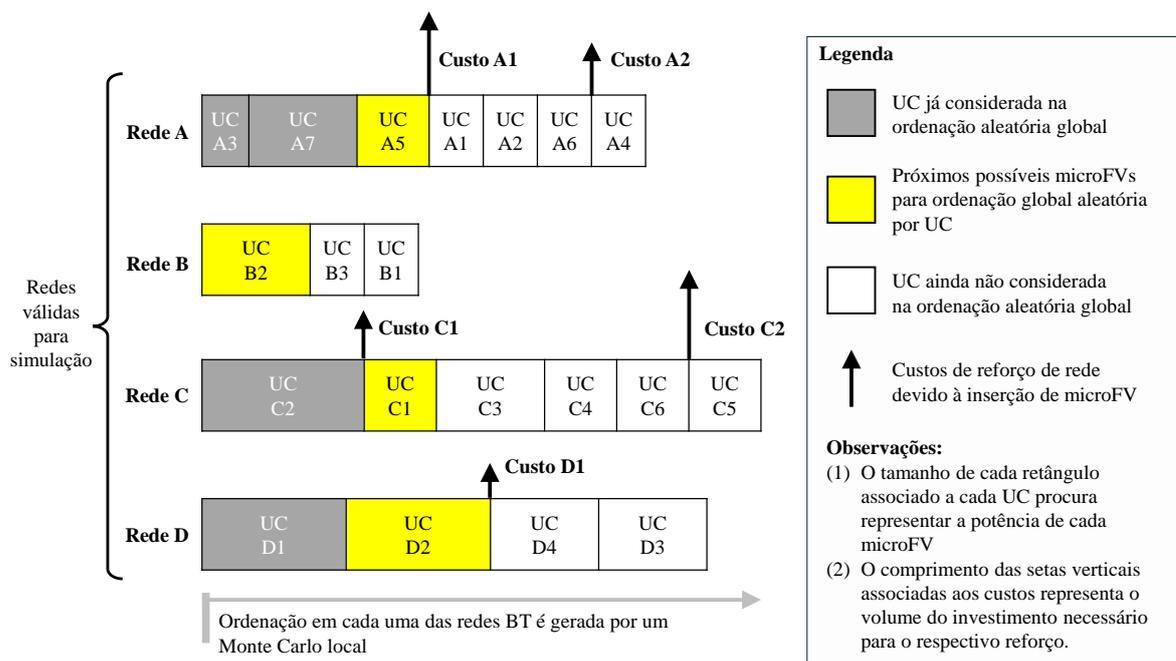


Figura 3.16 – Esquemático da noção de próximos possíveis microgeradores a serem considerados quando de ordenação global aleatória por UC.

A proposição de diferentes formas de obtenção das trajetórias dos custos globais das concessionárias é feita para a investigação mesmo de como os custos podem ocorrer na realidade do planejamento e identificar implicações particulares em se adotar uma ou outra abordagem. De acordo com avaliações realizadas, para as concessionárias estudadas, o sequenciamento aleatório não uniforme (viés) é aquele que melhor se adere àquilo visualizado

em retrospectiva, conforme pode ser visto na Figura 3.17. Os dois últimos ordenamentos, em específico, são realizados para determinar os cenários extremos, não representando a realidade por serem muito conservadores ou muito otimistas do ponto de vista do horizonte que se impõe para os investimentos necessários. Comentários adicionais sobre os ordenamentos são feitos na exploração dos resultados da Seção 4.2.1.

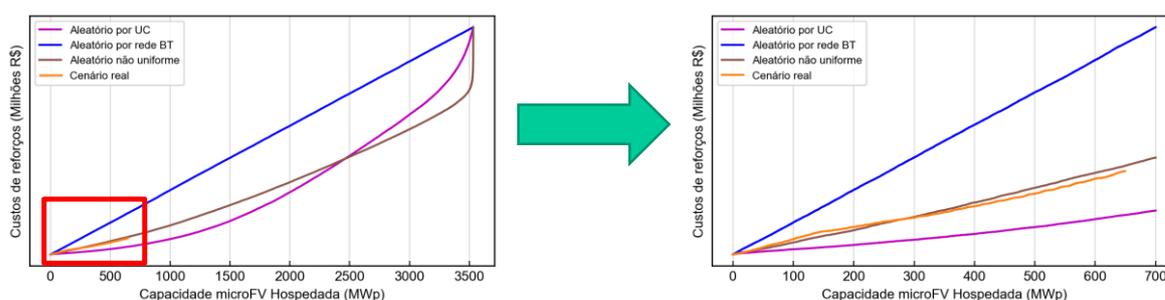


Figura 3.17 – Comparativo dos resultados sintéticos e simulação em retrospectiva da inserção real de microFVs (custos acumulados para a concessionária A).

Para além das curvas agregadas de custo acumulado anteriormente descritas, são obtidas as curvas de custo marginal, que são dadas pelas taxas de variação dos custos (R\$) com relação à capacidade instalada de microgeração (kWp) em função da capacidade instalada (MWp) no conjunto do total de redes da distribuidora. Essas curvas procuram apresentar a evolução do investimento adicional necessário para atender os critérios regulatórios de qualidade do produto por potência adicional (kWp) de microgeração solar fotovoltaica conectada nas redes de baixa tensão da distribuidora. É importante considerar que as curvas “Custo de Reforço (R\$) x Capacidade Instalada (kWp)” possuem degraus (Figura 3.15) e, portanto, é esperado que a derivada deste tipo de comportamento apresente impulsos nas descontinuidades. O método utilizado para obtenção dos custos marginais é realizando a divisão do intervalo de potência instalada (MWp) em parcelas de mesmo tamanho e determinando-se os valores médios dos custos em cada intervalo. De fato, a Figura 3.18 apresenta dois conjuntos de curvas de custo marginal, porém a partir da utilização de diferentes quantidades de partições, sendo possível notar que quanto maior a quantidade de partições utilizada para estimação da derivada, maior é o ruído nas curvas de custo marginal. Posto que o objetivo aqui é a obtenção dos custos marginais de forma estatisticamente generalizada, e não a obtenção de custos de forma granular tendendo para cada UC em cada circuito secundário, o emprego de uma quantidade menor de divisões para fácil visualização do comportamento geral dos custos é mais desejável. Por conseguinte, os gráficos de custo marginal no próximo capítulo, se e quando

apresentados, utilizarão janelas que possibilitem uma boa suavização das derivadas a partir do gráfico de custos acumulados.

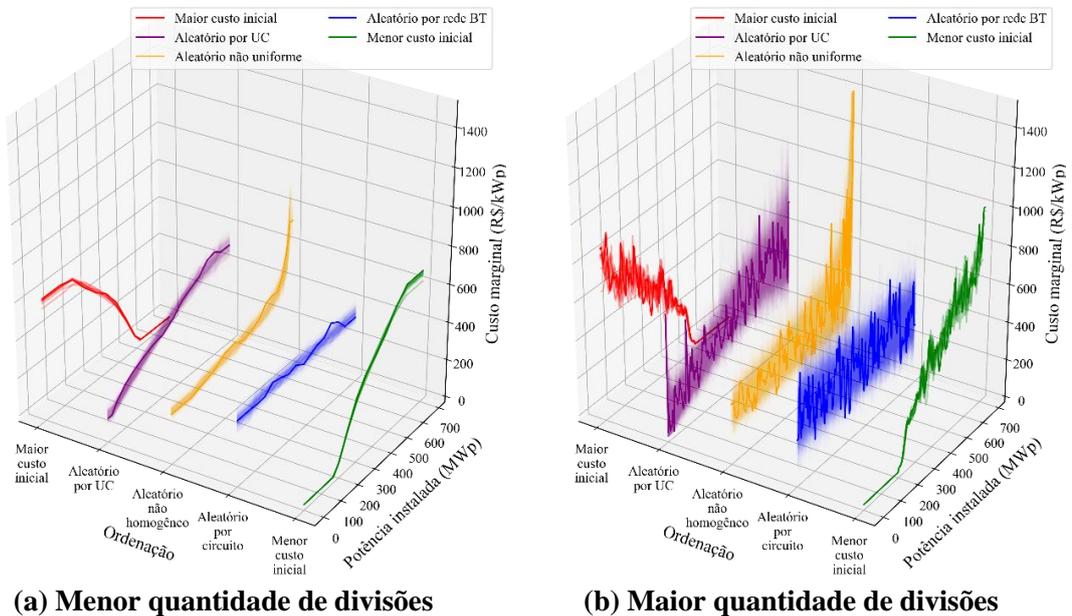


Figura 3.18 – Impacto do tamanho da janela quando da obtenção das curvas de custo marginal.

Por fim, conforme aquilo apresentado na Seção 3.3, uma das premissas deste trabalho é que a quantidade de sistemas microFV ocorra até um máximo determinado pelo limite de nível de penetração percentual de 100%, ou seja, um critério de parada em que todos os consumidores devem receber microFV. A respeito deste cenário de inserção completa é importante considerar, antes de tudo, que as simulações são realizadas sobre um conjunto de redes reais que refletem a situação dos ativos das concessionárias em um determinado momento do tempo. A situação dos sistemas de distribuição não é, contudo, imutável, estando eles sujeitos a expansões e modificações, e um patamar de 100% de inserção sobre uma realidade fixa é muito pouco provável de ocorrer. Muito embora sejam de interesse indicadores como, por exemplo, os valores máximos dos custos e quantitativos totais de materiais e equipamentos para certa área de concessão em um cenário de penetração completa, entende-se também que a aplicação da metodologia poderia ser considerada periodicamente, ou por partes, e considerando-se faixas de inserção de microFV de interesse conforme projeções baseadas em cenários econômicos regionais em um médio prazo para garantia ainda de maior confiança e assertividade dos resultados. Além disso, a ordenação aleatória global, quando realizada por rede BT, evidencia a baixa influência da ordem cronológica de adoção pelo consumidores e traz uma curva de custo marginal aproximadamente constante e coincidente com um valor médio, de maneira que seu uso pode evitar conclusões relacionadas com casos extremos. A Figura 3.19 procura ilustrar os últimos comentários.

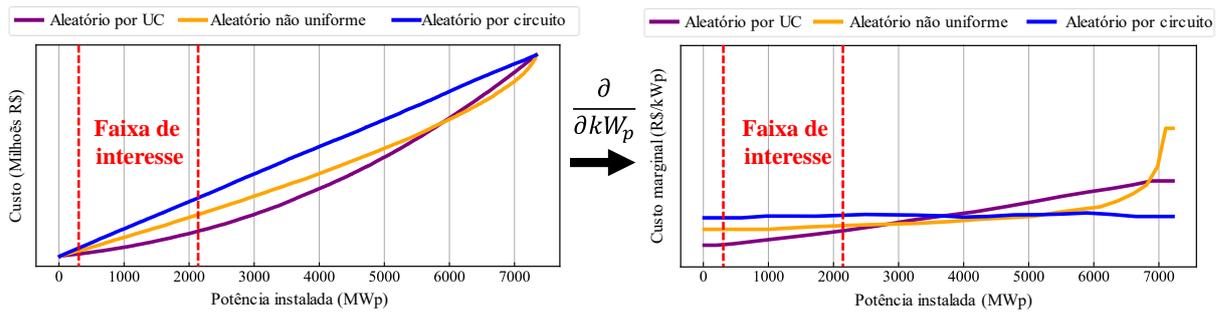


Figura 3.19 – Comportamento dos custos obtidos por método probabilístico de agregação global e ilustração da faixa de interesse em estudo de reforços de rede (médio prazo).

4 CUSTOS DE ADEQUAÇÃO DE REDES DE BAIXA TENSÃO DEVIDO À INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Este capítulo apresenta os custos necessários em adequações de infraestrutura, também chamadas aqui de reforços de rede, motivadas pelo incremento de microFV generalizado e disperso em uma ampla área geográfica, considerando aplicação da metodologia de reforço automático desenvolvida neste trabalho. Inicialmente é discutido um estudo de caso de uma rede de baixa tensão real em que a distribuidora, devido a inserção de microFV, necessitou a realizar reforços para a garantia da qualidade da energia elétrica fornecida. Informações detalhadas sobre as intervenções realizadas e os seus respectivos custos foram disponibilizadas pela concessionária para este trabalho, e, com isso, procurou-se realizar um comparativo entre os resultados obtidos pela aplicação da metodologia automática proposta, em um nível local e de forma determinística, com aquilo realizado, de fato, em campo pela distribuidora. Ou seja, busca-se aqui apresentar uma forma de validação do método e modelagem empregados a partir da reprodução tanto da ordem de ocorrência de instalação quanto do tamanho dos microFVs instalados. Posteriormente, para essa mesma rede exemplo, é utilizada uma abordagem estocástica, novamente em nível local, para explorar as diferenças, semelhanças e relações entre os resultados obtidos de forma determinística e de forma estocástica. Seguindo esta validação em nível local, a metodologia é então utilizada em problemas de grande porte, sendo aplicada a todas as redes das quatro concessionárias descritas no Capítulo 2 para a obtenção de resultados globais. Por fim, apresentam-se algumas análises de sensibilidade, com foco também para as concessionárias como um todo, para a verificação da influência de diferentes parâmetros de interesse nos custos e na capacidade de recebimento de microFV nos sistemas de distribuição das concessionárias.

4.1 Estudo de caso em uma rede de baixa tensão específica

Dentre diferentes obras de referência recebidas das concessionárias de energia elétrica durante a realização deste trabalho, uma delas foi selecionada para a descrição mais detalhada da aplicação da metodologia de reforços em nível local. Também é apresentada a forma geral utilizada para validação e aperfeiçoamento da metodologia computacional desenvolvida. De fato, as referências [26] e [47] indicam que a comparação direta dos resultados sintéticos com os casos reais executados pelas concessionárias pode ser de grande utilidade

neste tipo de tarefa, visto que não há perda de informações por simplificações ou extrapolações muito exageradas neste tipo de metodologia.

A obra é caracterizada especificamente pela aplicação da substituição de condutores (recondutoramento) do circuito secundário, que são originalmente de cobre e de seção nominal 6 AWG, estando disponíveis informações sobre as intervenções realizadas e todos os respectivos custos envolvidos. A Figura 4.1 traz uma visão geral da rede em questão e dos reforços realizados em campo pela concessionária. O transformador de distribuição é de 50 kVA, 11,4/0,22 kV, possui 23 unidades consumidoras (22 residenciais e 1 comercial) e a mais distante delas encontra-se em torno de 220 metros do transformador. Na figura, aquilo indicado como (P#) diz respeito aos postes da respectiva rede delimitando o recondutoramento.

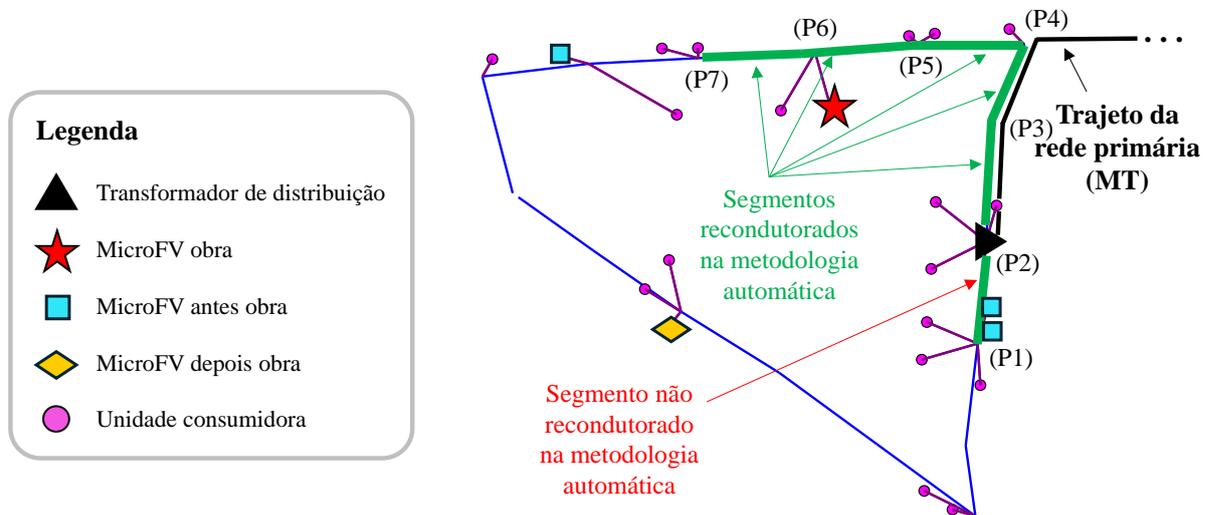


Figura 4.1 – Visão geral de uma obra de referência (rede BT de 50 kVA).

4.1.1 Reprodução dos eventos de reforço através de simulação determinística

Distintos aspectos são considerados na reprodução dos eventos de intervenção e reforço de redes: realização de simulação determinística tomando como base os modelos de rede obtidos via conversão da BDGD/DSS, considerando-se as mesmas potências de microFV instaladas pelas UCs, posição e ordem de instalação iguais ao ocorrido em retrospectiva, e simulação de apenas um fluxo de carga do tipo pior caso, ao meio-dia, conforme prática de engenharia verificada junto à concessionária estudada. A Figura 4.2 e a Figura 4.3 apresentam, respectivamente, a evolução do carregamento do transformador da rede BT e das tensões desse sistema no instante de máxima incidência solar e conforme os consumidores adotam sequencialmente a instalação de microFVs. A rotina computacional retornou, da mesma forma como na obra realizada em campo, que os segmentos de rede secundária no caminho crítico entre P2 e P7 (entre transformador de distribuição e ponto com sobretensão) deveriam ser

recondutorados para 120 mm² (cabos multiplexados, conforme padronização mais recente da concessionária, vide Seção 3.6.1). O reforço acontece devido à violação de sobretensão após a introdução do quarto sistema fotovoltaico neste circuito secundário, semelhante àquilo ocorrido na situação real. É interessante notar que, nos registros das obras, verificou-se uma opção feita pela equipe da concessionária de realizar o recondutoramento de um outro segmento secundário que não se encontra no caminho crítico entre transformador e sobretensão encontrada, e que não foi realizada pela rotina automática, já que o impacto técnico é eliminado sem a necessidade desse reforço específico. Notar na Figura 4.1 que a rede cresce em dois sentidos distintos a partir do transformador de distribuição, e o trecho entre os postes P1 e P2 também teve o condutor substituído apesar de nenhum critério técnico ser violado. A Tabela 4.1 traz comparativos entre os resultados aplicando a metodologia proposta e aquilo de fato realizado. No geral foram verificadas pequenas diferenças nos comprimentos obtidos (2,1%) e uma pequena diferença nos preços devido à diferença nos comprimentos (2,1%), o que, no entanto, está relacionado às práticas da concessionária de considerar comprimento adicional para montagem adequada e consideração de flechas dos condutores instalados em postes. Esse tipo de folga pode também ser integrada na metodologia.

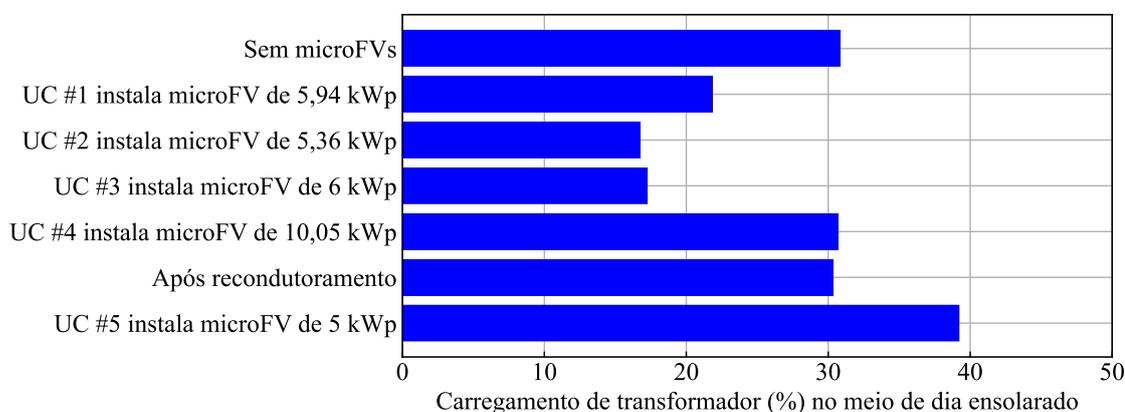
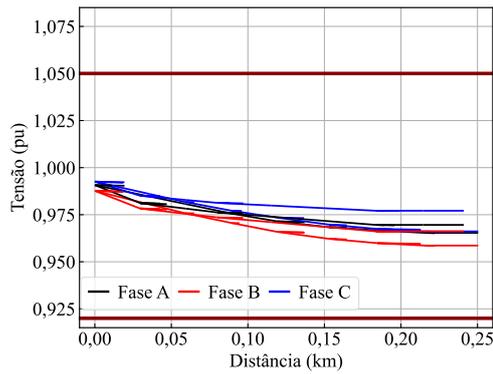
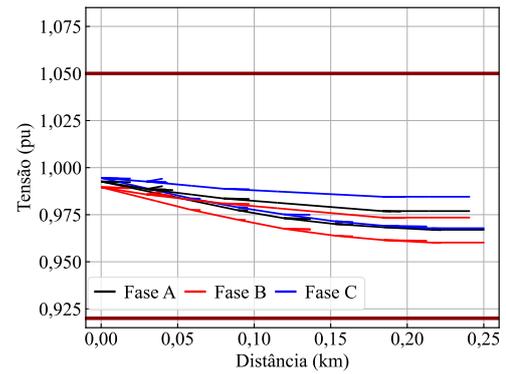


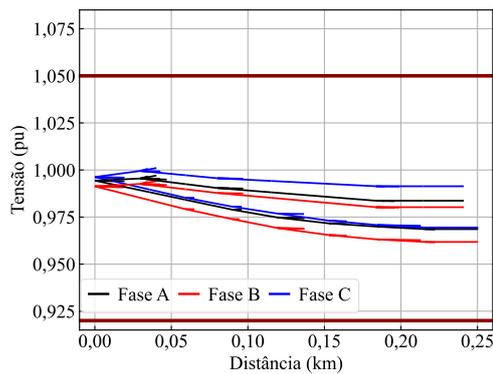
Figura 4.2 – Evolução do carregamento do transformador da rede BT no meio do dia (máxima incidência solar) conforme a instalação sequencial de microFVs.



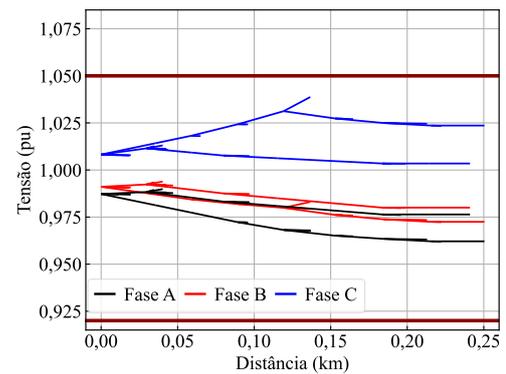
(a) Sem microFVs



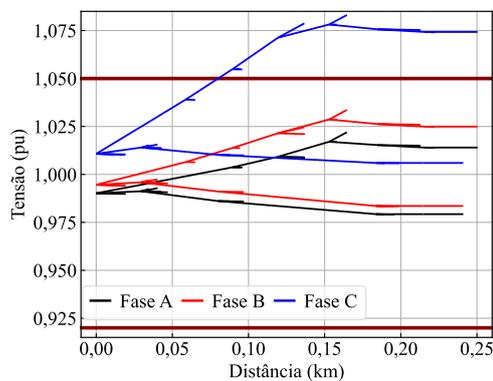
(b) UC #1 instala microFV de 5,94 kWp



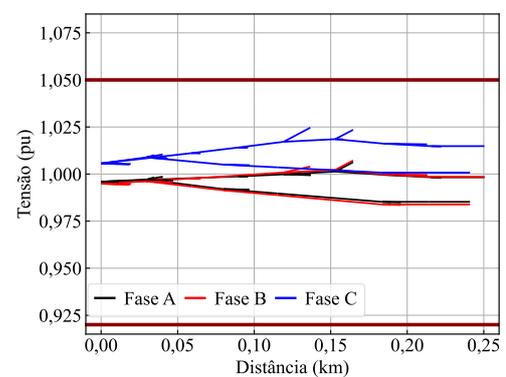
(c) UC #2 instala microFV de 5,36 kWp



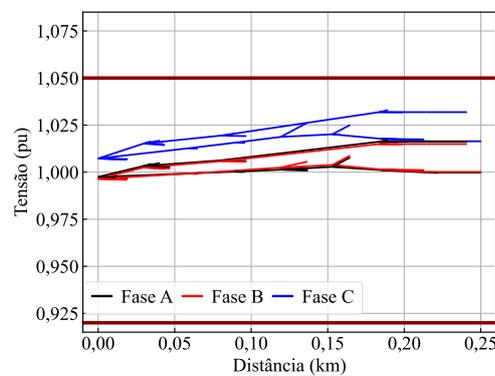
(d) UC #3 instala microFV de 6 kWp



(e) UC #4 instala microFV de 10,05 kWp



(f) Após recondutoramento



(g) UC #5 instala microFV de 5 kWp

Figura 4.3 – Evolução das tensões da rede BT no meio do dia (máxima incidência solar) conforme a instalação sequencial de microFVs.

Tabela 4.1 – Comparação entre os valores reais de obra e a simulação realizada.

Item de reforço	Comp. orçamento detalhado (m)	Comp. BDGD (m)	Diferença (%)	Preços orçamento detalhado (R\$)	Preços simulação de custos BDGD (R\$)
1	29,94	29,74	-0,7%	931,43	925,21
2	36,11	35,76	-1%	1.123,38	1.112,49
3	25,08	22,98	-9,1%	780,24	714,91
4	30,97	30,75	-0,7%	963,48	956,63
5 *	30,03	0,00	--	934,23	0
6	34,05	33,72	-1%	1.059,30	1.049,03
Total	156,15	152,95	-2,1%	4.857,83	4.758,27

* Trecho não reconduzido na metodologia.

4.1.2 Abordagem estocástica do problema local

Para a mesma rede estudada de forma determinística na seção anterior, uma análise foi realizada a partir da criação de múltiplos cenários estocásticos locais com sequências distintas de inserção de microFV, com uma UC por vez recebendo microFV até o limite de 100% das UCs, o que para esta rede especificamente representa entre 140-150% da potência nominal do transformador do circuito. Os microFVs foram dimensionados conforme aquilo indicado na Seção 3.2. Foram executados no total 500 cenários a fim de determinação das trajetórias de custos estatisticamente relevantes em função da penetração de microFV e os resultados são mostrados na Figura 4.4. Nesta figura, o eixo X é dado em termos da potência de penetração (porcentagem da potência nominal do transformador) e quatro das quinhentas trajetórias estão realçadas, a saber, casos “65”, “302”, “456” e “471”, para fins de comentários adicionais.

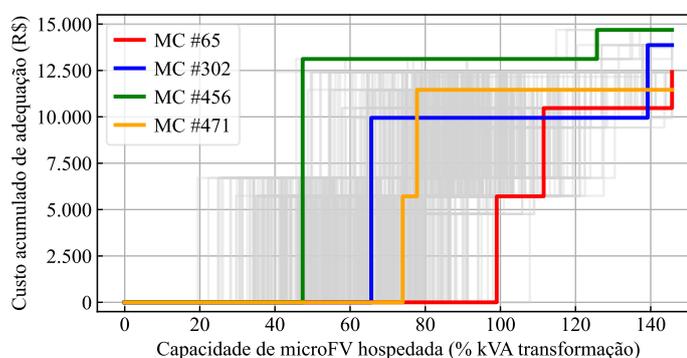


Figura 4.4 – Custo de reforço (R\$) x Capacidade instalada (% da potência de transformação) – diferentes trajetórias de custo possíveis para uma rede exemplo de 50kVA.

Nota-se que a capacidade de hospedagem inicial (antes da primeira obra) pode variar consideravelmente e que o custo para um determinado nível de penetração também pode variar. Em “65”, por exemplo, há inserção de quase 100% de microFV, em termos da potência de transformação, sem que nenhum limitante técnico seja atingido e, portanto, nenhuma obra é realizada até este momento. Já em “456” ocorre uma obra cara (maior que a média) antes de atingir 50% de capacidade instalada na rede, o que permite, sem outras intervenções, inserção acima de 120% da potência de transformação. Os casos #302” e “471” mostram comportamentos intermediários entre os anteriores. A Figura 4.5 ilustra as condições finais (após 100% das UCs instalarem microgeração) da rede estudada para os cenários estocásticos locais realçados anteriormente.

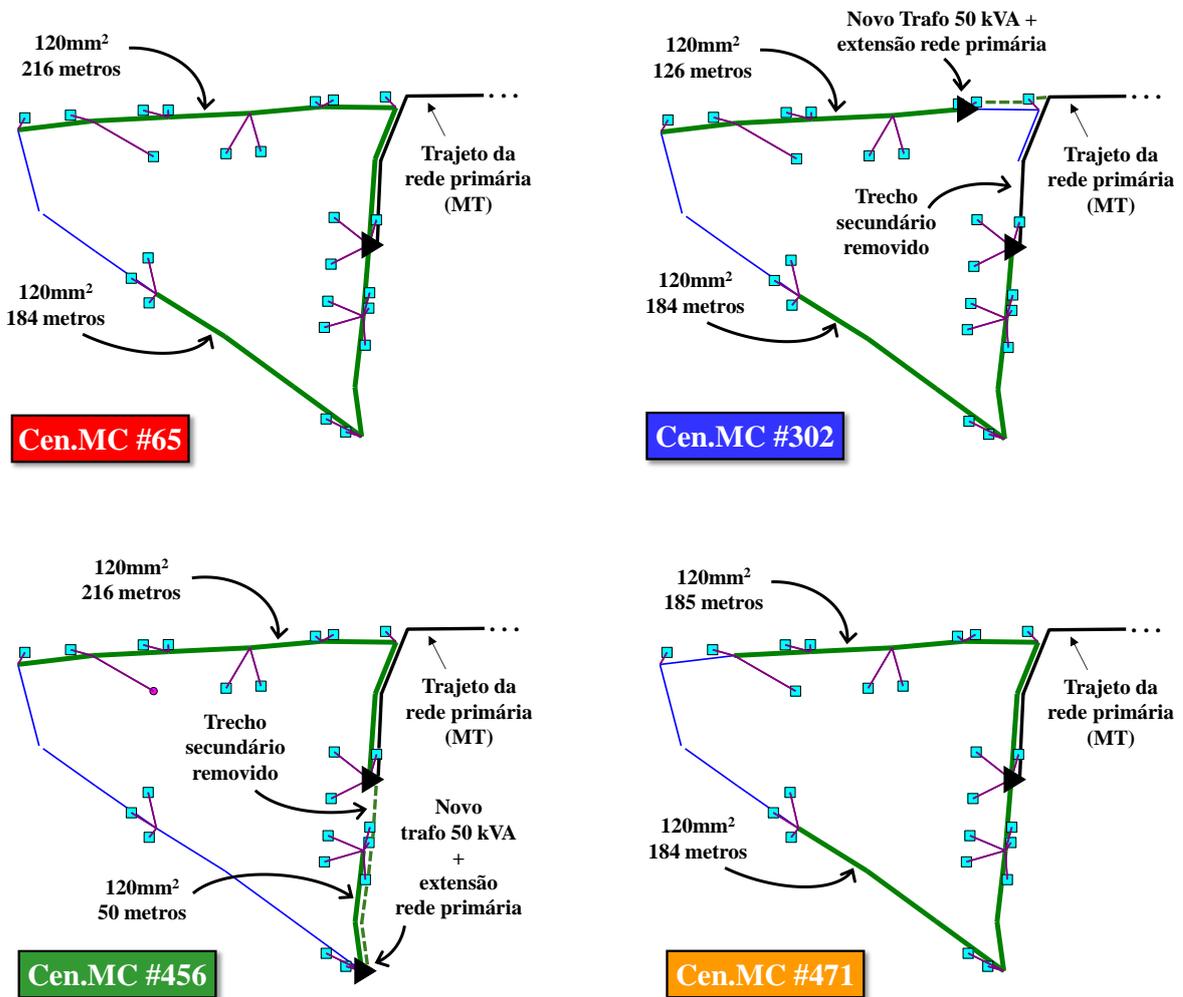


Figura 4.5 – Condições finais distintas da rede BT para alguns cenários estocásticos locais de inserção máxima de microFV.

Pode-se notar, portanto, que a evolução, ou a trajetória, dos reforços e seus respectivos custos é muito dependente da sequência em que ocorre a inserção de microFV e existe uma elevada dispersão nos resultados locais. Em todos os cenários estocásticos, a capacidade instalada máxima de microFV em uma determinada rede converge para o mesmo valor independentemente do cenário estocástico, o que era esperado, já que o dimensionamento dos microFV é uma variável determinística, embora o incremento em cada estudo seja uma variável aleatória (nem todos os microFVs possuem a mesma potência). Já o custo acumulado total para 100% de penetração (para que todos os consumidores consigam receber microFV sem transgressões técnicas) pode variar conforme verificado no *boxplot* da Figura 4.6, porém, neste caso, se observa uma grande concentração (convergência) em torno de R\$ 12.000,00.

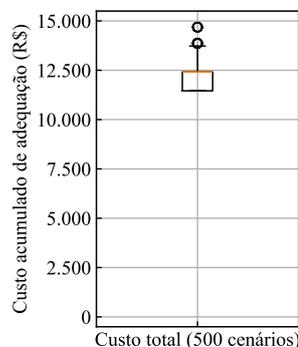


Figura 4.6 – Boxplot do custo acumulado total para uma rede exemplo de 50kVA em 500 cenários estocásticos.

A Figura 4.7, por sua vez, é elaborada a partir da aplicação de filtragem do tipo média móvel sobre os resultados da figura anterior, sendo levantados o comportamento médio e uma faixa ajustada relativa a um desvio padrão. A curva vermelha indica o resultado determinístico relativo à obra executada na rede pela concessionária e que é apresentado na Seção 4.1.1. É interessante notar que a curva da obra realizada permanece dentro da faixa ajustada de um desvio padrão.

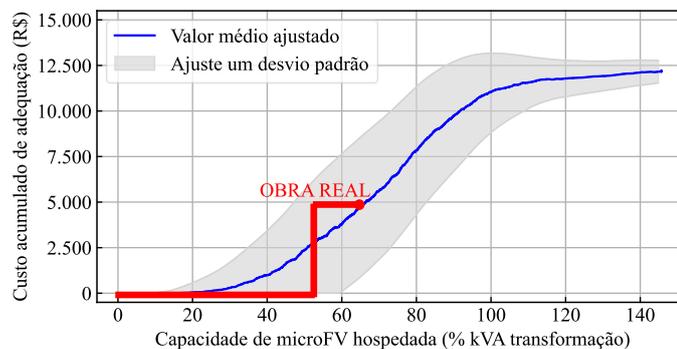


Figura 4.7 – Curvas de custos ajustadas pela aplicação de filtragem média móvel sobre 500 resultados estocásticos em nível local.

4.2 Estudos em larga escala para quatro concessionárias

A metodologia de reforços de rede é agora aplicada para problemas de grande porte. Conforme descrito no Capítulo 2, são estudadas quatro diferentes concessionárias brasileiras, designadas como concessionárias A, B, C e D, que atendem juntas cerca de 10 milhões de unidades consumidoras. No total, após o tratamento dos dados, são simuladas 276.816 redes secundárias. As simulações são feitas tendo como base algumas premissas acerca da filosofia e procedimentos de reforços, da condição operativa do sistema, dentre outros aspectos. Essas premissas estão referenciadas nas práticas comuns verificadas junto às equipes de engenharia das concessionárias. Adicionalmente, na Seção 4.3 e na Seção 4.4 são apresentados resultados que podem servir de base para uma análise crítica dos critérios utilizados. Para o caso base, as principais considerações são:

- **Quantidade de casos probabilísticos simulados (locais e globais):** apenas um caso estocástico local ($NMC_{local} = 1$) e apenas um caso estocástico global ($NMC_{global} = 1$) são considerados, *i.e.*, o fenômeno de aumento da penetração de microFV é simulado apenas uma vez em cada uma das concessionárias. Todas as formas de agregação apresentadas na Seção 3.2 são também obtidas. Embora a quantidade de casos estocásticos seja relevante para identificação de comportamentos estatísticos em estudos localizados, dada a elevada dispersão neste nível de análise, a quantidade de cenários não tem grande impacto na obtenção do comportamento global dos custos das concessionárias (Seção 4.3);
- **Tensão do equivalente de rede na média tensão:** é utilizada uma tensão de 1,00 pu no equivalente de Thévenin para todas as redes avaliadas;
- **Horizonte de simulação dos fluxos de carga:** parte-se de apenas uma simulação de fluxo de carga do tipo ‘pior caso’, *i.e.*, instante de maior geração (meio-dia) e carga menor, sendo realizada simulação de série temporal apenas naquelas situações em que se faz necessária avaliação mais detalhada do carregamento dos transformadores de distribuição (Seção 3.5);
- **Penetração máxima de microFV nas redes de baixa tensão (LimNP%):** é simulado um processo de inserção em que todas as UCs elegíveis das redes recebem microFV. Com isso, a penetração máxima considerada é de 100%, a menos que, após aplicados todos os reforços possíveis, algum limitante técnico não permita a inserção de todos microFVs;

- **Incremento percentual de penetração local ($\Delta NP\%$):** a penetração de microFV é aumentada em passos de 20%, ou seja, o incremento não é individual (UC por UC, instalando microFVs até o limite de $LimNP\%$ das UCs), mas sim de 20 em 20% dos consumidores. Por exemplo: uma rede com 25 UCs, a inserção de microFVs é feita de 5 em 5 UCs;
- **Prioridades na realização dos reforços (em problemas de tensão):** conforme prática das concessionárias analisadas, considerou-se como prioridade a realização de recondutoramento antes de seccionamento dos circuitos secundários. Isso parte de uma noção de que os transformadores são equipamentos caros e podem demandar, por exemplo, reforços estruturais e eventualmente extensão das redes primárias. Um estudo de sensibilidade também é feito avaliando como as diferenças nessas prioridades afetam os custos globais e se realmente essa é a melhor estratégia global de reforço;
- **Extensão do reforço de recondutoramento:** substituição dos condutores apenas no caminho crítico até o ponto verificado de transgressão, e não toda a rede secundária como medida proativa pela concessionária;
- **Troca de ramal de ligação:** os ramos de ligação das UCs são substituídos apenas por superação de sobrecorrente. É importante observar que as concessionárias possuem padrões de entrada em baixa tensão e esse tipo de reforço poderá, na prática, incorrer em alterações cadastrais do consumidor (aumento de potência, alteração de padrão de entrada etc.);
- **Fator de potência das cargas:** considerado igual a 0,92 para todas as UCs.

4.2.1 *Resultados para as quatro concessionárias*

A Tabela 4.2 traz um resumo dos resultados globais para as quatro concessionárias estudadas, contendo informações de recebimento máximo de microFV nos seus respectivos conjuntos de redes, custos acumulados, custos marginais (custo pela potência instalada de microgeração) médios e comportamentos (média, 9º e 95º percentis) dos custos por circuito, tanto os custos acumulados quanto os marginais. É considerável a diferença entre as máximas gerações hospedadas e os custos acumulados obtidos para as quatro concessionárias. Estes resultados estão muito relacionados ao porte (tamanho) das concessionárias e, então, a tendência geral é aquela em que as distribuidoras que atendem maiores quantidades de redes secundárias e de consumidores também receberão maiores quantidades de microgeração e

requererão maiores investimentos em reforços. A distribuidora A é aquela que recebe a maior potência total de microFVs e a que deverá realizar os maiores investimentos em adequação de redes. Na sequência de maiores custos e recebimento de geração estão as concessionárias D, B e C respectivamente. A distribuidora A também é aquela com maior média de custo por circuito (R\$) dentre as concessionárias estudadas, enquanto a distribuidora B possui o menor. A distribuidora B também possui os menores custos marginais como um todo e os menores custos marginais por circuito (R\$/kWp), notavelmente menores que os das demais. A concessionária D possui os maiores custos marginais no conjunto da distribuidora, ainda que bastante similares aos das distribuidoras A e C.

Tabela 4.2 – Resultados resumidos do caso base para as quatro distribuidoras na condição de penetração máxima de microFV.

		A	B	C	D
Geração total máxima (MWp)		7.160,6	2.674,7	665,6	4.706,0
Custo acumulado máximo (Milhões de R\$)		2.551,3	580,3	240,3	1.707,3
Custo marginal médio (R\$/kWp)		356,3	217,0	361,1	362,8
Custo acumulado por circuito (R\$)	5%	0,0	0,0	0,0	0,0
	Média	21.622,0	15.594,4	18.339,6	16.032,4
	95%	63.920,5	54.966,3	67.916,3	72.127,4
Custo marginal por circuito (R\$/kWp)	5%	0,0	0,0	0,0	0,0
	Média	331,5	222,7	287,1	478,7
	95%	997,5	900,6	1.026,7	2.414,8

A Figura 4.8 traz um resumo dos seguintes quantitativos relacionados aos reforços de rede em um cenário de penetração completa de microFV para cada concessionária: (1) potência de transformação adicional total (MVA) necessária para a concessionária, ou seja, a soma das potências nominais de todos os novos transformadores instalados (aqui apenas os relativos a seccionamento de redes); (2) número total de novas unidades transformadoras instaladas (idem anterior); (3) comprimento total de rede secundária reconduzida. É possível, então, notar a grandeza da necessidade de intervenção (reforço) pelas diferentes distribuidoras para recebimento adequado de todo volume de microgeração considerado. Estes resultados também estão muito relacionados ao porte das distribuidoras. A distribuidora A é aquela que precisa de maior quantidade de equipamentos transformadores novos, enquanto a distribuidora C é a que menos necessita (em termos absolutos). A distribuidora D é aquela que necessita de maior comprimento de rede secundária reconduzida. Comparando-se os resultados de

transformação adicional necessária da figura com aquelas informações das tabelas da Seção 2.1, nota-se que pode ser requerido, a depender da distribuidora, aumentar a sua capacidade de transformação entre aproximadamente 25 e 35% (ainda desconsiderando aqui aqueles transformadores substituídos por sobrecarga), além do recondutoramento de uma parcela relevante de suas redes existentes.

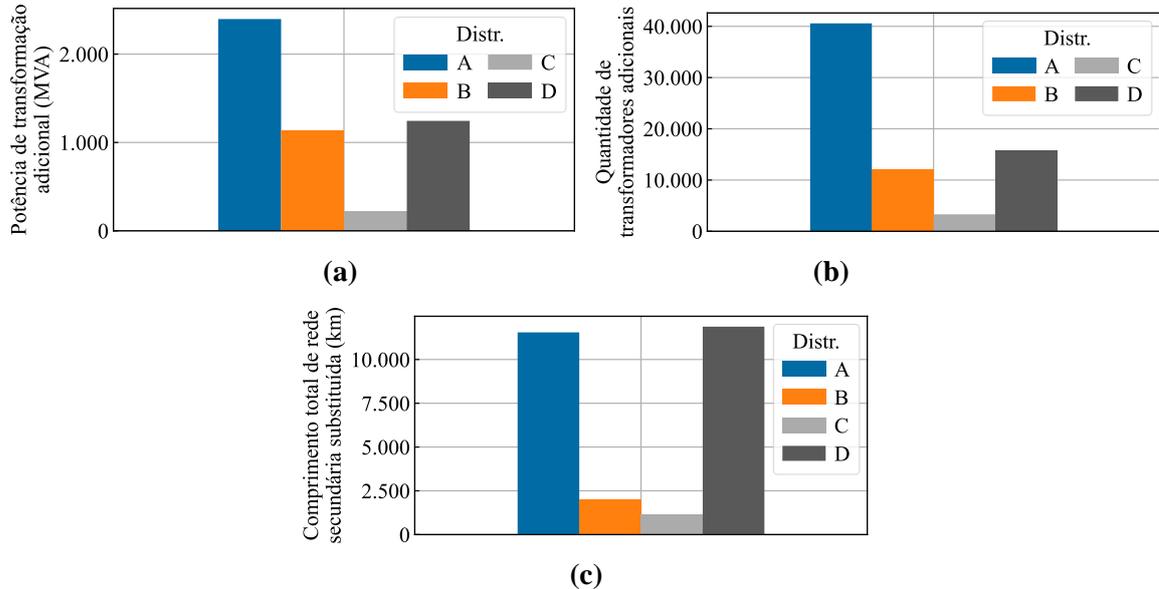


Figura 4.8 – Necessidades totais de transformação adicional e de intervenção nas redes secundárias para as quatro concessionárias para penetração completa de microFV.

A distribuição estatística dos custos para reforçar as redes das concessionárias pode ser visualizada na Figura 4.9 e na Figura 4.10. A primeira das figuras mostra como se distribui a quantidade de redes (eixo Y) em função do custo acumulado por rede (R\$) (eixo X), enquanto a segunda traz o custo por rede dividido pela potência total de microFV instalada naquela mesma rede (custo marginal médio, ou custo pela potência instalada em R\$/kWp). Os resultados são divididos em dois grupos que basicamente separam-se entre (1) aqueles circuitos para os quais são realizados reforços envolvendo a instalação de transformadores e (2) aqueles que têm apenas troca de condutores (recondutoramento). Nestes gráficos, que são do tipo histograma empilhado, não estão representados aqueles circuitos com custos nulos (recebem 100% de microFV sem necessidade de reforços), e as linhas vermelhas verticais em cada gráfico, referentes às médias, também não os consideram. Nota-se que as linhas vermelhas nestas figuras aparecem com valores superiores às médias da Tabela 4.2, e isso acontece justamente porque as distribuições nas figuras desconsideram aquelas redes sem custos. Outro aspecto visualizado é que, em geral, quando a intervenção na rede envolve transformadores de distribuição, os custos na média, de fato, tendem a ser maiores (mais à direita nos gráficos) do que quando apenas envolvem recondutoramento. Novamente é possível observar que, na média,

a distribuidora B é aquela que possui os menores custos. Os valores médios dos custos totais são bastante semelhantes para as demais concessionárias (A, C e D), porém os seus custos por potência instalada de microFV (R\$/kWp) variam razoavelmente.

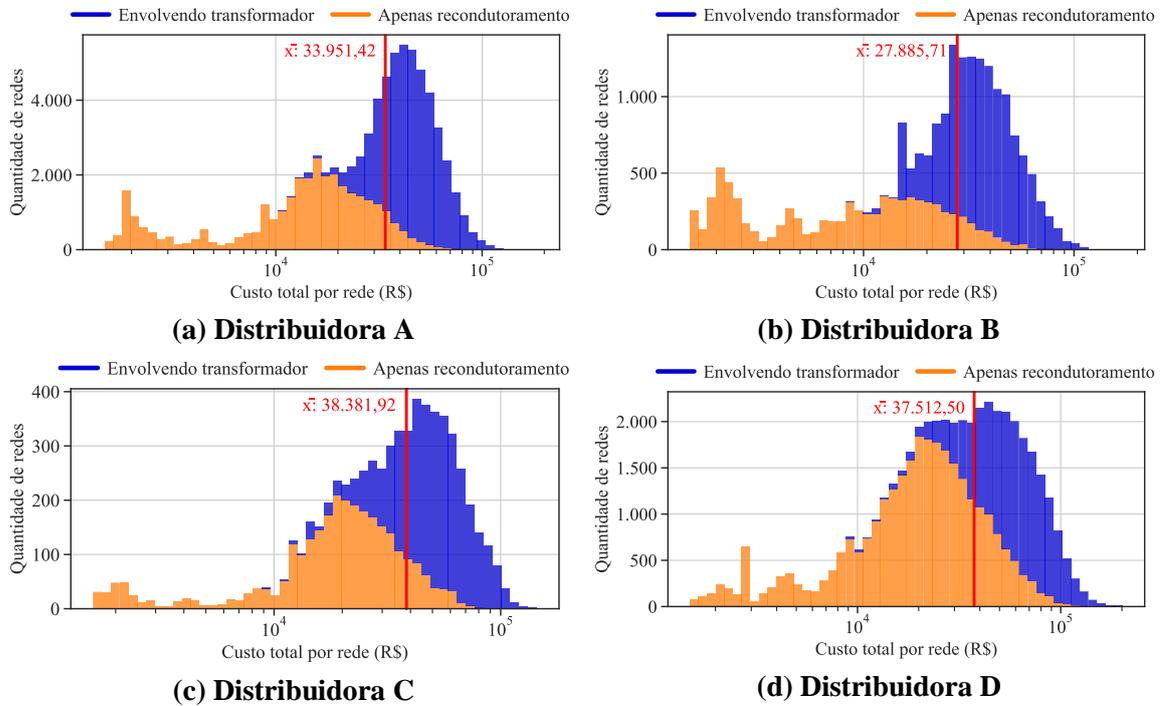


Figura 4.9 – Histograma empilhado com a distribuição estatística dos custos totais (R\$) nas redes BT (apenas circuitos reforçados) em condição de inserção completa de microFV.

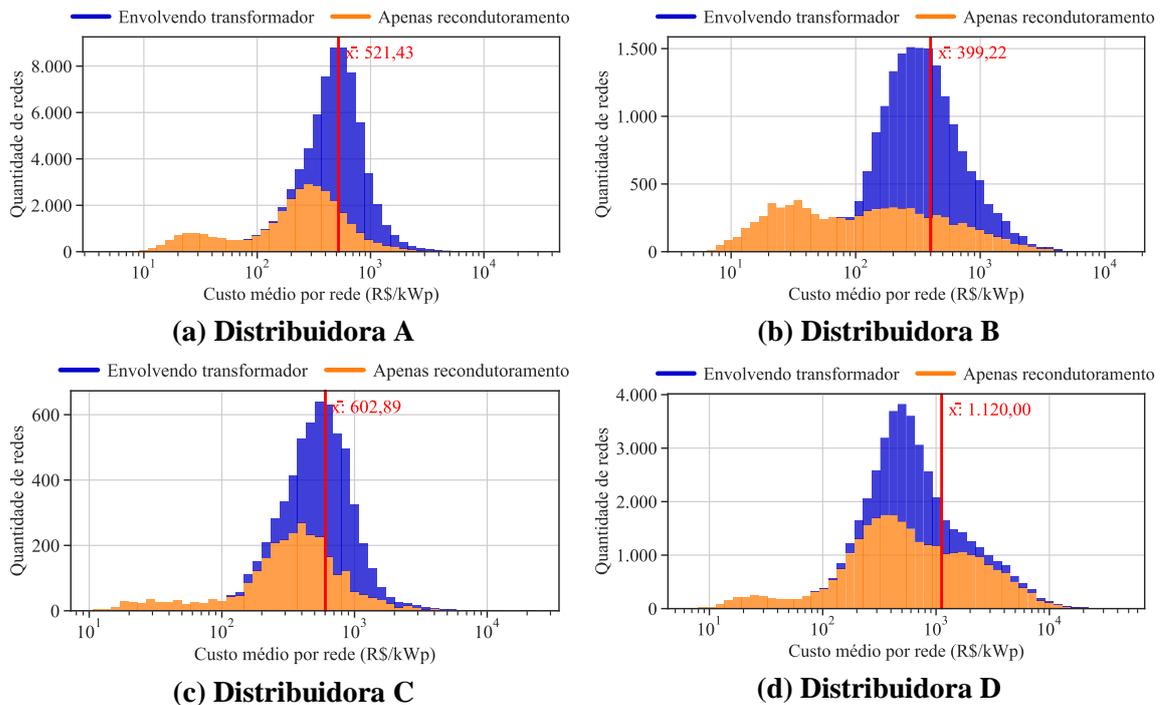


Figura 4.10 – Histograma empilhado com a distribuição estatística dos custos médios (R\$/kWp) nas redes BT (apenas circuitos reforçados) em condição de inserção completa de microFV.

A distribuição da quantidade de potência de microgeração recebida por rede aparece na Figura 4.11. Nesta figura, os resultados estão divididos em três conjuntos, dois deles já considerados nas figuras anteriores (obras com apenas recondução e obras que envolvem transformadores) e o terceiro é o conjunto das redes que não necessitam de reforços para receber 100% de penetração de microFV (custo zero). Duas linhas vermelhas verticais são apresentadas e dizem respeito aos valores médios de potência de microFV instalada por rede. Para o cálculo do valor médio, uma das linhas desconsidera as redes com custo nulo (contínua), enquanto a outra considera todo o conjunto de redes (tracejada). A potência de microgeração recebida por rede é maior na distribuidora B (97,74 kWp), enquanto as demais concessionárias recebem, na média, aproximadamente um montante inferior (em torno de 75 kWp). O impacto de considerar as redes sem custo (custo zero) para obtenção do valor médio é o de redução da potência média instalada por circuito, sendo um indicativo de que as redes que não necessitam de reforços em geral também recebem potências menores de microgeração.

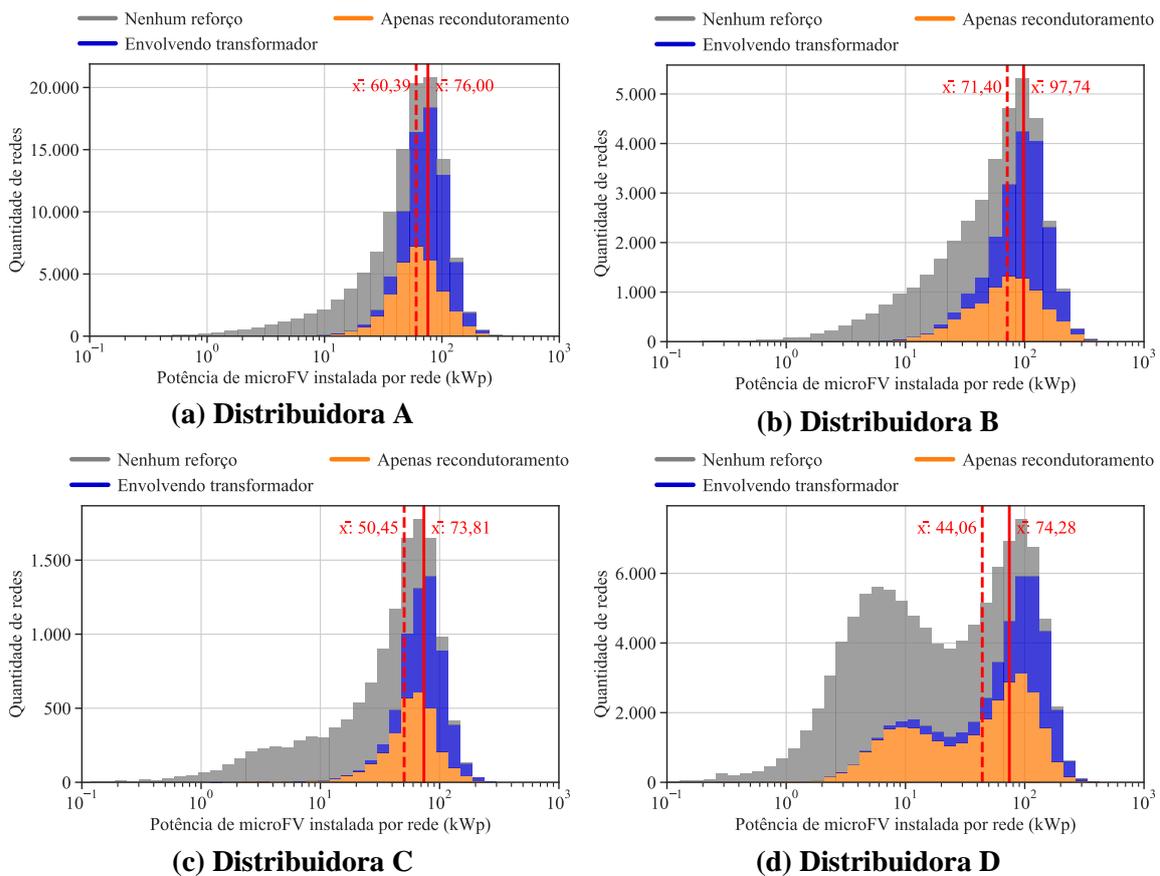


Figura 4.11 – Histograma empilhado com a distribuição estatística da capacidade instalada (kWp) nas redes em condição de inserção completa de microFV.

A Figura 4.12 apresenta, para cada distribuidora, os perfis dos resultados das simulações de reforços e as primeiras violações ocorridas que motivam a intervenção nas redes. Como as concessionárias estudadas têm diferentes de área de concessão e atendem diferentes quantidades de redes e consumidores, neste caso os resultados são apresentados tanto em termos absolutos quanto em termos relativos (porcentagem das quantidades da respectiva concessionária), em função da quantidade de circuitos secundários e do total de carga anual. Para as quatro distribuidoras é possível notar que a maior parte das primeiras violações ocorridas está relacionada a transgressões de tensão, com uma menor parcela dos casos apresentando sobrecarga de condutores (maior prevalência na concessionária B e A) e uma quantidade muito baixa de violações de sobrecarga de transformador. Pode-se dizer também que, em termos relativos, as distribuidoras C e D têm uma capacidade de acomodação de microFV superior às distribuidoras A e B, já que as primeiras possuem a menor quantidade percentual de circuitos que não são capazes de chegar a 100% de penetração com os reforços definidos neste estudo (em torno de 15% das suas redes). A distribuidora B é aquela com menor quantidade relativa de redes cujas transgressões são resolvidas apenas com recondutoramento e que também não conseguem receber 100% de penetração por questões de sobrecargas de condutores. Isso está bastante relacionado ao fato dessa concessionária já possuir uma quantidade elevada de cabos de 120 mm², que é a maior seção nominal considerada para intervenções do tipo recondutoramento de rede secundária, não possuindo a opção de serem substituídos no contexto estabelecido neste trabalho e, assim, a rede falha no recebimento completo de microFV. A concessionária D é aquela com a maior quantidade, tanto em termos absolutos quanto relativos, de circuitos secundários que conseguem receber 100% de inserção sem a necessidade de nenhum reforço (em torno de 55% de suas redes). Esta concessionária também é aquela com menor quantidade de redes cujas transgressões necessitam de múltiplos reforços para adequação (não apenas o recondutoramento).

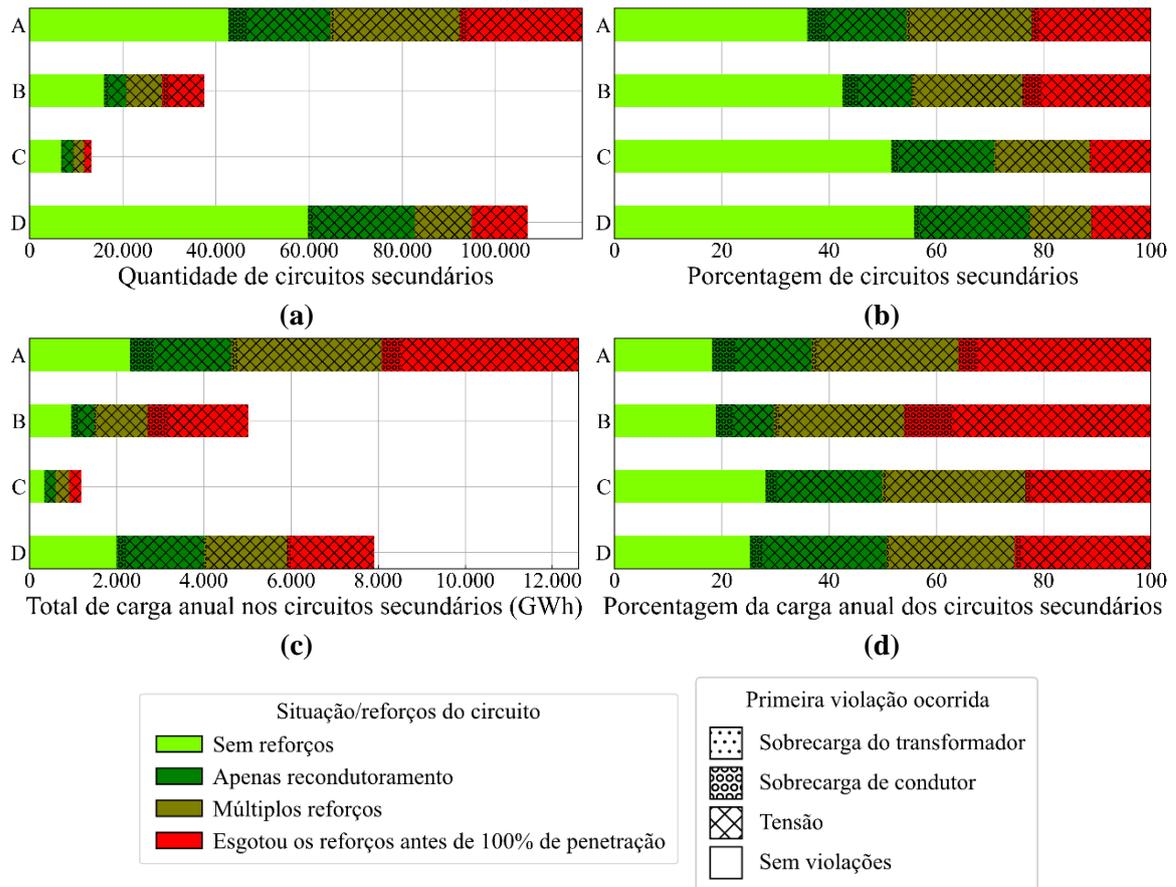


Figura 4.12 – Perfil de reforços e violações ocorridas para os circuitos simulados em cada distribuidora.

Na Figura 4.13 são apresentadas as curvas, ou trajetórias, dos custos acumulados de cada uma das concessionárias em função da penetração de microFV nos conjuntos de redes. Embora não seja visualmente perceptível na figura, os gráficos de custos acumulados têm formato de “escada”, com variações abruptas no eixo Y quando ocorrem reforços de rede (vide Seção 3.8). As cinco diferentes formas de ordenação global dos custos discutidas na Seção 3.9 estão representadas conjuntamente para cada distribuidora e pode-se visualizar que os métodos de ordenamento global afetam a curva de evolução dos custos de forma bastante significativa, embora converjam para o mesmo ponto final de inserção máxima de microFV e custo acumulado. As curvas de menor custo inicial e de maior custo inicial podem ser vistas como limites para as demais curvas obtidas aleatoriamente (é possivelmente exceção apenas a parte final da curva aleatória com viés, ou não uniforme, que tem uma derivada de valor elevado neste trecho). As curvas azuis, referentes à ordenação aleatória por rede BT (sequenciamento das curvas completas de custo *versus* penetração de cada rede individual aleatória), tem comportamento retilíneo com inclinação dada pelo custo total acumulado dividido pela potência total instalada na concessionária (R\$/kWp), sendo esperado um custo marginal

aproximadamente constante para esta forma de agregação (baixa influência da ordem cronológica de adoção pelos consumidores). Com relação às curvas de ordenamento aleatório por UC, *i.e.*, amostragens considerando distribuição uniforme ou com viés, nota-se que a última, em comparação com a primeira, tem uma taxa de crescimento superior e valores iniciais maiores, devido à probabilidade de menores microFVs serem inseridos ao final do processo.

Já na Figura 4.14 são trazidas as curvas de custos marginais para cada distribuidora, ou seja, o investimento adicional necessário (em R\$) para atender os critérios regulatórios de qualidade do produto por potência (kWp) adicional de microgeração solar fotovoltaica conectado nas redes de baixa tensão, em função da potência instalada. Nota-se que, de fato, o custo marginal para a ordenação global aleatória por circuito (por rede BT) é aproximadamente constante, representando um valor médio na concessionária. A agregação aleatória com viés tem um valor elevado de crescimento ao final do processo de inserção generalizada (mais próximo de quando 100% das UCs recebam microFV), visto que, apesar desta forma de agregação tender a deixar para o final da ordenação aqueles microFVs de menor potência para serem integrados às redes, muitas vezes ainda há necessidade de investimentos devido ao elevado nível de penetração prévio nas redes, o que acarreta um elevado valor marginal. Comparando-se as diferentes distribuidoras, os custos marginais das distribuidoras A e C têm comportamentos similares. De novo, a distribuidora B é a que possui o custo marginal mais baixo, devido ao fato desta concessionária já possuir uma quantidade elevada de cabos de 120 mm², que não são reconduzidos e mais redes não conseguem receber 100% de penetração.

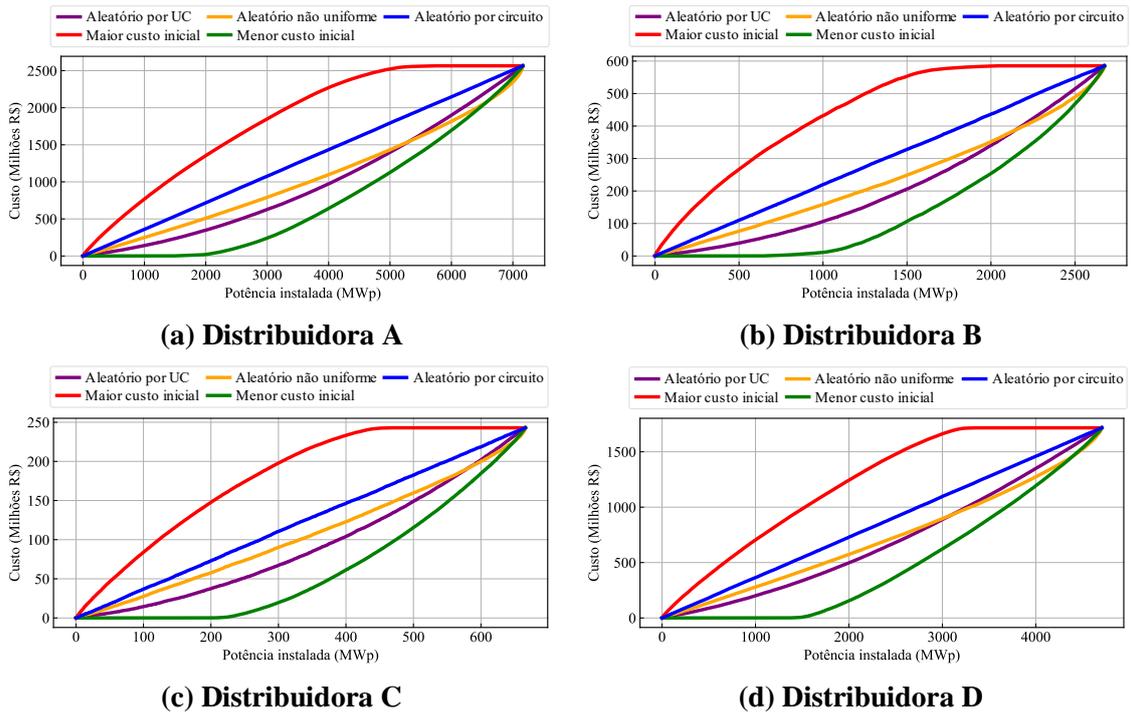


Figura 4.13 – Custos acumulados totais para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.

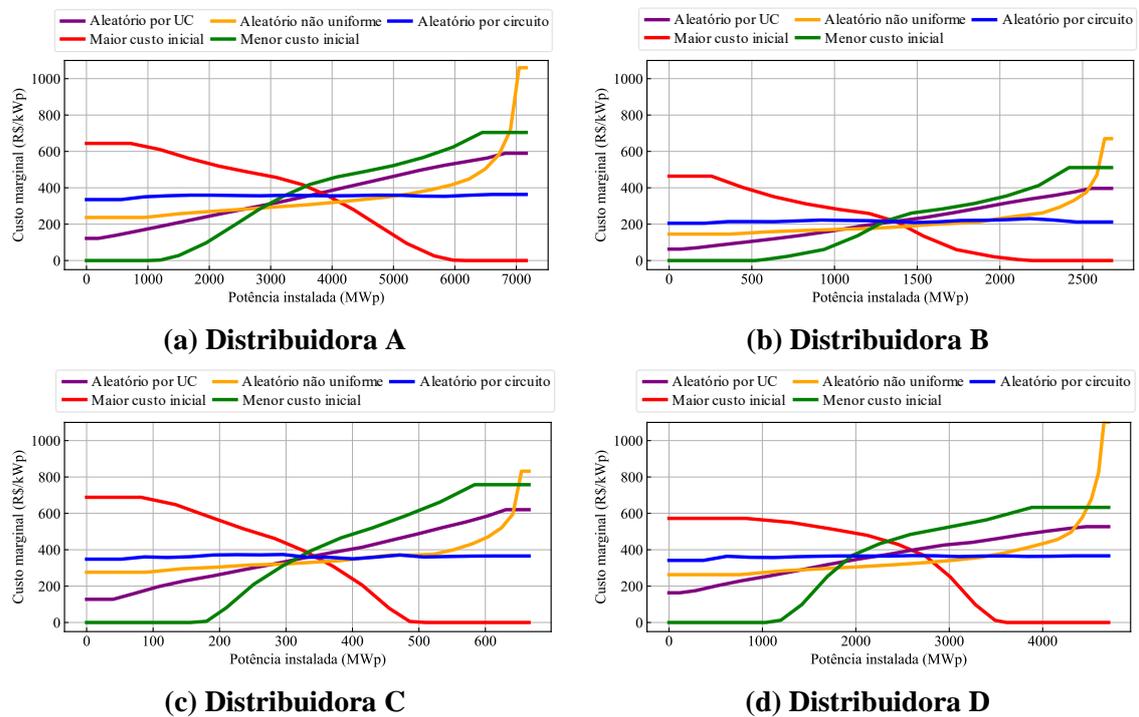


Figura 4.14 – Custos marginais totais para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.

Os custos completos acumulados das quatro concessionárias são separados pelas diferentes categorias de reforços na Figura 4.15, ou seja, em custos com substituição de condutores de rede secundária, com substituição de condutores de ramais de serviços, com substituição, instalação e/ou reposicionamento de transformadores, e ainda os custos com postes e extensão de redes primárias. Já a Figura 4.16 traz as trajetórias dos custos marginais organizados da mesma forma que para os custos acumulados. Os resultados são apresentados em gráficos 3D separados pelas cinco formas distintas de agregação global dos custos e em ‘por unidade’ (pu) do custo completo acumulado total, ou do custo marginal médio. É possível notar um comportamento relativamente similar entre os custos parciais das concessionárias A e C no geral, *i.e.*, semelhança nas proporções e trajetórias de recondução de rede secundária (máximo em torno ou um pouco acima de 60% do custo total), obras com transformadores (máximo de, aproximadamente, 20% do total) e obras de extensão de rede primária mais adequação eletromecânica da rede (postes) (em torno de 15% do total). A distribuidora B é aquela com menor investimento proporcional em recondução, com ordem de grandeza que fica comparável aos custos de obras de transformadores, que por sua vez são os maiores quando comparados (em termos relativos) aos das demais distribuidoras. A distribuidora D é aquela com maiores custos proporcionais em recondução (quase 80% dos investimentos totais). No geral, reforços relacionados à adequação eletromecânica da infraestrutura das redes em conjunto com a expansão da rede primária e a substituição dos ramais de serviço são, respectivamente, aqueles com menores proporções de investimentos. Mais à frente nos estudos de sensibilidade realizados são investigados os impactos de considerar diferentes prioridades de reforços e outros aspectos mais.

Por fim, considerando os materiais e recursos indicados na Seção 1.5, o tempo total de simulação para o caso base das quatro concessionárias, cujos resultados são previamente explorados nesta seção, foi em torno de 17 horas.

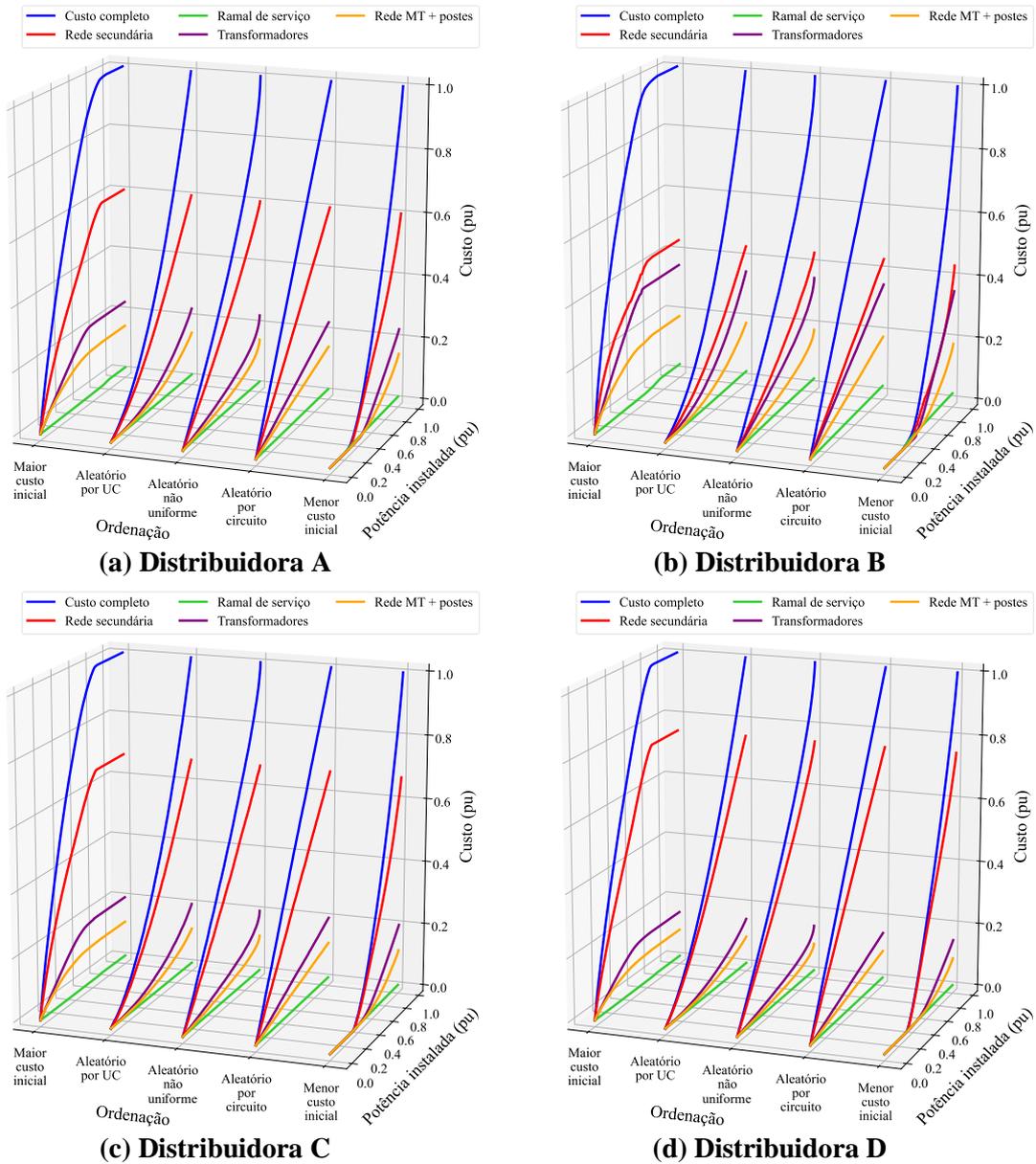


Figura 4.15 – Custos parciais acumulados (em pu) para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.

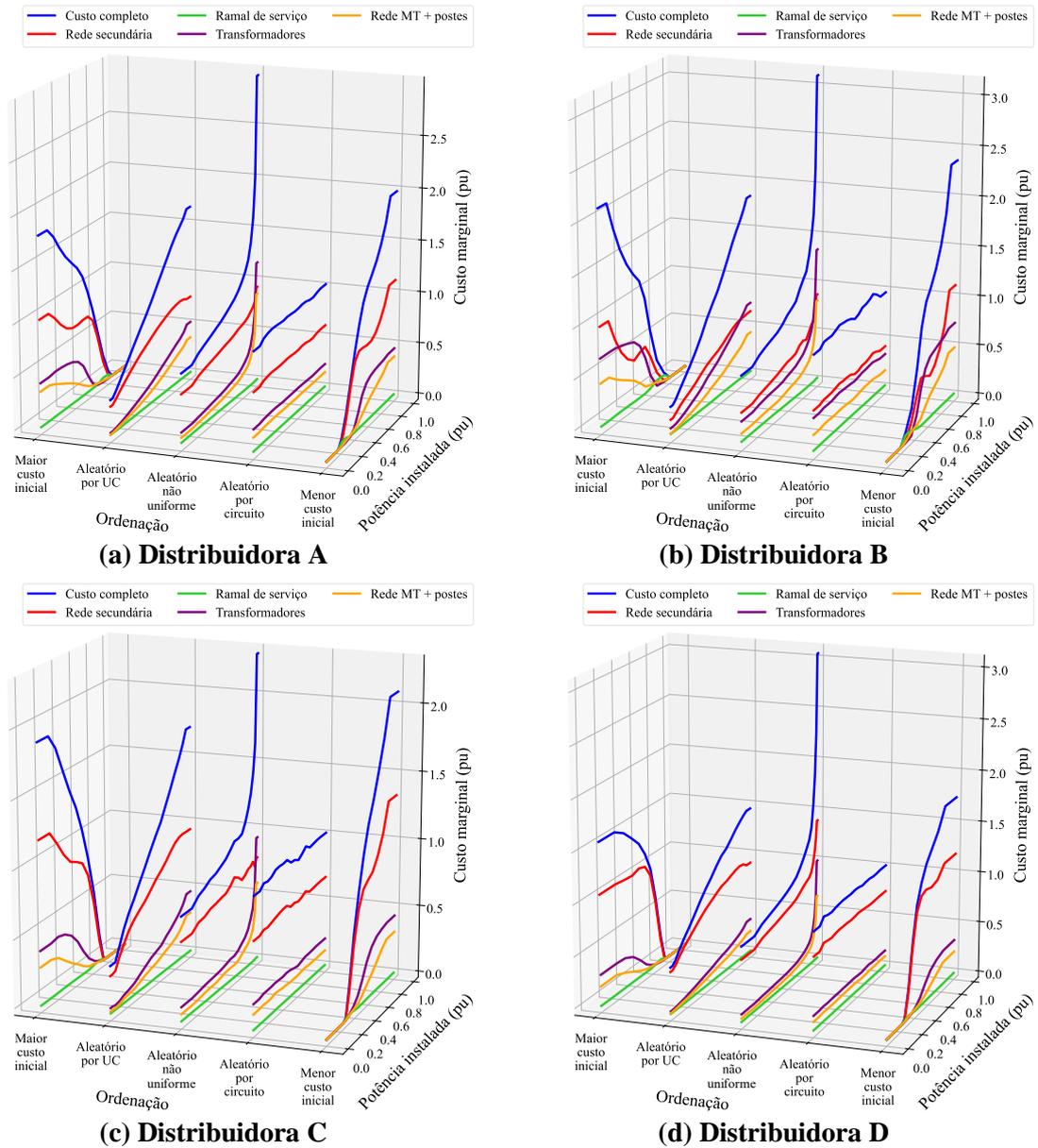


Figura 4.16 – Custos parciais marginais (em pu) para as quatro concessionárias com as cinco ordens de agregação global.

4.3 Sobre a premissa de simulação única do fenômeno de expansão de microgeração nos estudos de larga escala

É notável que na Seção 4.2 seja adotada a premissa de simular o fenômeno de expansão da inserção de microgeração apenas uma vez em cada concessionária estudada, *i.e.*, não é utilizado um método de Monte Carlo caracterizado pela repetição de muitos casos estocásticos de simulação, enquanto é visualizada, por outro lado, a grande dispersão dos resultados locais na Seção 4.1.2, de tal sorte que uma quantidade relevante de casos é em geral necessária para compreensão adequada em nível local da trajetória de custos de reforços em função da microgeração hospedada. Como o principal objetivo deste trabalho está na avaliação global dos custos para um conjunto grande de redes e propõe-se a utilização de simulações em larga escala, está claro o interesse de redução do custo computacional do problema de grande porte pela redução da quantidade de simulações a serem realizadas. Contudo, com efeito, justifica-se o não emprego de Monte Carlo no caso de análise de grandes quantidades de UCs devido à baixíssima dispersão dos resultados. A Figura 4.17 procura ilustrar o efeito da quantidade global de redes do conjunto e os respectivos comportamentos dos resultados em 50 casos estocásticos (distribuidora A como base de análise, sendo 10 cenários locais, 10 cenários globais e 5 ordenações globais distintas). Cada gráfico na figura tem quantidades diferentes (e crescentes) de redes no conjunto avaliado e apenas a agregação global aleatória por rede BT é considerada. Percebe-se claramente que, com o aumento da quantidade de redes e, conseqüentemente, da quantidade de UCs, maior é a convergência das curvas custo acumulado *versus* capacidade de microFV hospedada.

Para a confirmação de como os resultados globais das concessionárias estudadas são, de fato, afetados, são executados o total de 10 cenários locais para cada circuito individual (ou seja, 10 possibilidades aleatórias de alocação de microgeradores para cada rede), 10 cenários globais (10 ordenações globais distintas baseadas nos conjuntos de sequências de cenários locais) e 30 ordenações globais distintas aleatórias para cada cenário global (ou seja, 30 possibilidades de agregação dos resultados de cada rede BT em cada cenário global para obtenção das ordenações no conjunto como um todo). Os resultados dos custos acumulados de todos os 300 casos estocásticos (cada uma das linhas parcialmente transparente) são apresentados na Figura 4.18, estando eles organizados por concessionária e por cada tipo de agregação global (conforme Seção 3.9). Observa-se que a utilização de um número maior de casos estocástico tem pouco impacto nos resultados de custos acumulados em termos globais por método de ordenamento. Por conta deste resultado, apenas um caso estocástico local (e um

caso estocástico global) poderá ser realizado em cada estudo de avaliação de custos de reforços nas concessionárias sem prejuízo relevante para as avaliações. Por fim, como há uma coincidência relevante entre as curvas de custos acumulados estocásticos, serão omitidas as curvas de custos marginais porque o foco é verificar a variação dos custos com a variação dos parâmetros escolhidos e o gráfico de custo marginal não acrescentaria informação relevante nesta análise.

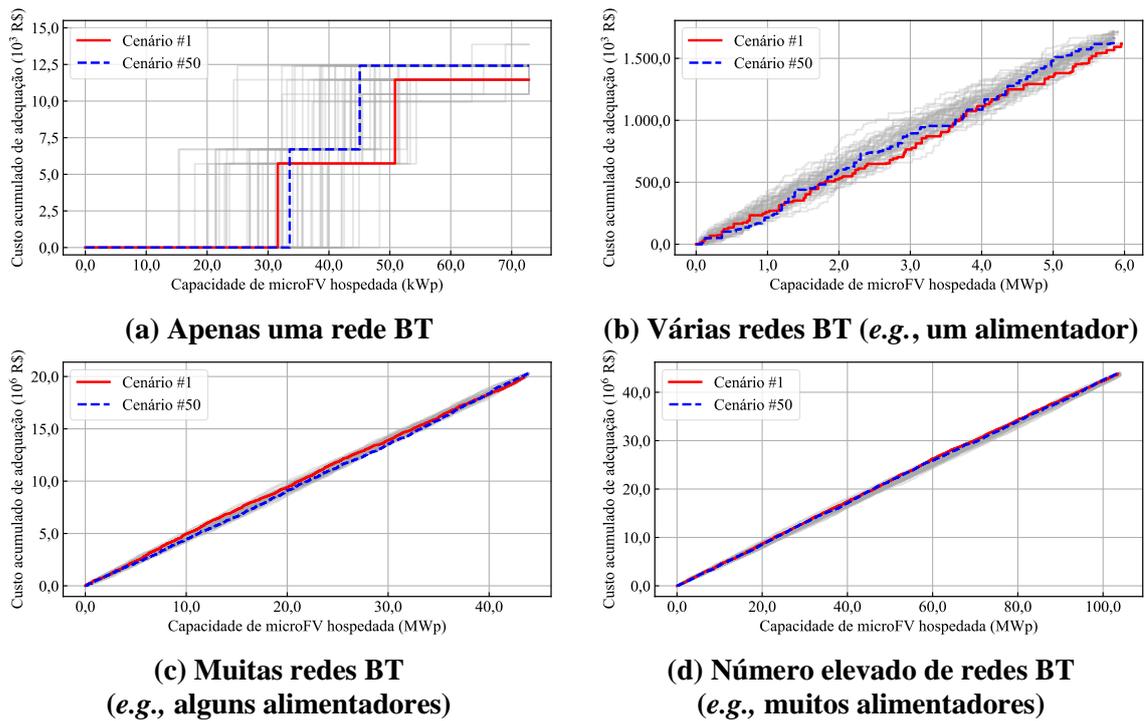
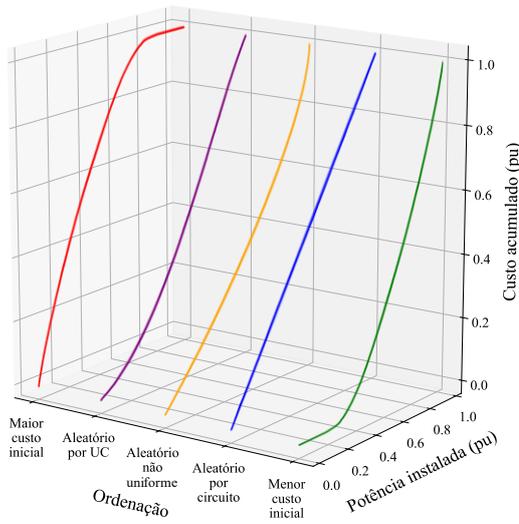
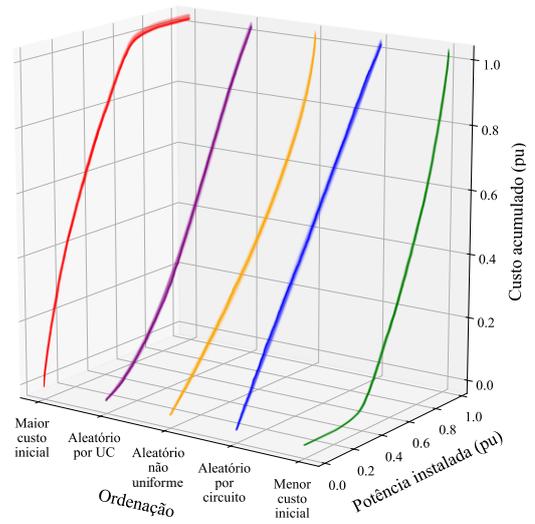


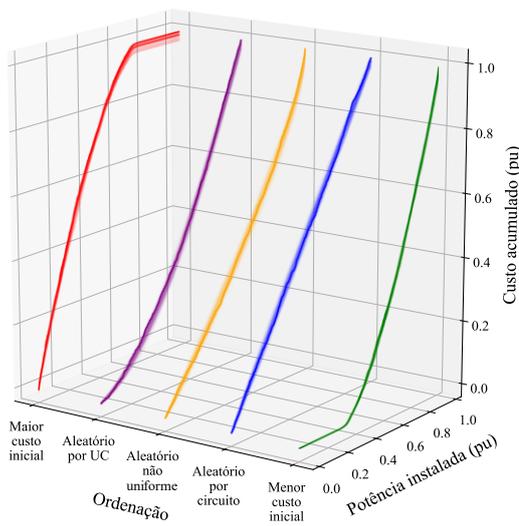
Figura 4.17 – Comportamento estocástico dos custos acumulados com o aumento do número de redes BT (e UCs) no conjunto estudado (agregação global aleatória por rede BT).



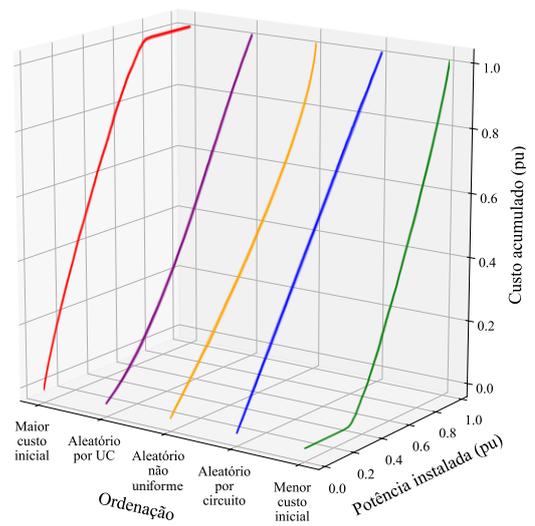
(a) Distribuidora A



(b) Distribuidora B



(c) Distribuidora C



(d) Distribuidora D

Figura 4.18 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global, para as quatro distribuidoras e considerando diferentes cenários Monte Carlo.

4.4 Estudos de sensibilidade em nível global

Alguns estudos de sensibilidade foram elaborados utilizando a metodologia proposta a fim de entender como diferentes parâmetros podem influenciar os custos de reforços e suas respectivas trajetórias com o aumento da inserção de microFV em um nível global. Nas análises de sensibilidade, o parâmetro de interesse é alterado enquanto todos os outros estão fixados conforme premissas do caso base apresentado na seção anterior. Um ponto comum a todas as simulações é que os custos são obtidos buscando-se alcançar 100% de penetração (inserção completa) em todas as redes de baixa tensão válidas.

As sensibilidades avaliadas são:

- Horizonte de simulação do fluxo de carga série temporal;
- Incremento percentual de penetração local ($\Delta NP\%$);
- Tensão do alimentador em média tensão (primário do transformador de distribuição);
- Prioridade de recondutoramento ou seccionamento quando de violação de tensão;
- Troca, ou não, de ramais de ligação;
- Cálculo detalhado ou simplificado de vida útil de transformador;
- Limites de carregamento dos condutores;
- Adoção do seccionamento para solucionar problema de sobrecorrente;
- Fator de potência das cargas.

Para todos os casos de sensibilidade são apresentadas as diferentes formas de agregação globais dos custos conforme explicitado na Seção 3.9. Os resultados são apresentados, novamente, em gráficos 3D e com os eixos normalizados (em pu) pela inserção total de microFV na concessionária e pelo custo total acumulado do caso base. Findada a apresentação caso a caso a seguir, é então feito um comparativo geral dos principais resultados dos casos de sensibilidade avaliados. Tais análises de sensibilidade servem de referência para os ajustes e crítica dos parâmetros de simulação quando da avaliação das concessionárias como um todo. Para estes estudos de sensibilidade, as curvas de custos marginais são omitidas pois o foco é verificar a variação dos custos em função dos parâmetros analisados.

4.4.1 Considerações sobre a redução do tamanho da amostra simulada

Novamente visando a redução do esforço computacional, dado o grande número de simulações a serem realizadas nos estudos de sensibilidade, optou-se pela utilização de amostras reduzidas dos conjuntos das redes válidas de cada concessionária para a realização das simulações de sensibilidade. Uma avaliação prévia, ilustrada na Figura 4.19, apresenta o impacto geral do tamanho da amostra nas curvas de custos globais. Foram feitas 50 amostragens aleatórias, a partir do conjunto global de todos os circuitos válidos de cada concessionária, de diferentes tamanhos e os resultados obtidos via amostra reduzida foi escalonado em função da relação entre a quantidade de redes na amostra completa e na amostra reduzida para, então, obtenção de uma curva “escalada” de custos para o conjunto completo. Nota-se que, quanto menor a amostra, maior a tendência de desvio com relação à trajetória do conjunto completo (todos os circuitos válidos), porém também é notável que há uma tendência para em torno da curva obtida a partir da amostra completa. Por fim, foi possível obter uma boa amostra representativa pela seleção de 10% das redes BT válidas de cada concessionária aplicada por município, o que resultou em 11.874, 3.775, 1.314 e 10.615 redes para as distribuidoras A, B, C e D respectivamente. A Figura 4.20 traz os comportamentos das curvas das amostras reduzidas escaladas pela quantidade de redes *versus* curvas utilizando amostra completa.

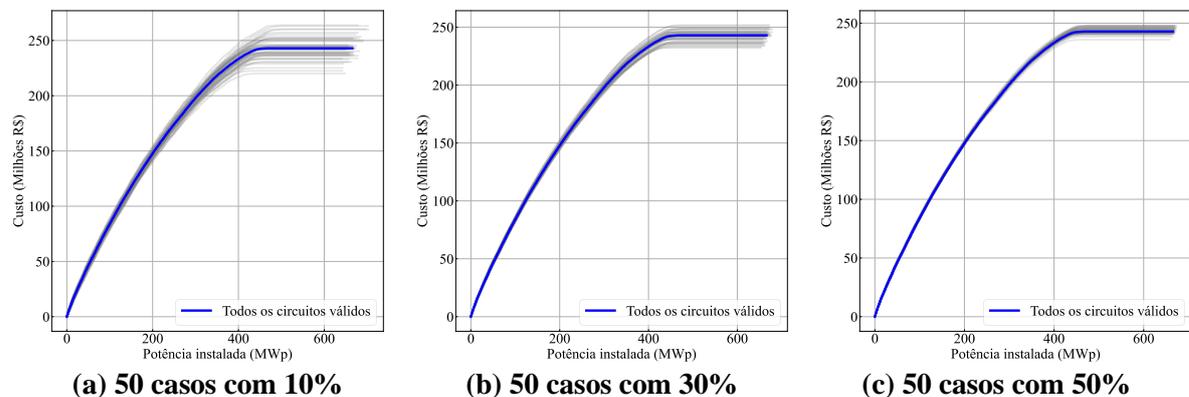


Figura 4.19 – Comportamento dos custos acumulados para 50 casos com diferentes tamanhos de amostras reduzidas (apenas concessionária C e ordenamento pelos maiores custos iniciais).

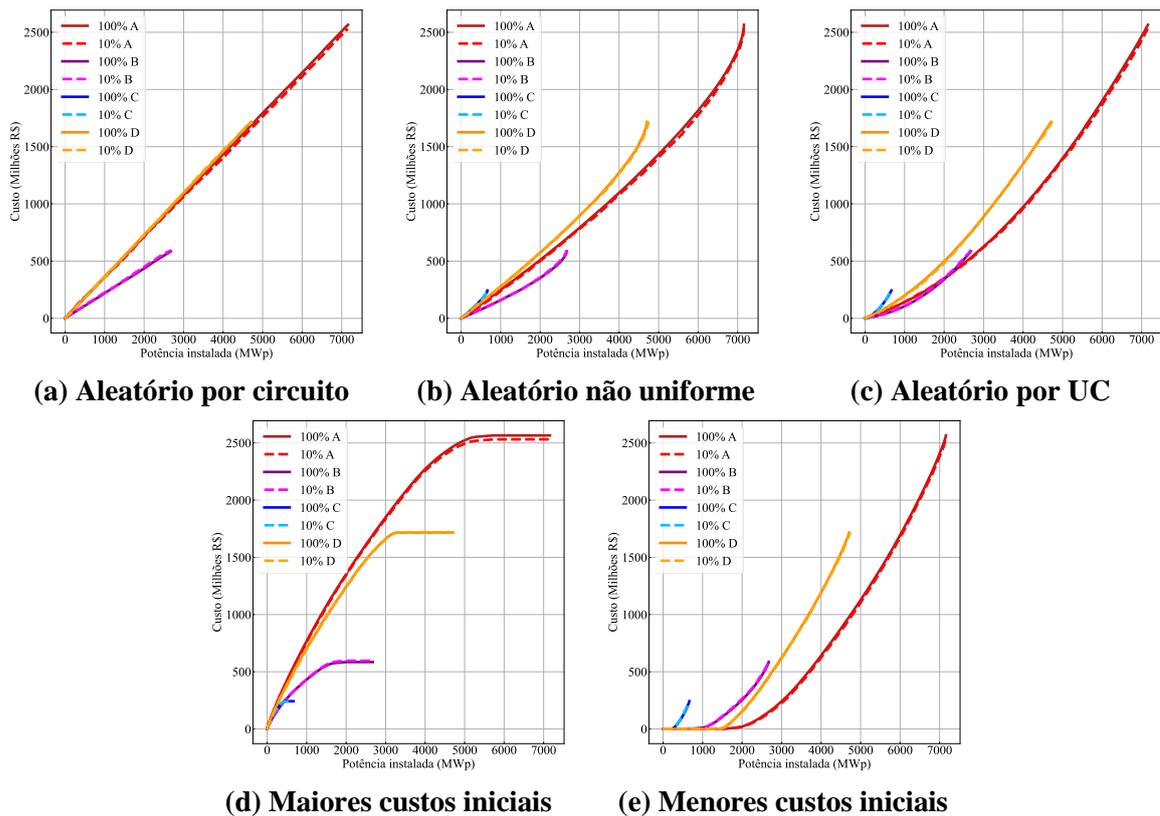


Figura 4.20 – Comparativo do comportamento dos custos acumulados entre amostra reduzida (10% das redes) escalada e amostra completa.

4.4.2 Horizonte de simulação dos fluxos de carga

Três situações distintas são avaliadas nesta subseção considerando a variação do tamanho de janela utilizada para a simulação do fluxo de carga série temporal. Os resultados são comparados com aqueles obtidos no caso base que utiliza uma simulação do tipo ‘pior caso’ (Seção 3.5 e Seção 4.2). Os casos elaborados para esta sensibilidade são os seguintes:

- Intervalo entre 9h e 15h (intervalo com maior incidência solar em um dia);
- Dia completo (24 horas);
- Dia completo (24 horas), sem considerar violações de subtensão.

Como pode ser verificado na Figura 4.21, os comportamentos das curvas de custos acumulados são, no geral, semelhantes nos diferentes casos e conclui-se que a simulação apenas do instante de maior geração garante bons resultados com menor esforço computacional. Também é identificado que “questões de horário de pico” (ao final da tarde e começo da noite), como problemas de subtensão e/ou sobrecarga, aparecem nas simulações quando o dia completo é avaliado, não tendo, portanto, relação direta com a inserção de microFVs. Notar que a curva “Intervalo 0-24h” (amarela) termina antes que as demais, principalmente para as

distribuidoras C e B, indicando que uma quantidade relevante de redes na situação descrita anteriormente. A curva aleatória por UC apresenta um valor inicial de custo mais elevado, de maneira mais proeminente para as concessionárias mais afetadas (B e C), indicando que obras são necessárias antes mesmo das microFVs serem adicionadas aos circuitos. A curva sem considerar violações de subtensão é ligeiramente mais otimista que as demais, já que não são realizadas obras devido a grandes desequilíbrios de tensão causados pelo acoplamento entre as fases.

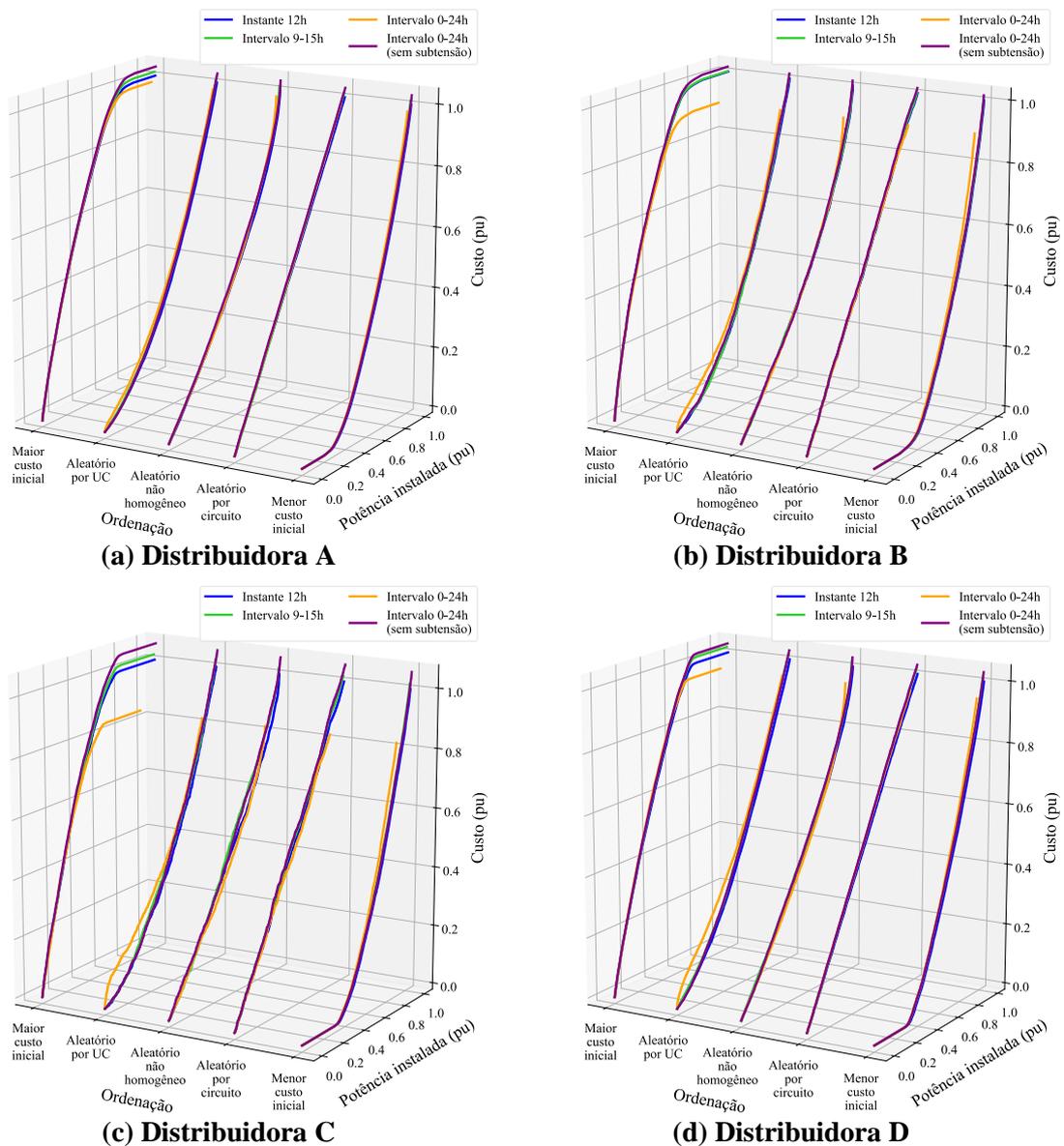
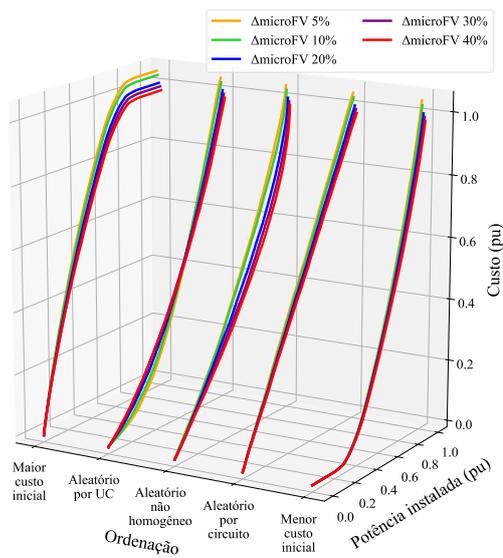


Figura 4.21 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: horizonte de simulação).

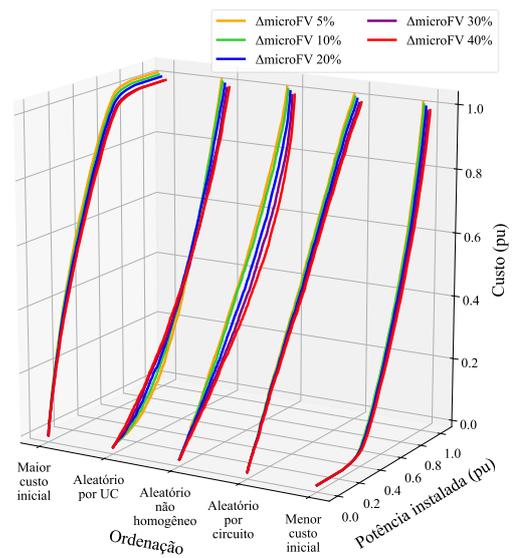
4.4.3 Incremento percentual de penetração local ($\Delta NP\%$)

Conforme indicado na Seção 4.2, o caso base de simulação parte da premissa que não serão sorteados e adicionados microFVs um a um às redes, mas sim a uma porcentagem fixada *a priori* da quantidade total de UCs que receberão microgeração em cada rede. Uma porcentagem de 20% de UCs em cada passo de incremental de microFV em todas as redes foi considerada a princípio, sendo realizados 5 conjuntos de amostragens com cada conjunto contendo 20% do total de microFVs que são inseridos rede simultaneamente na rede secundária. Nesta seção em particular a intenção é, portanto, avaliar como o passo da inserção sequencial de microFV impacta no comportamento dos custos. Foram elaborados 5 casos para análise de sensibilidade variando-se a potência de referência a ser incrementada em cada passo sequencial (ou a quantidade de consumidores por vez recebendo microFVs simultaneamente).

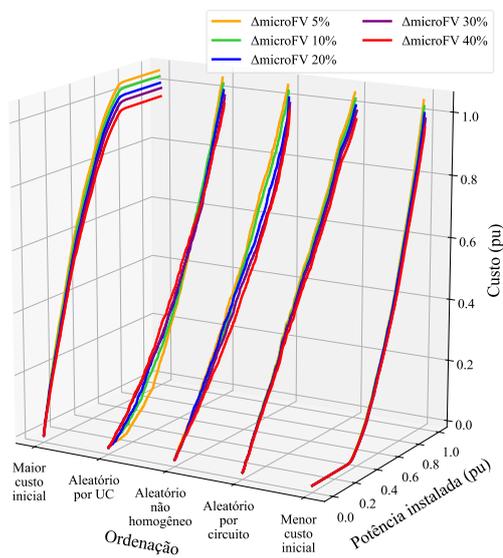
A Figura 4.22 mostra que não são encontradas diferenças muito significativas quando utilizados passos diferentes de incremento de microFV. De qualquer maneira, nota-se que quanto mais pulverizada é a inserção de microFV simulada (menores valores de $\Delta \text{microFV}$), maior é o número de intervenções realizadas pela metodologia automática e, portanto, o valor de custo fixo (Seção 3.7) de reforço nas redes é considerado mais vezes. Isso justifica o maior custo acumulado quando menores valores de $\Delta \text{microFV}$ são utilizados se comparado com os demais casos com maior quantidade microgeradores inseridos por vez simultaneamente (menor número de obras são realizadas). Isso também tem uma relação com aquilo visualizado na Seção 4.1.1 para a rede individual de referência estudada cujas informações sobre custos e intervenções estavam disponíveis, *i.e.*, a distribuidora em avanço, partindo da informação que outros caminhos do circuito secundário possuíam microFVs, substitui um trecho maior de rede secundária que não aquele apenas no caminho crítico. A intenção por trás desse tipo de decisão está na redução da quantidade de obras necessárias em uma determinada rede que, de forma muito evidente, considerando a situação daquele local, vai ainda muito provavelmente receber outros microgeradores.



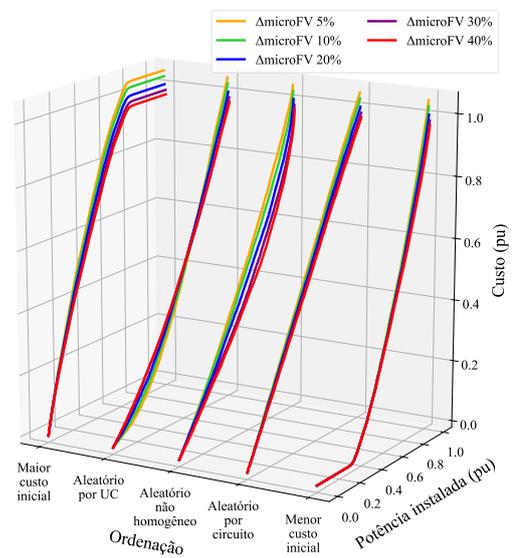
(a) Distribuidora A



(b) Distribuidora B



(c) Distribuidora C

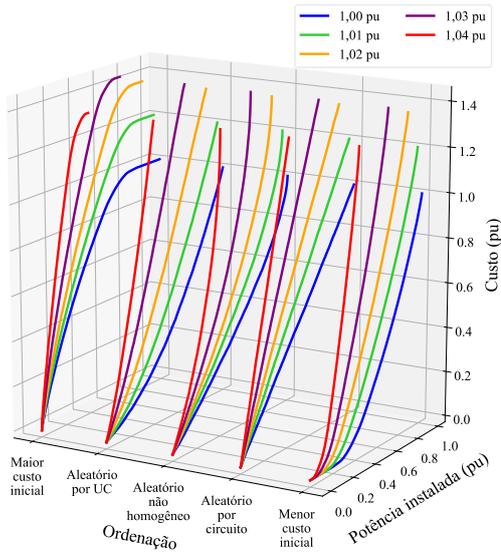


(d) Distribuidora D

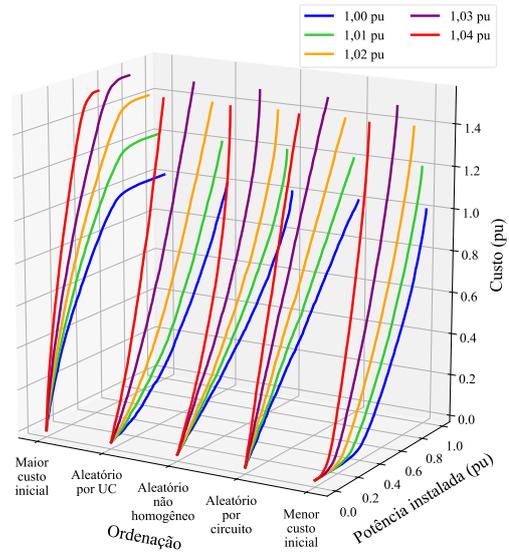
Figura 4.22 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: passo de incremento de microFV).

4.4.4 Tensão no alimentador primário

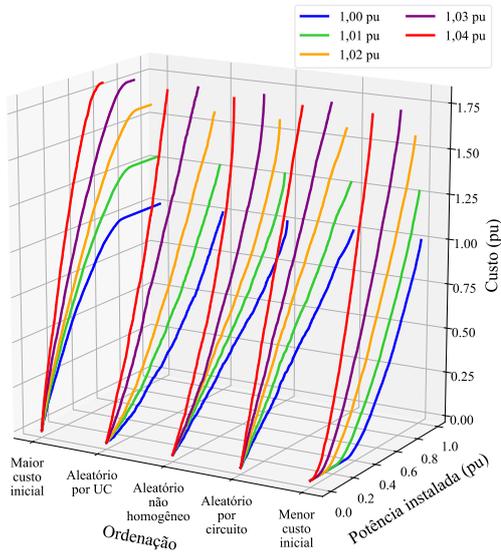
Um parâmetro importante nos estudos de reforços de rede e nos resultados de custos obtidos pela aplicação da metodologia em si é a tensão no primário do transformador de distribuição, ou seja, é um aspecto que tem relação com o projeto e a operação da rede primária de média tensão e a posição de cada transformador de distribuição no alimentador. No caso base, os custos e demais resultados são obtidos considerando uma tensão primária de 1,00 pu. Com o objetivo de avaliar a influência deste parâmetro, a tensão no primário do transformador de distribuição das redes de BT foi variada de 1,01 pu a 1,04 pu em passos de 0,01 pu. Como pode ser visualizado na Figura 4.23, a tensão do primário tem considerável influência sobre os custos acumulados e sobre a máxima capacidade de hospedagem do sistema. De fato, conforme a referência [47], é recomendada uma avaliação combinada da média tensão com a baixa tensão para, justamente, capturar a influência da operação do alimentador e posições dos transformadores de distribuição nos custos como um todo. Com o aumento da tensão no alimentador, há um aumento correspondente na quantidade de redes que não conseguem acomodar 100% de penetração mesmo utilizando todas as alternativas de reforços disponíveis, sendo a questão da sobretensão o tipo de transgressão mais relevante. A Figura 4.25 traz a visão geográfica de uma região estudada e de suas redes para ilustração do fenômeno avaliado, e nela pode-se notar o impacto disperso e generalizado, *i.e.*, não está concentrado em apenas uma região, da redução da capacidade de hospedagem com o aumento da tensão primária. Com tensões mais elevadas, as redes que ainda conseguem receber 100% de microFV em geral são aquelas com poucos consumidores e que atendem cargas pequenas (e, por consequência, microFVs menores), aquelas mais curtas, com menor quantidade de segmentos de linhas, e aquelas com condutores com maiores seções nominais.



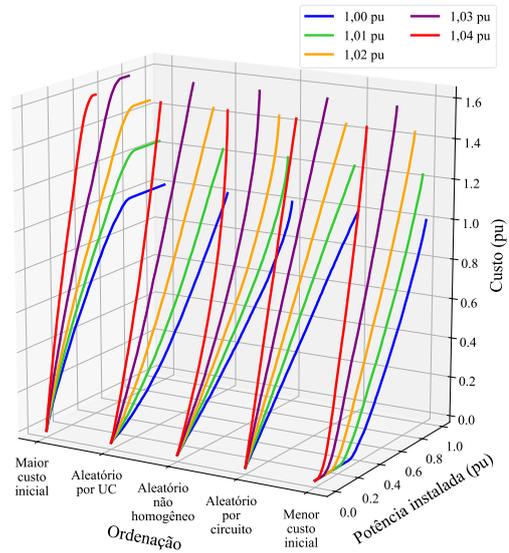
(a) Distribuidora A



(b) Distribuidora B



(c) Distribuidora C



(d) Distribuidora D

Figura 4.23 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: tensão no alimentador primário).

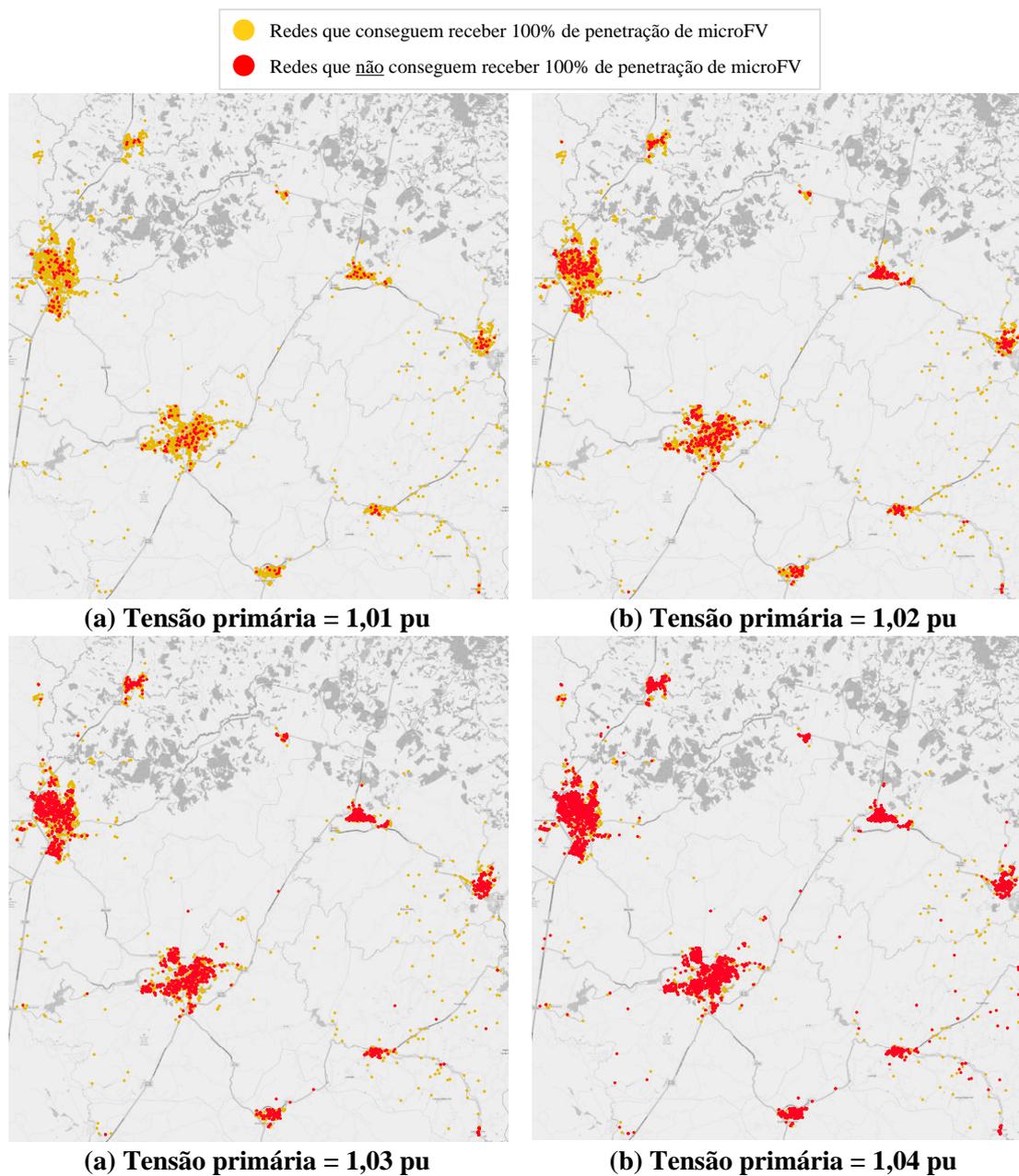


Figura 4.24 – Visão geográfica do impacto generalizado do aumento da tensão primária para uma certa região estudada (estudo de sensibilidade: tensão no alimentador primário).

4.4.5 *Prioridade de recondutoramento ou de seccionamento de redes quando de violação de tensão*

Este caso de sensibilidade é também um dos motivadores da elaboração da metodologia de custos desenvolvida na Seção 3.7 a partir de uma análise crítica da metodologia regulatória [36]. Neste estudo, busca-se comparar duas estratégias distintas de reforço de rede, recondutoramento e seccionamento, *i.e.*, diferentes maneiras de atuação na rede que envolvem diferentes equipamentos e intervenções nos circuitos, e, portanto, os resultados são fortemente afetados pela forma de valoração das obras.

Duas premissas adicionais de reforço são avaliadas aqui para fins de eliminação de transgressões de tensão em contraste com aquilo realizado no caso base (que considera inicialmente o recondutoramento do circuito secundário no caminho crítico, depois o seccionamento de circuito e, por fim, a movimentação de transformador):

- **Recondutoramento (total):** Reconcondutoramento de todo o circuito secundário → Seccionamento de circuito → Movimentação de transformador;
- **Seccionamento:** Seccionamento de circuito → Reconcondutoramento do circuito secundário apenas no caminho crítico → Movimentação de transformador.

É possível notar pelos resultados apresentados na Figura 4.25 que a opção pela priorização do seccionamento em detrimento da solução base de recondutoramento, em um cenário de 100% de expansão de microgeração, pode trazer grandes vantagens, com redução de custo vislumbrada da ordem de 20-25%. Já a opção por recondutoramento completo da rede secundária, como que uma opção proativa por parte da distribuidora para evitar a instalação de novos transformadores, não é atrativa e resulta em custos muito elevados. A Figura 4.26 procura complementar a discussão trazendo, lado a lado, as diferenças nas proporções de comprimentos totais recondutorados e as potências adicionais de transformação necessárias para cada uma das concessionárias. Adotando-se a prioridade de seccionamento, são observados dois comportamentos comparativamente ao caso base, (1) uma tendência de aumento da potência total de transformação necessária (utiliza-se um maior número de transformadores novos e, então, uma potência maior de transformação adicional) e (2) uma tendência de grande redução da necessidade de recondutoramento de redes secundárias. As potências de transformação adicionais necessárias às distribuidoras aumentam de forma significativa para as concessionárias D e C (também para a A, porém de forma menos intensa), porém este não é o caso para a concessionária B. Os comprimentos de redes a serem recondutorados, por outro

lado, reduzem notadamente (50% para todas as distribuidoras). Por fim, percebe-se que há apenas uma ligeira redução na potência de transformação adicional necessária para todas as concessionárias (menos perceptível para a distribuidora B) se adotada a estratégia de priorização inicial de recondutoramento completo das redes secundárias. A redução dá-se relativamente ao caso base, ou seja, no caso base é necessário um determinado número de transformadores novos (ou um montante adicional de transformação) e, caso a estratégia de recondutoramento completo da rede seja adotada, uma quantidade um pouco menor de transformação é necessária comparativamente, porém, em contrapartida, um comprimento muito maior de rede reconduzida é devido (mais que o dobro do caso base para todas as distribuidoras).

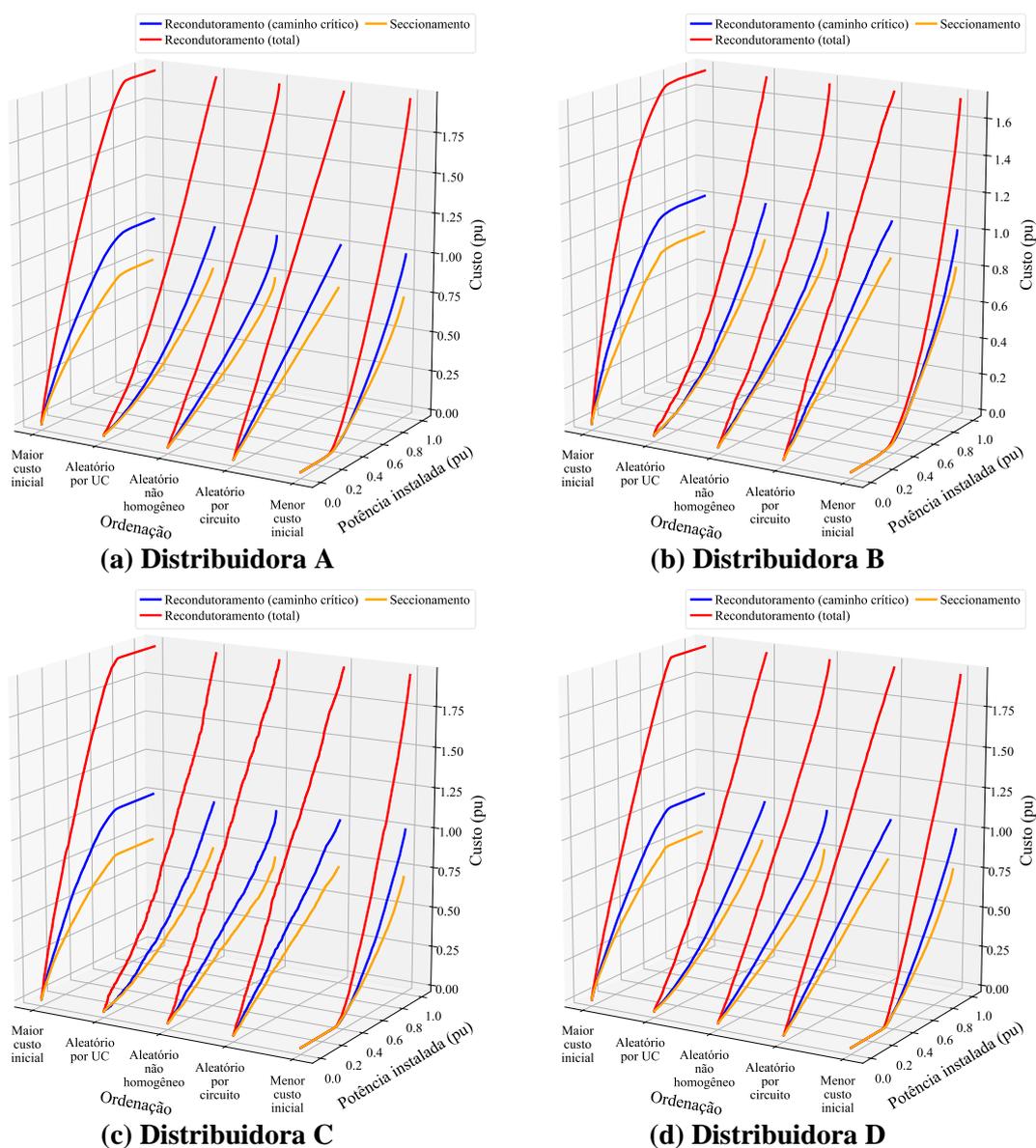


Figura 4.25 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: prioridade de recondutoramento ou de seccionamento).

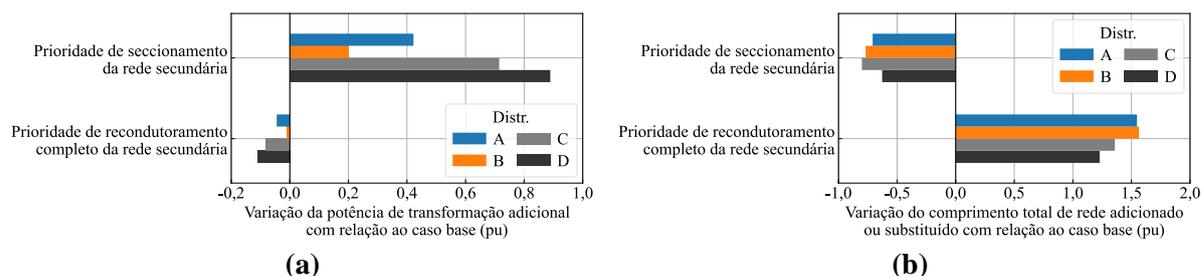


Figura 4.26 – Variação das quantidades adicionais necessárias de potência de transformação e de recondutoramento de redes para diferentes prioridades de reforços com relação ao caso base.

4.4.6 Troca de ramal de ligação

O ramal de ligação, ou ramal de serviço, é aquele trecho do circuito que conecta o consumidor à rede secundária. A ideia deste estudo é avaliar se há algum impacto relevante nos custos de reforço se for considerada a substituição do ramal de ligação. Ressalta-se que a substituição do ramal não é uma prática das distribuidoras. Três casos além do caso base (ramal de ligação é substituído apenas em casos de sobrecarga) foram comparados, a saber:

- Ramal de ligação é substituído em casos de sobretensão, e essa substituição ocorre depois do reforço da rede secundária principal;
- Ramal de ligação é substituído em casos de sobretensão, e essa substituição ocorre antes do reforço da rede secundária principal;
- Ramal de ligação nunca é substituído nas simulações.

Os resultados obtidos são mostrados na Figura 4.27. Nota-se que o impacto nos custos é maior quando considerada a substituição de ramais também por sobretensão e, particularmente para as ordenações aleatórias por UC (uniforme e com viés), há uma influência notável na trajetória. Além disso, apesar dos custos serem similares, não considerar a troca de ramais limita o nível de penetração (notar que as curvas de custos acumulados “Nunca troca ramal” terminam antes que as demais).

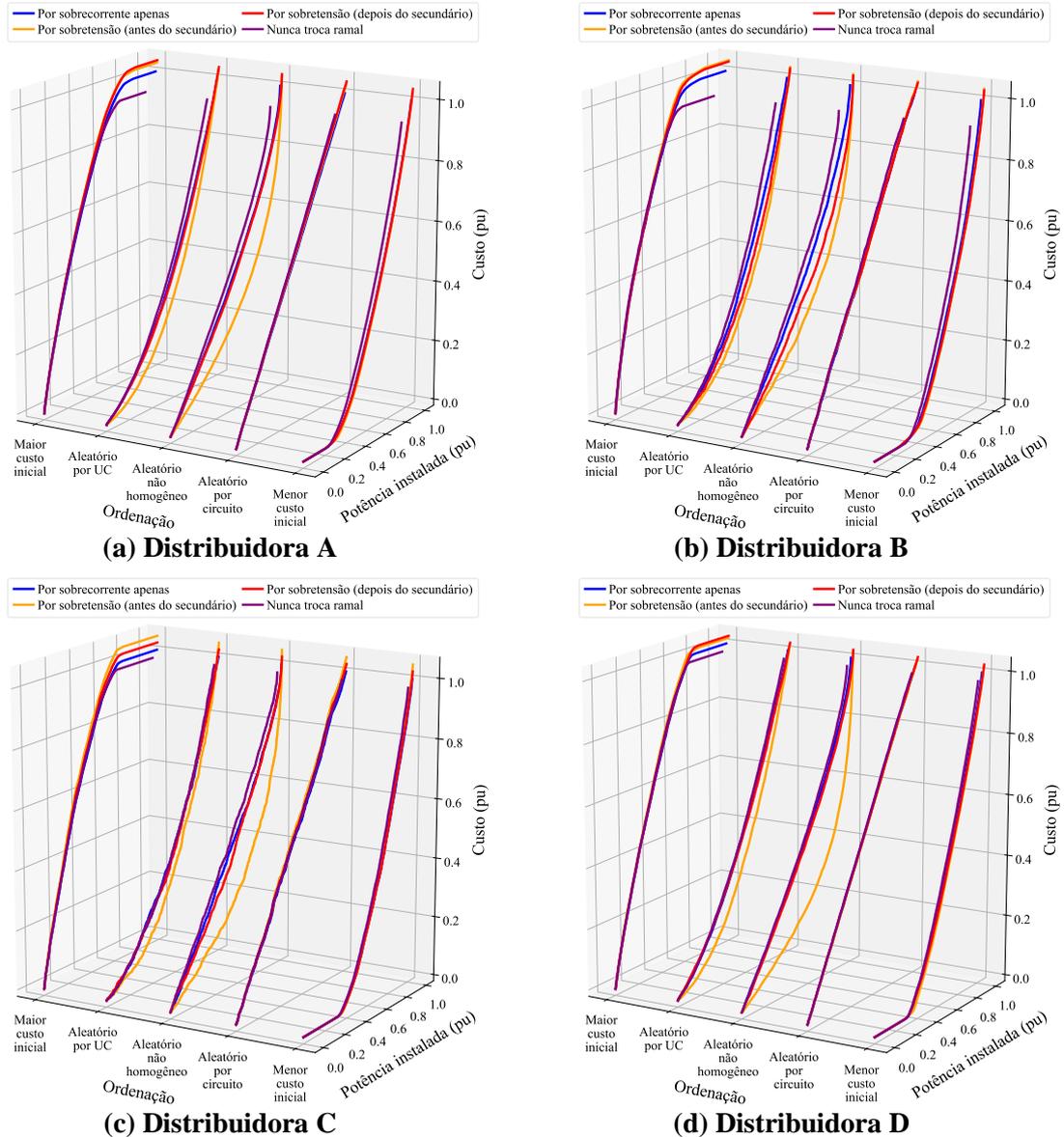


Figura 4.27 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: troca de ramal de ligação).

4.4.7 Violações de sobrecarga de transformadores

Conforme indicado na Seção 3.5, transgressões de congestionamento de transformadores são consideradas, no caso base, englobando três métricas distintas, a saber a violação do limite de sobrecarga (corrente) do transformador no período avaliado, ou o aumento de temperatura do núcleo para um valor maior que 140°C, ou a redução da vida útil para um valor abaixo da vida útil regulatória. Se verificado qualquer um desses casos nas simulações de fluxo de carga, considera-se que o equipamento está sobrecarregado e realiza-se a sua substituição. Procurando verificar o impacto das métricas de sobrecarga dos transformadores sobre os custos, comparam-se resultados de cenários obtidos a partir de diferentes restrições de

sobrecarga dos transformadores. O caso base é comparado com um caso em que nenhuma limitação por sobrecarga é considerada, outro com apenas o limite de sobrecarga (corrente) máxima de 180% e outro mais considerando um limite de sobrecarga de 100% (corrente) para esses equipamentos. Os resultados são apresentados na Figura 4.28 e observa-se que a consideração das métricas de vida útil e de temperatura dos transformadores, ou a consideração de um limite de 180% de corrente, ou mesmo nenhum limite de sobrecarga, não são encontradas diferenças práticas entre as curvas de custos acumulados, ou ainda, praticamente não foi verificada a sobrecarga de transformador nas concessionárias estudadas. Contudo, se considerado um limite consideravelmente menor, de 100%, os custos chegam a aumentar cerca de 20% e uma quantidade maior de transformadores é substituída.

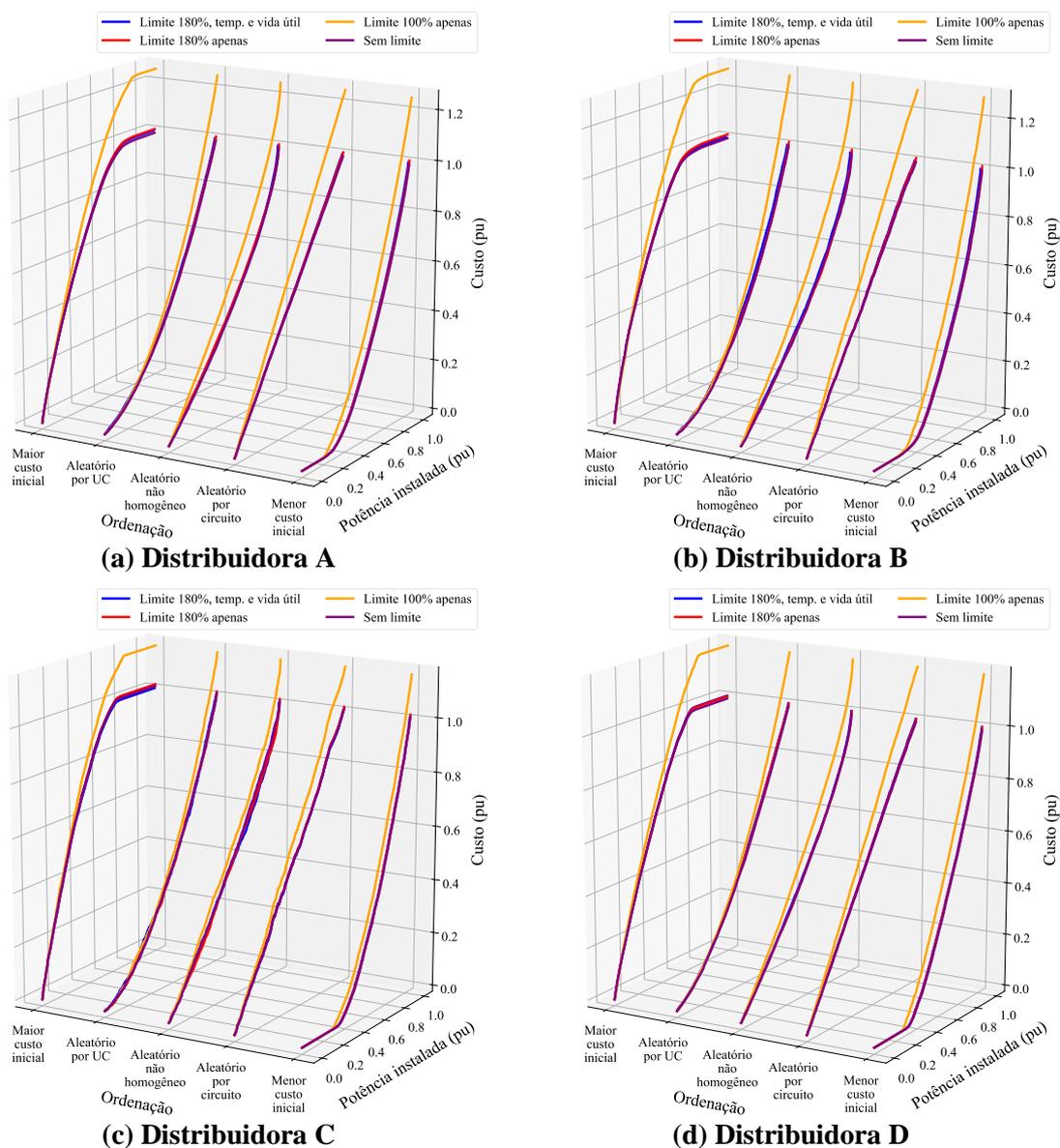


Figura 4.28 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: violações de sobrecarga de transformadores).

4.4.8 Limites de carregamento dos condutores

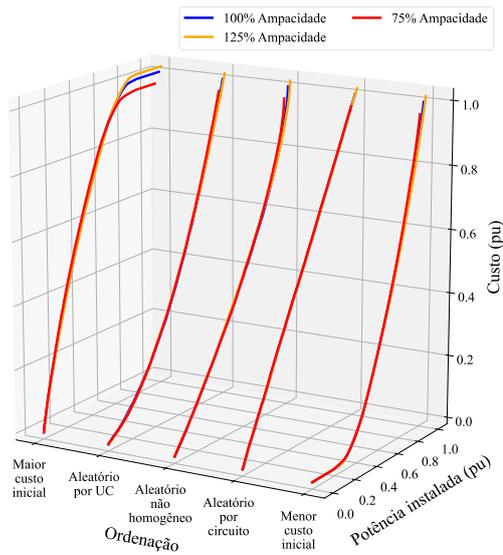
A influência dos limites de carregamento dos condutores sobre os custos é avaliada através de um estudo comparando 75%, 100% (cabo base) e 125% de limitação sobre a capacidade máxima de corrente dos condutores definidas na BDGD (coluna CMAX da tabela SEGCON [33]). Os resultados deste caso de sensibilidade são apresentados na Figura 4.29. O impacto do limite de carregamento dos condutores sobre os custos é relativamente baixo para os casos avaliados. Verifica-se, contudo, que há uma redução da capacidade de hospedagem da concessionária (mais circuitos são incapazes de chegar ao nível de 100% de penetração e as respectivas curvas nos gráficos terminam antes que as demais) e, por isso, as curvas dos custos para o limite de 75% são ligeiramente inferiores que as dos custos para os limites mais altos.

4.4.9 Intervenção do tipo seccionamento quando de sobrecarga da rede secundária

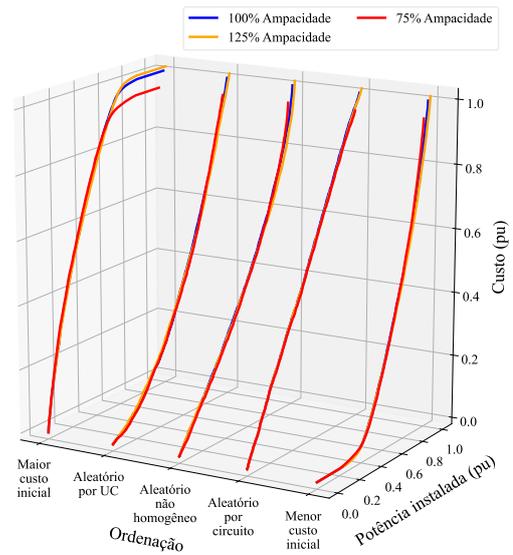
Dado que o seccionamento de circuitos secundários pode também resolver problemas de sobrecorrente, e não apenas sobretensão, um estudo é realizado para verificar o impacto do emprego desse tipo de intervenção para a solução de problemas nos condutores secundários. Como mostrado na Figura 4.30, o impacto sobre a curva de custos é pequeno, porém, comparando-se com o caso base, há uma ligeira tendência de aumento tanto das capacidades de hospedagem quanto dos custos de reforços se essa estratégia for adotada.

4.4.10 Fator de potência das cargas

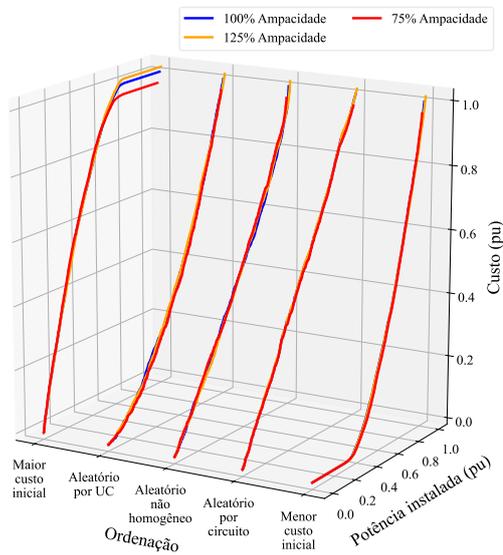
Este estudo de sensibilidade avalia a adoção de um fator de potência menor para as cargas em comparação àquele considerado no caso base, que é de 0,92. É possível notar pela Figura 4.31 que a redução do fator de potência das cargas, neste caso para 0,85, tem o impacto de redução dos custos acumulados nas concessionárias. Isso acontece pelo efeito de aumento da demanda aparente das redes ($S = P / fp$), inclusive nos momentos em que as microFV produzem energia, e pelo fato de estarem sendo tratadas redes de distribuição de baixa tensão, cujas elevadas relação R/X fazem com que tanto potência ativa e reativa sejam relevantes no módulo das tensões. Com isso, a tendência de aumento da capacidade de recebimento de microgeração repercute na redução do montante de obras necessárias de adequação (portanto, menores custos).



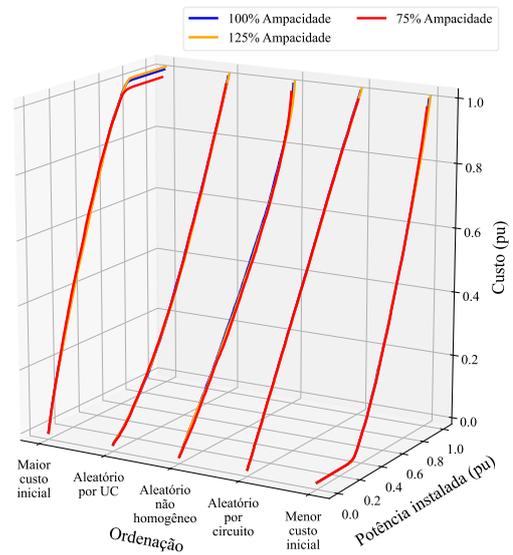
(a) Distribuidora A



(b) Distribuidora B



(c) Distribuidora C



(d) Distribuidora D

Figura 4.29 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: limites de carregamento dos condutores).

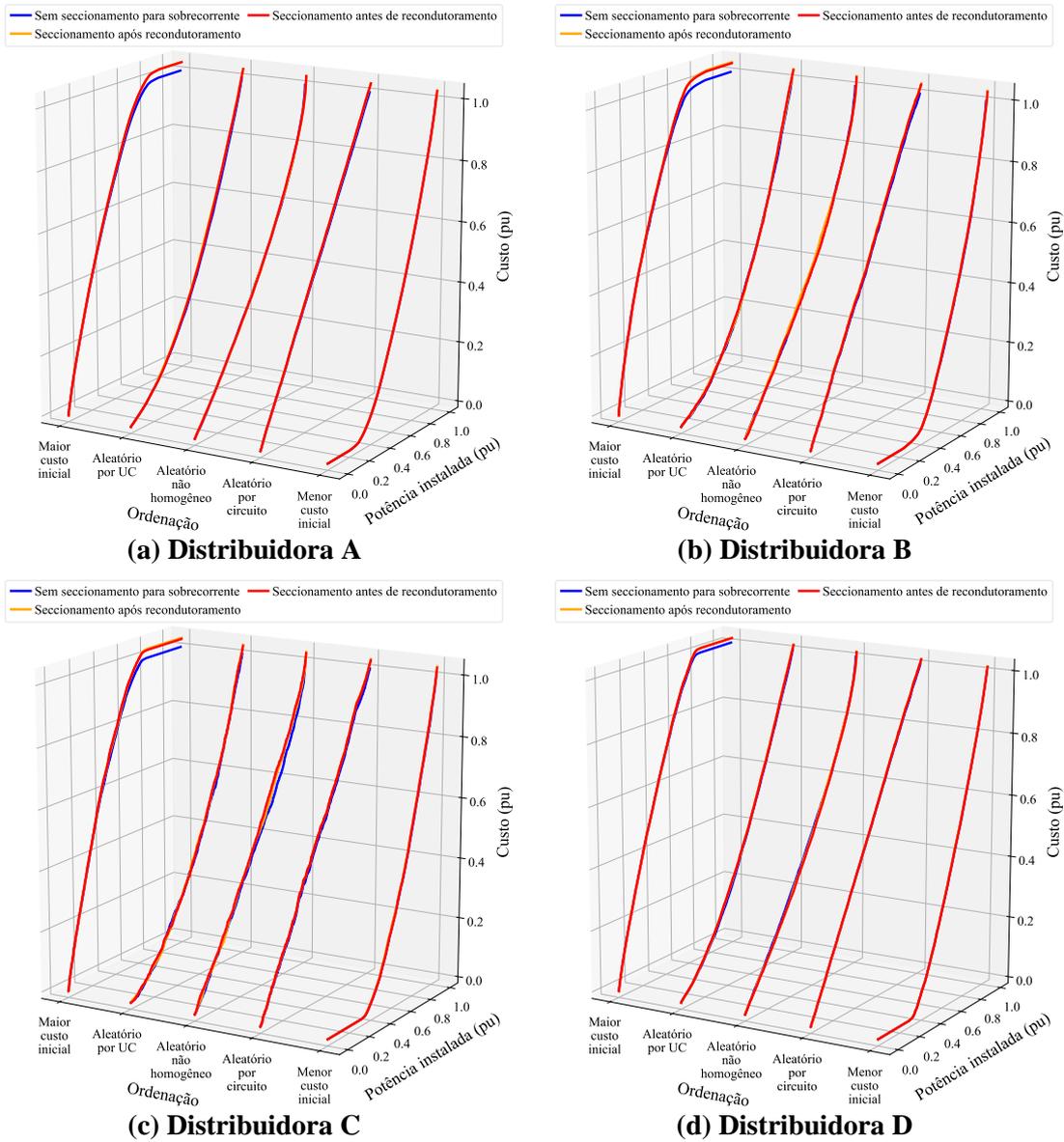


Figura 4.30 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: seccionamento para sobrecorrente).

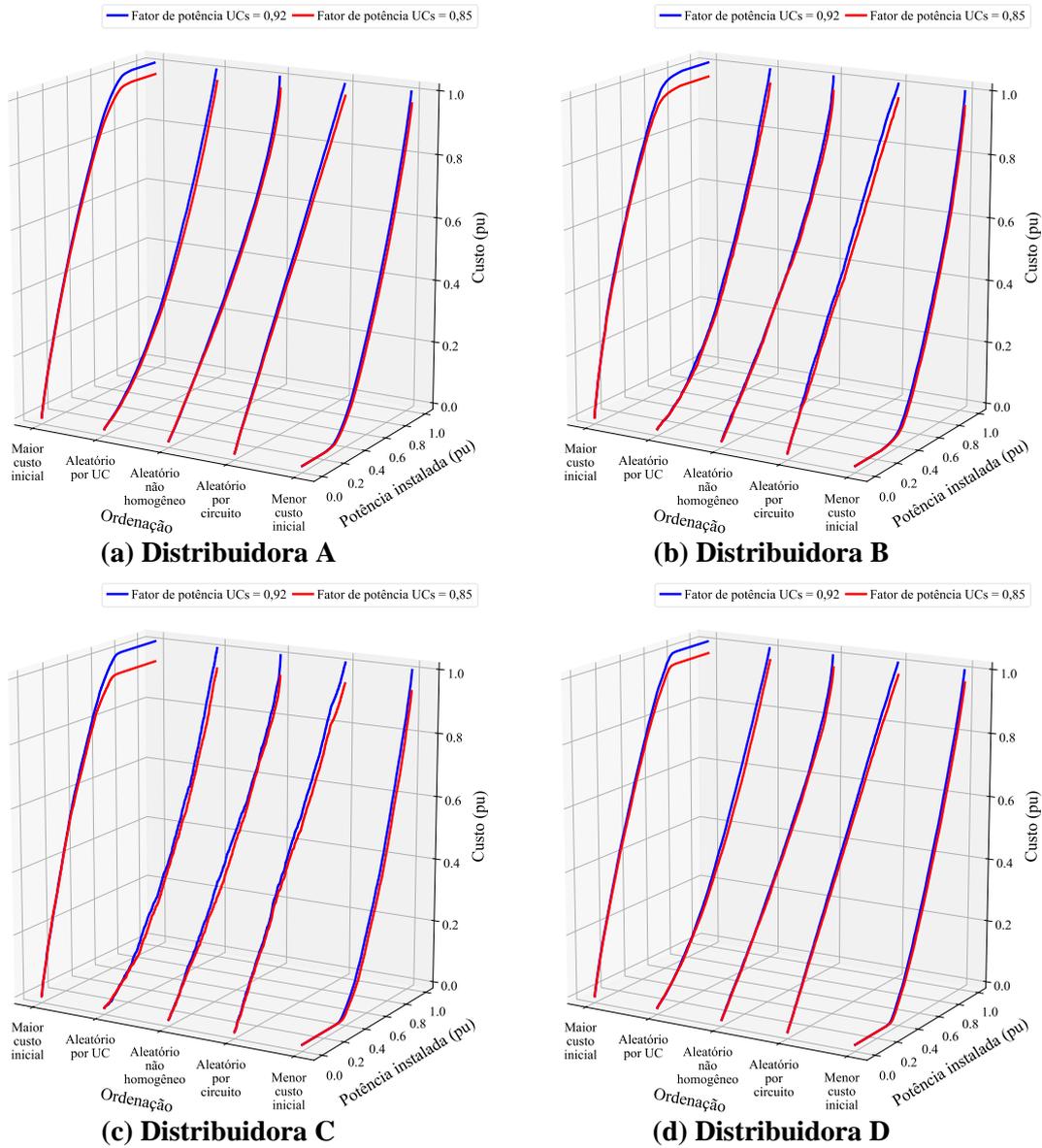


Figura 4.31 – Custos acumulados para as cinco ordens de agregação global (estudo de sensibilidade: fator de potência das cargas).

4.5 Comentários gerais sobre os estudos em larga escala e sensibilidades

Algumas métricas consideradas mais gerais e relevantes são trazidas lado a lado para todos os casos de sensibilidade e apresentadas em termos da variação com relação àquilo obtido no caso base de referência, procurando obter uma visão geral dos resultados. Inicialmente, em diferentes passagens no texto deste capítulo, foi indicada que uma quantidade de circuitos é incapaz de chegar ao nível de 100% de penetração, impactando na capacidade de hospedagem da concessionária, assim como nas respectivas curvas de custos acumulados e marginais. Na Figura 4.32 são visualizadas as diferenças entre as concessionárias e quais sensibilidades têm maior implicação nesta métrica (em vermelho é indicada a redução da capacidade de hospedagem com relação ao caso base, enquanto verde sinaliza o aumento). É notável que o aumento da tensão primária leva a uma considerável redução das redes que comportam 100% de penetração de microFVs. Alguns fatores também apresentam uma tendência de aumento de casos que não recebem 100%, como, por exemplo, o caso em que nunca se aplica a troca do ramal de ligação ou o caso em que é reduzida a capacidade de corrente dos condutores para 75%.

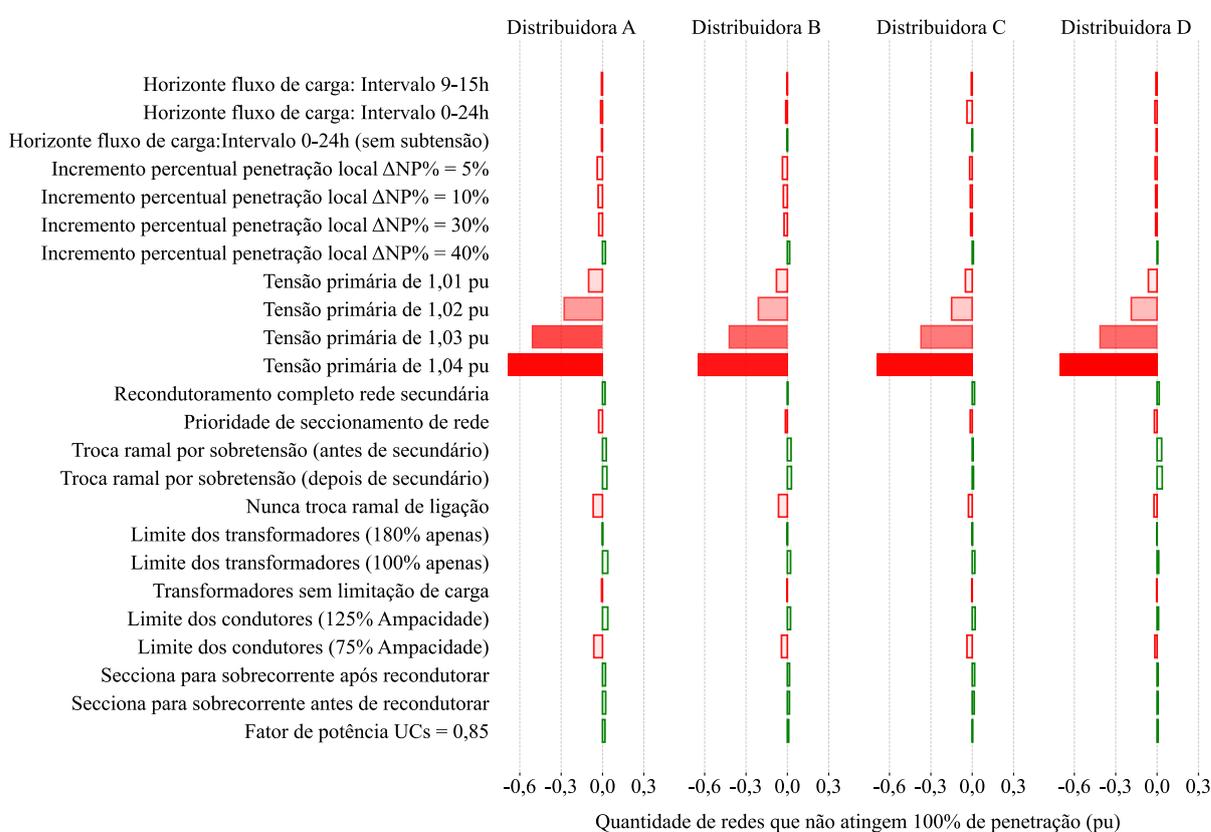


Figura 4.32 – Quantidade de redes incapazes de recebimento de 100% de microFV mesmo com todas as intervenções de reforço modeladas neste trabalho – Sensibilidades *versus* caso base.

A Figura 4.33 traz os resultados dos montantes totais alcançados de inserção de microFV (em vermelho é indicada a redução do montante total de microFV, enquanto verde sinaliza o aumento) nos conjuntos das concessionárias considerando-se a aplicação de todo o sequenciamento de reforços modelado neste trabalho, *i.e.*, aquela quantidade de microFV que é possível instalar, de fato, nas concessionárias considerando possivelmente a aplicação de reforços típicos e operando ainda dentro dos limites técnicos. Como esperado, verifica-se a grande redução na potência total capaz de ser hospedada na concessionária com reforços típicos para os casos com tensões elevadas na rede de média tensão.

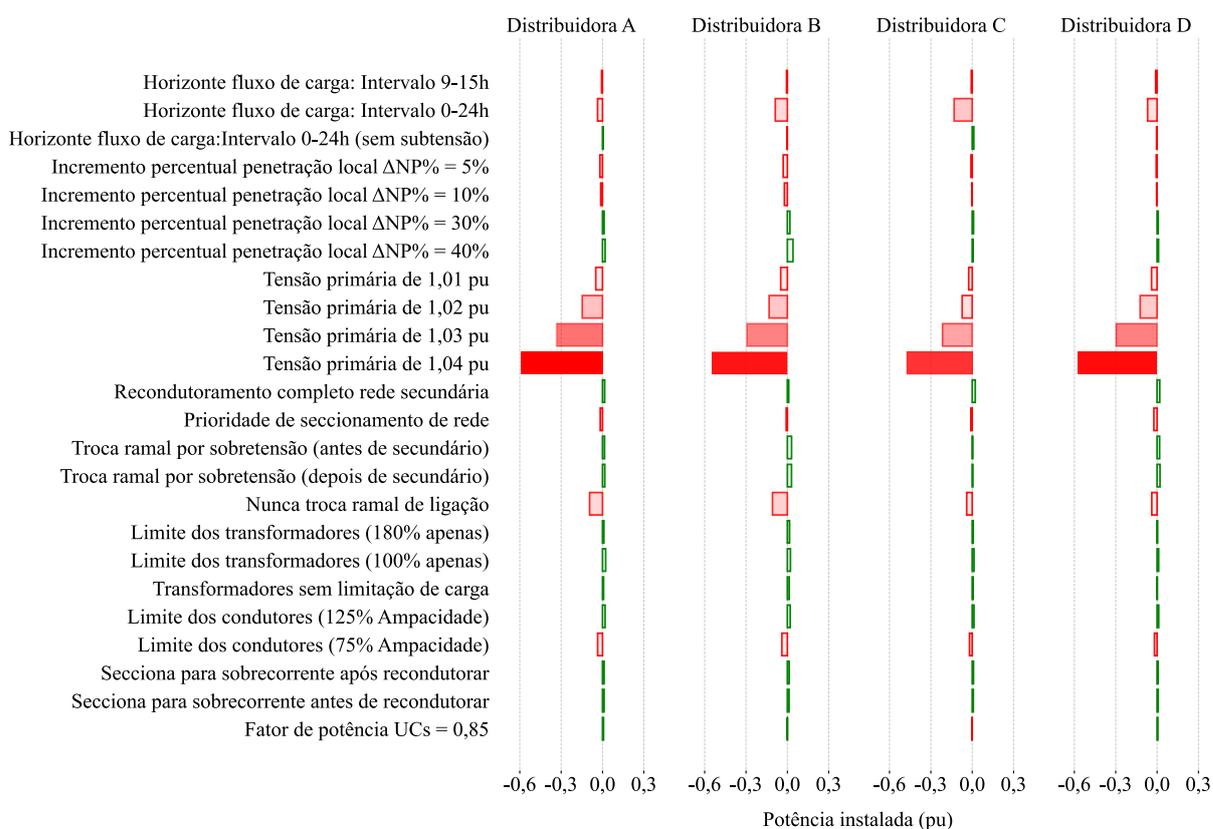


Figura 4.33 – Potência total hospedada de microFV das sensibilidades em relação ao caso base.

A Figura 4.34 traz as informações dos custos totais acumulados de cada uma das concessionárias em cada um dos casos de sensibilidade com relação àquilo obtido no caso base (em vermelho é indicado o aumento do custo total acumulado, enquanto verde sinaliza a redução). A tensão primária e a redução dos limites de sobrecarga dos transformadores têm um impacto de aumento dos custos totais de reforços. Percebe-se novamente que a priorização do seccionamento de redes para violações de tensão frente ao recondutoramento aparece como estratégia que contribui para a redução global dos investimentos necessários em infraestrutura, mantendo ainda o nível de capacidade de hospedagem semelhante ao do caso base (Figura 4.32 e Figura 4.33). Contudo, ressalta-se que, nesse tipo de sensibilidade, são comparadas estratégias

diferentes de reforços que possuem custos também distintos, que envolvem equipamentos e intervenções diferentes nas redes, e, portanto, os resultados são fortemente afetados pelos valores e pela forma de estimação dos custos das obras. Avaliações preliminares baseadas na metodologia regulatória, através da utilização de custos médios e correção apenas pelo IPCA [36], não apresentaram este comportamento acentuado para esta priorização. O desenvolvimento metodológico proposto na Seção 3.7 procura ressaltar alguns fatores para trazer à discussão, justamente, aspectos que podem contribuir para a valoração dos custos.

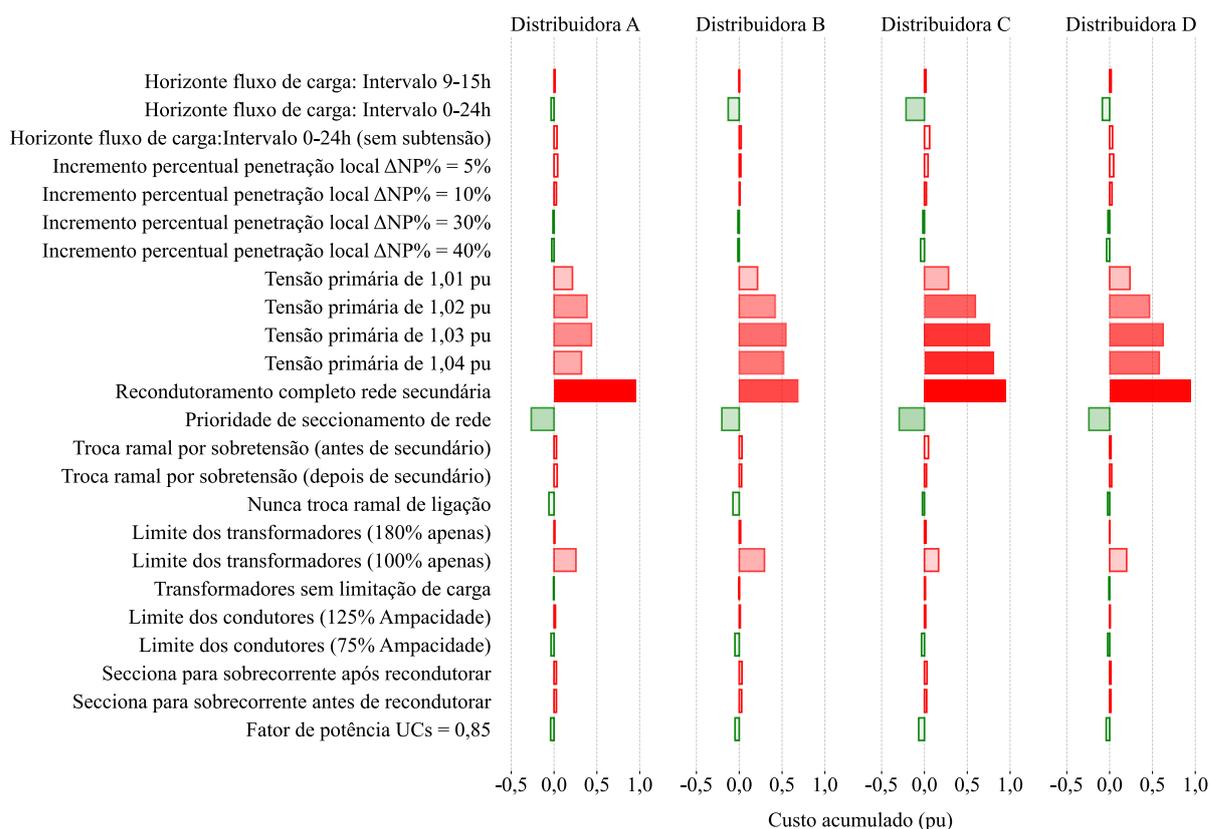


Figura 4.34 – Custos acumulados totais das sensibilidades com relação ao caso base.

A Figura 4.35 traz as informações dos custos marginais médios (em pu dos resultados R\$/kWp obtidos no caso base), com vermelho indicando o aumento desses custos e verde sinalizando a redução. A tensão primária tem um impacto de aumento dos custos marginais de reforços. Novamente, a priorização do seccionamento de redes para violações de tensão frente ao reconduzir aparece como uma estratégia que contribui para a redução global dos investimentos marginais necessários.

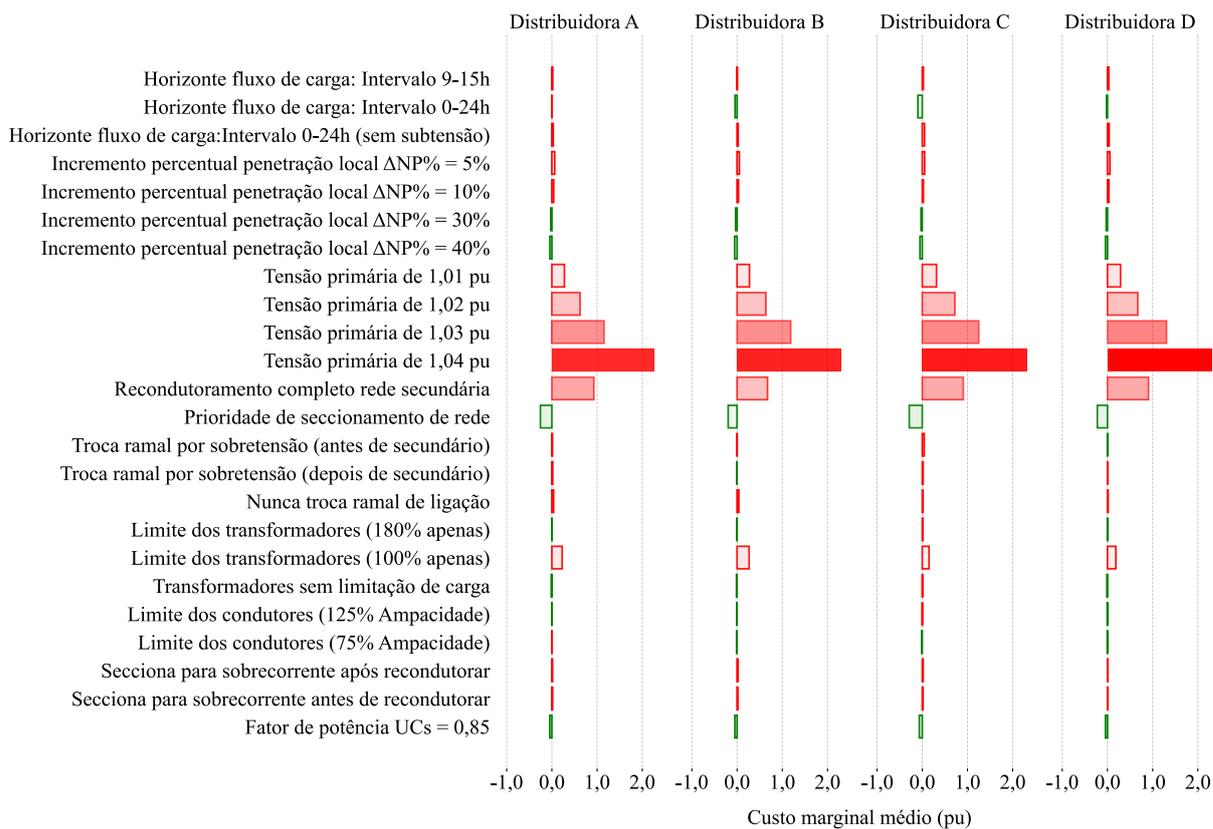


Figura 4.35 – Custos marginais médios (R\$/kWp) das sensibilidades com relação ao caso base.

Por fim, a Tabela 4.3 procura condensar as principais tendências de resultados encontrados nas simulações realizadas e como se dá a influência de cada parâmetro em particular nos custos globais das concessionárias estudadas.

Tabela 4.3 –Resumo dos impactos de diferentes parâmetros de interesse nas simulações.

Item	Aspecto de interesse	Nível de impacto global	Comentários gerais
1	Quantidade de cenários estocásticos (Monte Carlo)	A forma de ordenamento global possui impacto alto sobre a trajetória dos custos. A quantidade de cenários Monte Carlo possui baixo impacto sobre os resultados globais (baixa dispersão).	Não são necessários múltiplos cenários locais e globais para cada tipo de ordenamento para obtenção de resultados adequados em termos globais. Há elevada dispersão para redes BT individuais e a simulação de Monte Carlo permite a observação de comportamentos estatísticos locais relevantes.
2	Incremento percentual de penetração local	Impacto de baixo a moderado. Quanto menor o incremento, há uma tendência de aumento dos custos globais acumulados.	A utilização de passos da ordem de 20% reduz o número de intervenções na rede obtidos através das simulações
3	Horizonte de simulação dos fluxos de carga	Impacto global relativamente baixo	Simulação do instante de máxima geração consegue capturar a questão da microgeração solar e fica imune a, por exemplo, a questões de horário de pico de carga.
4	Tensão no primário	Impacto global elevado	Utilização de tensão nominal (1,0 pu) como ponto de referência, porém um maior detalhamento dos resultados exige análise combinada de média e baixa tensão.
5	Prioridade de recondução ou de seccionamento	Impacto significativo	Priorização do seccionamento resulta em menores custos utilizando a metodologia de custos desenvolvida na Seção 3.7.
6	Com ou sem troca de ramal de ligação	Impacto baixo	Troca de ramal por sobrecorrente apenas
7	Cálculo detalhado ou simplificado de vida útil de transformador	Impacto baixo a moderado, pois, se considerado limite baixo (100%), existe impacto relevantes nos resultados.	Considerar vida útil estimada, elevação de temperatura e limite de 180% (baixo impacto computacional)
8	Limites de carregamento dos condutores	Impacto baixo, porém, com menores limites, há redução da capacidade de hospedagem do conjunto de redes	Utilização de limite de 100%
9	Com ou sem seccionamento para sobrecorrente	Impacto baixo	Não utilização do seccionamento para casos de sobrecorrente.
10	Fator de potência das cargas	Impacto relativamente baixo	A redução do fator de potência das cargas colabora na redução dos custos globais.

5 CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou uma maneira para se obter os custos relacionados à adequação de infraestrutura (reforços) de distribuição de energia elétrica de baixa tensão devido à inserção generalizada e dispersa de microgeração em toda a área de concessão de uma distribuidora. De forma geral, as principais características do método proposto são: (1) a possibilidade de generalização para avaliar ainda outras concessionárias, incluir outros tipos de reforços, características de redes, materiais e equipamentos, práticas de engenharia, tipos de controle para os microgeradores, dentre outros, (2) a utilização de dados que normalmente estão disponíveis aos engenheiros da distribuição, (3) a utilização de *softwares* livres nas tarefas de simulação e análise de redes elétricas, (4) realização de simulações em larga escala sobre modelos de redes reais existentes obtidos da BDGD ordinária, não sendo feitas simplificações ou generalizações do tipo “casos típicos” com extrapolações relacionadas (idealmente são simuladas todas as redes de baixa tensão), (5) não são necessários recursos computacionais avançados para aplicação da metodologia (as simulações neste trabalho foram realizadas em computadores pessoais), (6) modelagem e execução automática dos processos de análise de redes conforme o aumento da quantidade de microgeração, das intervenções tipicamente realizadas pelas distribuidoras em se tratando de reforços de redes e dos principais critérios e prioridades utilizados pela engenharia da distribuição em termos de estratégia de reforço (todas as tarefas em geral baseadas em operações sobre grafos que representam cada uma das redes individuais, o que permite capturar as particularidades topológicas de cada circuito e os locais dos microgeradores), (7) baseia-se em abordagens probabilísticas para obtenção de cenários futuros plausíveis de inserção generalizada de microgeração, (8) realiza a simulação apenas das redes de baixa tensão da concessionária e as redes de média tensão são consideradas através de modelagem simplificada por equivalentes de rede com tensão fixa, (9) modelagem da evolução do fenômeno de inserção de microgeração no conjunto da concessionária como um todo (em nível global) através de regras probabilísticas de agregação das parcelas que compõem as curvas “Custo de Reforço (R\$) x Capacidade Instalada (kWp)” de cada uma das redes de baixa tensão individuais, (10) propõe a utilização de uma metodologia baseada em regressões lineares para obtenção de fórmulas simples através das quais são calculadas as diferentes componentes de custo dos reforços para cada tipo diferente de reforço.

Foi possível a aplicação da metodologia para a obtenção dos custos de reforços em problemas de larga escala, mais especificamente para quatro diferentes concessionárias

brasileiras que possuem centenas de milhares de redes de baixa tensão no total. Nos estudos realizados, a inserção de microgeração fotovoltaica foi feita no conjunto de redes da concessionária até 100% (critério de parada). Os custos acumulados foram obtidos para cada uma das distribuidoras, bem como as suas respectivas trajetórias em função das capacidades instaladas de microgeração. Também foram obtidas as curvas de custos marginais através do cálculo dos valores médios sobre uma determinada quantidade de divisões da curva de custo acumulado. Os resultados foram apresentados considerando uma janela capaz de suavizar suficientemente as trajetórias dos custos marginais, partindo do interesse principal deste trabalho que é a investigação de caráter mais global do fenômeno nas concessionárias. As trajetórias dos custos são determinadas com base em diferentes abordagens probabilísticas em nível global, ou, ainda, diferentes formas de ordenação nos conjuntos das concessionárias. Caso uma ordenação aleatória por rede BT seja considerada, por exemplo, claramente pode ser visualizado que os custos globais se comportam como retas e valores médios globais de referência são facilmente notáveis. Uma comparação bastante direta dos custos entre as diferentes distribuidoras pode ser feita através de resultados como, por exemplo, as capacidades de hospedagem globais (quantas redes conseguem receber 100% de inserção valendo-se dos recursos convencionais de reforço de rede), custos totais máximos, custos marginais médios, proporções entre custos dos diferentes tipos de reforço (substituição ou instalação de novos de transformadores, ou substituição de condutores), dentre outros.

Estudos de sensibilidades foram realizados, em que foi possível notar o impacto da tensão primária nos resultados dos custos e na capacidade de acomodação dos conjuntos das concessionárias e, portanto, estratégias de planejamento considerando a média tensão em conjunto com a baixa tensão deverão ser avaliadas em casos de necessidade de maiores refinamentos. Também foi possível visualizar resultados importantes, como o fato de que nem sempre partir de uma estratégia de realizar inicialmente o recondutoramento trará, ao final de um cenário de elevada quantidade de microgeração (aqui, no caso, 100% de penetração de microgeração fotovoltaica), os menores custos.

Tendo em vista o contexto geral do trabalho, as análises realizadas e os resultados aqui obtidos, são sugeridos os seguintes possíveis trabalhos futuros:

- Maior aprofundamento dos estudos “em retrospectiva”, i.e., levantar os custos relacionados àquele volume de microgeração já acomodado pelas concessionárias e comparar com os resultados determinísticos sintéticos (reprodução do fenômeno de inserção “conforme ocorrido”) obtidos via aplicação da metodologia proposta.

Muito embora comentários pontuais tenham sido feitos sobre alguns resultados preliminares nesse sentido, este trabalho limitou-se a apresentar diferentes formas de ordenação global e obter informações sobre os comportamentos característicos em cada forma de agregação proposta.

- Realização de estudos de sensibilidades dos custos de reforço de rede a diferentes estratégias de compensação de tensão, ou reativos, pelos microgeradores (Volt-Watt e Volt-Var). Este tipo de avaliação pode auxiliar na identificação dos impactos globais de custos e em tomadas de decisão relacionadas à regulação técnica e econômica;
- Estudos considerando os alimentadores de média tensão em conjunto com a baixa tensão. Como visto, a tensão no primário dos transformadores tem um impacto significativo nos custos de reforços, portanto podem trazer informações adicionais sobre o comportamento geral dos custos.
- Avaliação de estratégias para considerar o impacto da compensação remota nos custos. Muito embora a maioria das UCs com microFV adotem geração própria com autoconsumo (mais de 80%), caso típico de referência para este trabalho, uma parcela razoável também acaba por optar pela compensação remota;
- Aprofundamento dos estudos relacionando as métricas diversas das redes de baixa tensão com os custos de reforços de rede.

5.1 Publicações durante o projeto de mestrado

A seguir são listados os trabalhos publicados ao longo da pesquisa desenvolvida para obtenção do grau de mestre.

5.1.1 Trabalhos publicados em anais de eventos

R. Bonadia, L. Hernandez, F.C.L. Trindade, W. Freitas, V.C. Cunha, T.R. Ricciardi, B.D. Bonatto, H. de O. Vilibor, V. Riboldi, "Monte Carlo-Based Approach for Obtaining the Marginal Costs of Grid Reinforcement for the Accommodation of Rooftop PVs," *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT-LA)*, San Juan, PR, USA, 2023, pp. 160-164, doi: 10.1109/ISGT-LA56058.2023.10328210.

A. J. Harger da Silva, V. C. da Cunha, L. Hernandez, F. C. Trindade Arioli, W. de Freitas Filho and H. O. Vilibor, "Avaliação do Impacto de Curvas Volt-Watt e Volt-var na Capacidade de Hospedagem de Microgeração Solar em Sistemas de Distribuição," *XV*

Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE), São Luiz, Brazil, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/CBQEE59548.2023.10503596.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (PDGD) [Online]. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>, Acesso em 12 de abril de 2023.
- [2] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”, Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos, Outubro de 2022
- [3] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, Micro e Minigeração Distribuída & Baterias”, Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos, Junho de 2024
- [4] EPE, Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022, “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2032”
- [5] ANEEL, “Relação de empreendimentos de geração distribuída”, disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>. Acesso em: 16 de fevereiro de 2024.
- [6] G. Masson, E. Bosch, I. Kaizuka, A. Jäger-Waldau, J. Donoso, Snapshot of Global PV Markets 2022 Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach PVPS. ISBN 978-3-907281-43-7
- [7] IRENA, “Capacity and generation, country rankings” [Online]. Disponível em: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>, acesso em 16 de janeiro de 2024.
- [8] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, maio 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> >. Acesso em 13/05/2023.
- [9] Brasil, Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022, disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em 13/05/2023.
- [10] Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, “Análise das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública – CP nº 051/2022 que tratou da proposta de aprimoramento das regras aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída”, 26/01/2023.

- [11] ANEEL, “Resolução Normativa nº 1059”, 2023, [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>, acesso in 13/12/2023
- [12] Diário Oficial da União, Despacho do presidente da república, https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res_2_2024publicada.pdf
- [13] N. Castro, L. Câmara e M. Moszkowicz, “Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil”, Texto de discussão do setor elétrico no. 105 – Grupo de estudos do setor elétrico (GESEL) da UFRJ, setembro de 2021, Rio de Janeiro.
- [14] J. Andrade et al. Avaliação de Estratégias de Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição com Elevada Penetração de Microgeradores Fotovoltaicos. In: *Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2021, Online. Anais eletrônicos. Campinas, Galoá, 2021. Disponível em: <https://proceedings.science/cbqee-2021/trabalhos/avaliacao-de-estrategias-de-regulacao-de-tensao-em-sistemas-de-distribuicao-com?lang=pt-br> Acesso em: 27 maio de 2024.
- [15] R. V. Galdino, Investigação do potencial de utilização de equipamentos modernos em sistemas de distribuição com alta penetração de microgeração distribuída baseada em energia fotovoltaica. 2021. 1 recurso online (111 p.) Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/1641082>. Acesso em: 27 mai. 2024.
- [16] M. Rashid, A. M. Knight, “Combining volt/var & volt/watt modes to increase PV hosting capacity in LV distribution networks,” *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, Edmonton, AB, Canada, 2020, pp. 1-5.
- [17] J. Andrade, T. Ricciardi, B. Rosado, W. Freitas, H. O. Vilibor and R. F. Buzo, "Avaliação dos Impactos Técnicos da Microgeração Desequilibrada em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão," *2023 XV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE)*, São Luiz, Brazil, 2023, pp. 1-8, doi: 10.1109/CBQEE59548.2023.10503893.
- [18] T. M. Barbosa, “Análise estocástica de sistemas de distribuição de energia elétrica em baixa tensão na presença de recursos energéticos distribuídos”. 2021. (156 p.). Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica

- e de Computação, Campinas, SP. Disponível em: <https://hdl.handle.net/20.500.12733/1641816>.
- [19] R. Torquato, D. Salles, C. O. Pereira, P. C. M. Meira, W. Freitas, "A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low voltage distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, p. 1002-1012, 2018.
- [20] D. G. Almeida, T. R. Ricciardi, F. C. L. Trindade, "Methodology for the Creation of More Realistic Scenarios of Rooftop PVs Allocation in Monte Carlo Studies," *2021 IEEE URUCON*, Montevideo, Uruguay, 2021, pp. 84-89, doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647195.
- [21] A. N.-Espinosa and L. F. Ochoa, "Probabilistic impact assessment of low carbon technologies in LV distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2192–2203, May 2016.
- [22] D. Schwanz, F. Moller, S. K. Ronnberg, J. Meyer, and M. H. J. Bollen, "Stochastic assessment of voltage unbalance due to single phase-connected solar power," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, no. 2, pp. 852–861, Apr. 2017.
- [23] T. Ye, L. Jin, and R. Xue, "Influence of grid-connection photovoltaic on power quality and relay protection of distribution network," *2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP)*, 2019, pp. 940-944, doi: 10.1109/APAP47170.2019.9224711
- [24] ANEEL, "Distribuição – Mapa das distribuidoras". Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>. Acesso em 13/05/2023.
- [25] A. Scheidler, L. Thurner, M. Kraiczy, and M. Braun, "Automated grid planning for distribution grids with increasing PV penetration," in *6th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Vienna, Austria, November 2016.
- [26] W. Biener, K. Dallmer-Zerbe, B. Krug, G. Gust, B. Wille-Hausmann, "Automated distribution grid planning considering Smart Grid and conventional grid reinforcement technologies," *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, Bonn, Germany, 2015, pp. 1-6.
- [27] B. Thormann and T. Kienberger, "Estimation of grid reinforcement costs triggered by future grid customers: influence of the quantification method (scaling vs. large-scale simulation) and coincidence factors (single vs. multiple application)" *Energies* 15, no. 4: 1383, 2022

- [28] K. A.W. Horowitz, B. Palmintier, B. Mather, P. Denholm, "Distribution system costs associated with the deployment of photovoltaic systems" em *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 420-433, 2018.
- [29] K. A. W. Horowitz, F. Ding, B. Mather, and B. Palmintier, "The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States", National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/TP-6A20-70710, Abril de 2018
- [30] Python software foundation, "python". [On-line]. Disponível em: <<https://www.python.org/>>. Acesso em 13/05/2023.
- [31] P. C. M. Meira, D. Krishnamurthy, DSS Extensions, 2022. Disponível em: <https://dss-extensions.org/>. Acesso em 13/05/2023.
- [32] SQLite. [On-line]. Disponível em: <<https://www.sqlite.org/>>. Acesso em 13/05/2023.
- [33] ANEEL, "Manual da BDGD e Anexos", disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/distribuicao>. Acesso em 13/05/2023.
- [34] ANEEL, "Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD". Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>, acesso em 01/02/2024
- [35] ANEEL, Tomada de subsídios No 13/2022 <https://www.gov.br/pt-br/consultas-publicas-govbr/aneel-tomada-de-subsidios-no-13-2022>
- [36] ANEEL, "Resolução normativa nº 1003, 01/02/2022, ANEXO XV, Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.3, Base de Remuneração Regulatória, Versão 2.0 C". Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.pdf>. Acesso em 04/01/2023.
- [37] E. B. Pereira et al., "Atlas brasileiro de energia solar", 2ª ed., Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, SP, Brasil, 2017.
- [38] J. Quirós-Tortós, L. F. Ochoa, S. W. Alnaser, T. Butler. "Control of EV Charging Points for Thermal and Voltage Management of LV Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 4, p. 3028-3039, Set. 2015.
- [39] IEEE. "Guide for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors", IEEE Standard 738-2012, Dez. 2013.
- [40] CPFL Energia, "GED 16628: Orientação Técnica - Proteção de transformadores de distribuição", Engenharia de Normas e Padrões.

- [41] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," in *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, vol., no., pp.1-123, 7 March 2012, doi: 10.1109/IEEEESTD.2012.6166928.
- [42] CPFL Energia, "GED 13285: Orientação Técnica – Avaliação do carregamento de transformadores de distribuição com base em medição de corrente", Engenharia de Normas e Padrões.
- [43] IBGE. Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/>. Acesso em: 3 jul. 2024
- [44] FGV. Índice Geral de Preços – Mercado (IGPM), Disponível em: <https://portal.fgv.br/noticias/igp-m-resultados-2024>. Acesso em: 3 jul. 2024
- [45] ANEEL, Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/informacoes-economico-financeiras>
- [46] CPFL Energia, "GED 3667: Norma Técnica – Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico", Engenharia de Normas e Padrões.
- [47] R. Bolgaryn, A. Scheidler and M. Braun, "Combined Planning of Medium and Low Voltage Grids," *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810603.