

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO - USP
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE - IEE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA - PPGE**

JOSÉ CÉSAR DE SOUZA ALMEIDA NETO

**POLÍTICAS PÚBLICAS E MODELAMENTO DA MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO CENÁRIO BRASILEIRO**

**SÃO PAULO
2023**

JOSÉ CÉSAR DE SOUZA ALMEIDA NETO

**POLÍTICAS PÚBLICAS E MODELAMENTO DA MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO CENÁRIO BRASILEIRO**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de
Pós-Graduação em Energia do Instituto de
Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Versão corrigida

SÃO PAULO
2023

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Almeida Neto, José César de Souza.

Políticas públicas e modelamento da microgeração fotovoltaica distribuída no cenário brasileiro / José César de Souza Almeida Neto; orientador: Roberto Zilles. – São Paulo, 2023.

288 f.: il; 30 cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Geração de energia elétrica. 3. 3. Redes de distribuição de energia elétrica. 4. Política públicas I. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Cesar Luiz Havir de Almeida e Maria Regina Havir de Almeida, pela educação e pelo suporte incondicional que me ofereceram durante toda a minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Roberto Zilles, pelo acompanhamento em praticamente toda a minha vida profissional desde os anos finais da minha graduação em Engenharia Elétrica até o desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao Professor Doutor João Tavares Pinho, que além de compartilhar experiência e conhecimentos participou ativamente na revisão deste trabalho.

Agradeço ao colega Mestre Pedro Ferreira Torres, pelas discussões acerca do tema de cálculo de redes de distribuição e por compartilhar os dados base para os estudos de caso deste trabalho.

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq, pelo financiamento por meio da bolsa de estudos número 142200/2018-2.

Este trabalho foi desenvolvido como parte do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), PD-0068-0038/2016 - Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” (P&D ANEEL 21/2016).

O trabalho também conta com a participação da empresa *PGSTech and Powersys* por meio do fornecimento de licença para o programa computacional EMTP, utilizado nos cálculos de impedância de rede.

RESUMO

ALMEIDA NETO, José César de Souza. **Políticas públicas e modelamento da microgeração fotovoltaica distribuída no cenário brasileiro**, 2023, 288 p. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Tecnologia da Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

Este trabalho tem como foco o estudo do impacto que a instalação de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída causa nas redes de distribuição, quando são adotados os requisitos da atual política brasileira de compensação de energia. Para isso são levantados os principais impactos causados pela geração distribuída e as respectivas medidas mitigatórias, sendo destacados a sobretensão e o sobrecarregamento como foco de análise pelo trabalho. A fim de verificar a capacidade de produção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, são levantadas as características do modelo de política pública brasileira, definido pela Lei Federal 14.300, que apresenta o sistema de compensação de energia para consumidores de baixa tensão. O trabalho então aborda a simulação de fluxo de potência em cinco redes de baixa tensão de cinco concessionárias brasileiras de energia, por meio de simulação em ambiente OpenDSS. Com base nos resultados obtidos e com o levantamento de políticas públicas internacionais é avaliada a necessidade de complementação da política pública brasileira. O trabalho conclui que a instalação da geração distribuída tende a antecipar a necessidade de investimentos na rede elétrica em algumas regiões do país, dependendo principalmente da relação entre os perfis de consumo e geração. Porém, os investimentos na rede para atendimento da instalação de geradores distribuídos em redes de baixa tensão não levam em consideração medidas para redução de injeção de potência que podem ser implementadas pelas unidades consumidoras, sendo necessário sinalizar aos consumidores o custo de investimento na rede de distribuição e, portanto, informar um limite de injeção de potência. São então propostas complementações aos textos que regulam a política pública brasileira e um método de cálculo que permite informar a potência máxima que pode ser injetada por cada unidade consumidora, sem ultrapassar os limites de carregamento e tensão final de linha da rede de distribuição.

Palavras-chave: sistemas fotovoltaicos; geração distribuída; redes de distribuição de energia; políticas públicas.

ABSTRACT

ALMEIDA NETO, José César de Souza. **Public policy and modeling of distributed photovoltaic microgeneration in Brazil**, 2023, 288 p. Thesis (PhD.) – Sao Paulo University Graduate Program on Energy Technology, Sao Paulo, 2023.

This work focuses on assessing the impacts caused by the installation of distributed photovoltaic systems for microgeneration in the distribution grids, using the requirements from the current Brazilian energy compensation policy. The evaluation of the main impacts caused by distributed generation and the mitigation measures for each type of impact are presented, taking overvoltage and overload as the main aspects for analysis in this work. In order to verify the necessary capacity of photovoltaic systems connected to the grid, the characteristics of the Brazilian public policy and energy compensation system implemented by the Federal Law 14,300 are presented. The work then presents the power flow simulation of five low voltage electric grids of five Brazilian utilities, using the OpenDSS software. The need for complementing Brazilian public policy is then evaluated, based on the results obtained from the simulations and a survey of international public policies. The work concludes that the installation of distributed generation tends to anticipate the need for investments in the electrical grid in some regions of the country, depending mainly on the energy consumption and generation profiles. However, grid investments to meet the installation of distributed generators in low voltage grids do not take into account mitigation techniques that can be implemented by the consumers, and so it is necessary to signal to consumers the cost of investment in the distribution network and, therefore, inform a power injection limit. Propositions are presented to complement the Brazilian public policy documents and a calculation method that allows informing the maximum power that can be injected by each consumer unit without exceeding the grid load and end line voltage limits.

Keywords: photovoltaic systems; distributed generation; distribution grids; public policies.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Transformador autocomutado com <i>taps</i> eletromecânicos. (adaptado de [8])	28
Figura 1.2 – Transformador autocomutado com <i>taps</i> eletromecânicos e transformador de compensação. (adaptado de [8])	29
Figura 1.3 – Transformador autocomutado com controle de tensão realizado por transformador eletrônico de potência e chaves eletrônicas. (adaptado de [9]).....	29
Figura 1.4 – Exemplos de topologias para métodos de regulação de tensão: a) UPFC; b) d-STATCOM; c) DVR. (Adaptado de [10])	30
Figura 1.5 – Métodos de controle que podem ser associados a inversores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. (Adaptado de [21]).....	35
Figura 1.6 – Simulação de eventos de desconexão de grupos de sistemas fotovoltaicos com interface de conexão com a rede, de acordo com a norma [25].....	38
Figura 1.7 – Perfil de corrente do barramento principal, decorrente da interação entre geradores fotovoltaicos distribuídos e uma falha na rede.	39
Figura 1.8 – Exemplo de modelo de rede de distribuição associada a GD.....	41
Figura 1.9 – Exemplo de abordagem do uso de transformador autocomutado na mitigação de sobretensões na GD.....	43
Figura 1.10 – Representação de linha de distribuição de energia (a) e diagrama de tensões associados (b).....	45
Figura 1.11 – Inserção de banco de capacitores ou <i>d-STATCOM</i> para mitigação em linha de distribuição.....	45
Figura 1.12 – Decomposição das correntes (a) e composição da nova corrente (b) de operação da linha com a inserção de bancos de capacitores ou <i>d-STATCOM</i>	46
Figura 1.13 – Vetores de tensão antes e depois da inserção de bancos de capacitores ou <i>d-STATCOM</i> para mitigação de sobretensão.	47
Figura 1.14 – Representação de linha de distribuição com e sem sistema de armazenamento.	48
Figura 1.15 – Exemplo de modelamento de curva de operação de redução de potência ativa em sobretensão. [28]	50
Figura 1.16 – Esquema de conexão para avaliação da redução de potência por sobretensão.	51
Figura 1.17 – Curva característica de operação de inversores para conexão à rede. (adaptado de [19]).....	53
Figura 1.18 – Operação de um sistema de armazenamento de energia em modo de limitação automática de demanda. [32]	54
Figura 1.19 – Localização de geradores distribuídos estudados em [33].	56
Figura 1.20 – a) Curvas de variação de potência para dois geradores distribuídos próximos; b) Curvas de variação de potência para dois geradores distribuídos afastados. (adaptado de [33])	57
Figura 1.21 – Curva de variação de potência de uma usina fotovoltaica de 1,15 GW (P1) em comparação com a variação conjunta de um grupo de usinas, totalizando 13,37 GW (P6). [34]	58
Figura 1.22 – Variabilidade em função da distância entre dois sistemas de geração distribuída em um dia com alta variabilidade de irradiância. [33].....	58

Figura 1.23 – Variabilidade em função da distância entre dois sistemas de geração distribuída em um dia com baixa variação de irradiância. [33]	59
Figura 2.1 – Distribuição das unidades consumidoras com geração distribuída e potência total instalada nos estados brasileiros em novembro de 2021. (fonte: http://www.aneel.gov.br/dados/distribuicao).....	61
Figura 2.2 – Distribuição das unidades consumidoras com geração distribuída e potência média instalada nos estados brasileiros em novembro de 2021. (fonte: http://www.aneel.gov.br/dados/distribuicao).....	62
Figura 2.3 – Variação da porcentagem da <i>EI</i> em relação à <i>CE</i> , para minimização da fatura de energia, em relação à <i>TUSDfioB/TED</i>	67
Figura 2.4 – Valores médios da <i>TUSDfioB</i> e da <i>TED</i> para o território brasileiro (fonte: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras , acessado em 28/06/2022)	68
Figura 2.5 – Proporção <i>TUSDfioB/TED</i> no cenário brasileiro.	68
Figura 2.6 – Variação da porcentagem da <i>EI</i> em relação ao <i>CE</i> para minimização da fatura de energia, em relação à variação da <i>CE/ME_{min}</i>	69
Figura 3.1 – Atendimento do mercado brasileiro de acesso ao serviço de energia por distribuidora, em abril de 2022. (fonte: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/relatorios-distribuicao)	80
Figura 3.2 – Identificação dos transformadores utilizados pelas concessionárias brasileiras. [47] ~ [70].....	81
Figura 3.3 – Identificação das seções de condutores de alumínio utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de baixa tensão. [47] ~ [70]	82
Figura 3.4 – Identificação das seções de condutores de cobre utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de baixa tensão. [47] ~ [70]	82
Figura 3.5 – Identificação das seções de condutores de alumínio utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70]	83
Figura 3.6 – Identificação das seções de condutores de alumínio com alma de aço utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70].	83
Figura 3.7 – Identificação das seções de condutores de cobre utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70]	84
Figura 3.8 – Estimativa do fator de simultaneidade adotado pela empresa COELBA.....	89
Figura 3.9 – Médias mensais de capacidade de geração e demanda, em kW, de um consumidor residencial participante do sistema de compensação de energia. [73].....	97
Figura 3.10 – Curvas típicas diárias de geração e demanda de um consumidor residencial participante do sistema de compensação de energia. [73]	97
Figura 3.11 – Exemplo de <i>duck curve</i> no planejamento energético. [75].....	98
Figura 3.12 – Curva de carga típica de unidades consumidoras, com consumo entre 221 e 500 kWh/mês. [64].....	99
Figura 3.13 – Comparação entre os métodos de estimativa de irradiância solar. [77]	101
Figura 3.14 – Perfil de irradiância no plano inclinado para a latitude de -23° e irradiação diária de 4,75 kWh/m ²	104
Figura 3.15 – Perfis de demanda e geração para unidades consumidoras residenciais com geração fotovoltaica conectadas à rede da concessionária ENEL.	104

Figura 3.16 – Crescimento da curva de carga em transformadores de 75 kVA da concessionária ENEL com base no perfil típico para clientes residenciais e número de UC.	105
Figura 3.17 – Crescimento da curva de geração em transformadores de 75 kVA da concessionária ENEL.....	106
Figura 3.18 – Fluxo de potência em um transformador de 75 kVA da concessionária ENEL.	107
Figura 3.19 – Operação da linha com unidades consumidoras distribuídas, a) demanda de potência da subestação, b) injeção de potência na subestação.....	109
Figura 3.20 – Influência da geração fotovoltaica na variação da tensão de linha.	109
Figura 3.21 – Influência da geração fotovoltaica na variação da tensão de linha com aumento do <i>tap</i> do transformador da subestação.....	110
Figura 4.1 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa ENEL, de acordo com a BDGD.....	113
Figura 4.2 – Vista aérea da região da Rua João Batista Leme da Silva, com destaque para a área de telhado de residências térreas. (Fonte: Google Earth, acessado em 27/10/2021)	114
Figura 4.3 – Vista das residências da Rua João Batista Leme da Silva. (Fonte: www.google.com/maps , acessado em 21/07/2021).....	114
Figura 4.4 – Consumo mensal de energia total das UC conectadas ao transformador 14331620.	115
Figura 4.5 – Curvas típicas de consumo normalizadas das unidades consumidoras da distribuidora ENEL.....	116
Figura 4.6 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 14331620.	117
Figura 4.7 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 121 kW instalado na cidade de São Paulo.	119
Figura 4.8 – Curvas de geração fotovoltaica e demanda do transformador 14331620.....	120
Figura 4.9 – Carregamento do transformador 14331620 com alta penetração da geração fotovoltaica.	120
Figura 4.10 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 14331620.	121
Figura 4.11 – Modelo de linha para avaliação de variação de tensão na rede atendida pelo transformador 14331620.....	124
Figura 4.12 – Variação de tensão na barra B05 da rede atendida pelo transformador 14331620.	124
Figura 4.13 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa CEMIG, de acordo com a BDGD.....	125
Figura 4.14 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 233948.	126
Figura 4.15 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 233948.	128
Figura 4.16 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 42 kW instalado na cidade de Belo Horizonte.....	129
Figura 4.17 – Curvas de demanda e geração do transformador 233948.....	130

Figura 4.18 – Carregamento do transformador 233948 com alta penetração da geração fotovoltaica.	131
Figura 4.19 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 233948.	132
Figura 4.20 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 233948.....	134
Figura 4.21 – Variação de tensão na barra B07 da rede atendida pelo transformador 233948.	135
Figura 4.22 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa COELBA, de acordo com a BDGD.....	136
Figura 4.23 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador F22067.	137
Figura 4.24 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador F22067.	138
Figura 4.25 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 104 kW instalado na cidade de Salvador.	139
Figura 4.26 – Curvas de demanda e geração do transformador F22067.	140
Figura 4.27 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador F22067.	141
Figura 4.28 – Comparação entre a potência máxima de demanda e a geração das UC conectadas ao transformador F22067.....	142
Figura 4.29 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador F22067.	144
Figura 4.30 – Variação de tensão de fim de linha na barra B07 atendida pelo transformador F22067.	144
Figura 4.31 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa COPEL, de acordo com a BDGD.....	145
Figura 4.32 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 872783.	146
Figura 4.33 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 872783.	147
Figura 4.34 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 140 kW instalado na cidade de Curitiba.	149
Figura 4.35 – Curvas de demanda e geração do transformador 872783.....	150
Figura 4.36 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador 872783.....	150
Figura 4.37 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 872783.	151
Figura 4.38 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 872783.....	155
Figura 4.39 – Variação de tensão de fim de linha na barra B09 atendida pelo transformador 872783.....	156
Figura 4.40 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa CPFL, de acordo com a BDGD.....	157
Figura 4.41 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 34099696.....	158

Figura 4.42 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 34099696.	159
Figura 4.43 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 66,5 kW instalado na cidade de Campinas.	161
Figura 4.44 – Curvas de demanda e geração do transformador 34099696.	161
Figura 4.45 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador 34099696.	162
Figura 4.46 – Comparação entre a potência máxima de demanda e a geração das UC conectadas ao transformador 34099696.	163
Figura 4.47 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 34099696.	165
Figura 4.48 – Variação de tensão de fim de linha na barra B06 atendida pelo transformador 34099696.	166
Figura 4.49 – Comparativo de FC em função do aumento de demanda do transformador.	168
Figura 4.50 – Potência em geradores fotovoltaicos para atendimento do consumo das UC.	170
Figura 4.51 – Demanda máxima das UC de acordo com o consumo.	171
Figura 4.52 – Injeção máxima nos transformadores para atendimento do consumo das UC.	172
Figura 4.53 – Tensão máxima de fim de linha de acordo com o consumo das UC.	174
Figura 4.54 – Tensão mínima de fim de linha de acordo com o consumo das UC.	174
Figura 4.55 – Variação máxima de tensão de fim de linha de acordo com o consumo das UC.	175
Figura 5.1 – Resultados da potência de geradores fotovoltaicos do estudo desenvolvido em [84].	180
Figura 5.2 – Evolução da geração distribuída de acordo com os cenários de políticas públicas utilizados para os Países Baixos. [88]	182
Figura 5.3 – Comparação entre subsídios gerados pelo sistema <i>net metering</i> e o subsídio razoável obtido em [90].	184
Figura 5.4 – Curvas pato probabilística e medidas mitigatórias recomendadas. [91]	187
Figura 5.5 – Comparação de dois sistemas para geração de energia com base solar fotovoltaica com mesma produção e FC distintos.	189
Figura 5.6 – Demanda máxima em função da corrente de interrupção do disjuntor e dos esquemas de ligação para redes de baixa tensão.	190
Figura 5.7 – Quantidade UC por tipo de conexão e potência do transformador de distribuição.	191
Figura 5.8 – IUCT para todas as combinações de tipos de conexão e potência de transformadores.	192
Figura 6.1 – a) Rede elétrica modelo, b) rede equivalente.	206
Figura 6.2 – Vetores de tensão do sistema equivalente sem compensação de reativos (fator de potência unitário).	208
Figura 6.3 – Continuação do cálculo de rede pelo critério de sobretensão.	211
Figura 6.4 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.	219
Figura 6.5 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.	219

Figura 6.6 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.	220
Figura 6.7 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS (ErroGD4 = ErroGD5).	220
Figura 6.8 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.	221
Figura 6.9 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.	222
Figura 6.10 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.	222
Figura 6.11 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede (ErroGD4 = ErroGD5).	223
Figura 6.12 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.	224
Figura 6.13 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.	224
Figura 6.14 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.	225
Figura 6.15 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede (ErroGD4 = ErroGD5).	225
Figura 6.16 – Valores dos pares de potências (P e Q) utilizados pelo algoritmo proposto (STA) e valores arredondados pelo programa OpenDSS (STO) para simulações com menores comprimentos de linha.	226
Figura 6.17 – Valores dos pares de potências (P e Q) utilizados pelo algoritmo proposto (STA) e valores arredondados pelo programa OpenDSS (STO) para simulações com maiores comprimentos de linha.	227
Figura 6.18 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.	228
Figura 6.19 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.	229
Figura 6.20 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.	229
Figura 6.21 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão (ErroGD4 = ErroGD5).	230
Figura 6.22 – Valores de potências de cada uma das barras analisadas (a) e da potência equivalente (b) no exemplo do subitem 6.2.	231
Figura 6.23 – Valores de fator de potência para o primeiro grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).	232
Figura 6.24 – Valores de fator de potência para o segundo grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).	232
Figura 6.25 – Valores de fator de potência para o terceiro grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).	233
Figura 6.26 – Valores de fator de potência para o quarto grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).	Erro! Indicador não definido.

Figura 6.27 – Ocorrência dos valores de produção do sistema fotovoltaico conectado ao transformador 872783.....	234
Figura 6.28 – Histograma da geração diária do sistema fotovoltaico conectado ao transformador 872783.....	235
Figura 6.29 – Curvas de fluxo de potência no transformador 872783 pela probabilidade de ocorrência.....	236

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1.1 – Tempos de desconexão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede devido a variações de tensão na rede de acordo com [25].....	36
Tabela 1.2 – Tempos de desconexão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede devido a variações de tensão na rede de acordo com [19].....	36
Tabela 2.1 – Detalhamento das parcelas que compõem a TUSD.....	65
Tabela 2.2 – Dados de consumo médio e relação CE/ME _{min} , segundo os dados da BDGD, para as principais distribuidoras brasileiras e suas maiores cidades.....	69
Tabela 2.3 – Estratificação dos grupos consumidores por nível de tensão. (adaptado de [40])	72
Tabela 2.4 – Estratificação dos grupos consumidores de média tensão por nível de potência. (adaptado de [40]).....	72
Tabela 2.5 – Estratificação dos grupos consumidores de baixa tensão por consumo energético. (adaptado de [40]).....	72
Tabela 2.6 – Padrão de baixa tensão no território brasileiro. [41].....	75
Tabela 2.7 – Resistências elétricas de cabos de alumínio cobertos e isolados, segundo o módulo sete do PRODIST. [43].....	76
Tabela 2.8 – Perdas elétricas em transformadores trifásicos de classe 15 kV, segundo o módulo sete do PRODIST. [43].....	77
Tabela 2.9 – Faixas de classificação de tensões segundo o módulo 8 do PRODIST. (adaptado de [44]).....	77
Tabela 2.10 – Definições de entidades geográficas pela BDGD utilizadas no trabalho. (adaptado de [45]).....	78
Tabela 2.11 – Definições de entidades não geográficas pela BDGD utilizadas no trabalho. (adaptado de [45]).....	78
Tabela 3.1 – Identificação dos transformadores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras.....	84
Tabela 3.2 – Identificação dos condutores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras para instalações de média tensão.	84
Tabela 3.3 – Identificação dos condutores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras para instalações de baixa tensão.	85
Tabela 3.4 – Valores de demanda diversificada de acordo com os padrões da concessionária CEMIG. [48].....	86
Tabela 3.5 – Estimativa de fator de simultaneidade da concessionária CEMIG.	87
Tabela 3.6 – Valores de demanda diversificada por UC residencial utilizados pela concessionária COELBA. [52]	88
Tabela 3.7 – Plano de carregamento e substituição de transformadores da empresa ENEL. [64]	90
Tabela 3.8 – Coeficientes de queda de tensão adotados pela empresa COPEL para dimensionamento de suas redes de distribuição em média tensão. [55].....	91
Tabela 3.9 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - $\Delta V (\%) = 10 - I = 50 \% I_{max}$	92

Tabela 3.10 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 15 – I = 50 % I_{max} .	93
Tabela 3.11 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes do COPEL - ΔV (%) = 15 – I = 75 % I_{max} .	93
Tabela 3.12 – Coeficientes de queda de tensão adotados pela empresa COPEL para dimensionamento de suas redes de distribuição em baixa tensão. [55]	94
Tabela 3.13 – Estimativa de comprimento de linha de baixa tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 13 – I = 50 % I_{max} .	95
Tabela 3.14 – Irradiação diária média nas regiões brasileiras. [78]	103
Tabela 4.1 – Características técnicas do transformador 14331620.	115
Tabela 4.2 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 14331620.	117
Tabela 4.3 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de São Paulo.	118
Tabela 4.4 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 14331620.	118
Tabela 4.5 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 14331620.	119
Tabela 4.6 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 14331620.	122
Tabela 4.7 – Organização dos segmentos de rede do transformador 14331620.	123
Tabela 4.8 – Distribuição das UC na rede do transformador 14331620.	123
Tabela 4.9 – Características técnicas do transformador 233948.	126
Tabela 4.10 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 233948.	127
Tabela 4.11 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Belo Horizonte.	128
Tabela 4.12 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 233948.	129
Tabela 4.13 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 233948.	129
Tabela 4.14 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 233948.	132
Tabela 4.15 – Organização dos segmentos de rede do transformador 233948.	133
Tabela 4.16 – Distribuição das UC na rede do transformador 233948.	133
Tabela 4.17 – Características técnicas do transformador F22067.	136
Tabela 4.18 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador F22067.	137
Tabela 4.19 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Salvador.	138
Tabela 4.20 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador F22067.	139
Tabela 4.21 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador F22067.	139
Tabela 4.22 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador F22067.	142
Tabela 4.23 – Organização dos segmentos de rede do transformador F22067.	143

Tabela 4.24 – Distribuição das UC na rede do transformador F22067.	143
Tabela 4.25 – Características técnicas do transformador 872783.....	146
Tabela 4.26 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 872783.	147
Tabela 4.27 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Curitiba.....	148
Tabela 4.28 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 872783.	148
Tabela 4.29 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 872783.	149
Tabela 4.30 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 872783.....	152
Tabela 4.31 – Organização dos segmentos de rede do transformador 872783.....	153
Tabela 4.32 – Distribuição das UC na rede do transformador 872783.....	154
Tabela 4.33 – Características técnicas do transformador 34099696.....	157
Tabela 4.34 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 34099696.....	158
Tabela 4.35 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Campinas.....	160
Tabela 4.36 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 34099696.	160
Tabela 4.37 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 34099696.	160
Tabela 4.38 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 34099696.....	163
Tabela 4.39 – Organização dos segmentos de rede do transformador 34099696.....	164
Tabela 4.40 – Distribuição das UC na rede do transformador 34099696.....	164
Tabela 4.41 – Resultados dos estudos de caso para carregamento dos transformadores da rede de distribuição.....	167
Tabela 4.42 – Comparação entre consumo e geração dos estudos de caso.	169
Tabela 4.43 – Resultados dos estudos de caso para tensões de fim de linha da rede de distribuição.....	173
Tabela 5.1 – Demanda máxima das UC para conexão aos transformadores de distribuição.	192
Tabela 5.2 – Sugestão de estratificação das unidades consumidoras residenciais de baixa tensão para adoção pelo PRODIST.....	193
Tabela 5.3 – Sugestão de alteração da “tabela 1” da seção 5.2 do 5º módulo do PRODIST.	199
Tabela 6.1 – Características do método proposto para inserção da geração distribuída nas redes brasileiras de distribuição.	205
Tabela 6.2 – Valores base para o cálculo em valores por unidade.	214
Tabela 6.3 – Dados da linha para exemplo de aplicação da metodologia e cálculo das impedâncias equivalentes.....	214
Tabela 6.4 – Resultado para a corrente do sistema equivalente e cálculo do sistema equivalente [equações de (86) a (91)].	215
Tabela 6.5 – Cálculo de rede pelo critério de sobretensão utilizando as equações de (89) a (91).	215

Tabela 6.6 – Potências de injeção pelo critério de sobretensão [equações de (6.30) a (6.32)].	216
Tabela 6.7 – Avaliação do carregamento de linha [equações (6.27) e (6.28)].	216
Tabela 6.8 – Composição das correntes de linha pela equação (6.29).	217
Tabela 6.9 – Cálculo dos parâmetros de rede pelo critério de carregamento [equação (6.19)].	217
Tabela 6.10 – Resposta do método considerando sobretensão e carregamento de rede.....	217

ÍNDICE DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas;
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço;
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BDGD	Base de Dados Georeferenciados das Distribuidoras;
BRR	Base de Remuneração Regulatória;
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S.A.;
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas;
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia;
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Distribuição S.A.;
CPF	Cadastro de Pessoas Físicas;
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz;
DHII	Distorção Harmônica Individual de Corrente;
DHIV	Distorção Harmônica Individual de Tensão;
DHTI	Distorção Harmônica Total de Corrente;
DHTV	Distorção Harmônica Total de Tensão;
d-STATCOM	Distributed Static Compensator (Compensador Estático Distribuído);
DVR	Dinamic Voltage Restorer (Restaurador Dinâmico de Tensão);
ENEL	<i>Ente nazionale per l'energia elettrica</i> Distribuição São Paulo;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
EUA	Estados Unidos da América;
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor;
GD	Geração Distribuída;
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial;
IUCT	Identificador de Unidade Consumidora por Transformador;
LED	<i>Light Emitting Diode</i> (Diodo Emissor de Luz);
MCG	Menor Custo Global;

p.u.	Sistema por unidade;
PDD	Plano de Desenvolvimento da Distribuição;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária;
RTP	Revisão Tarifária Periódica;
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão;
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão;
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão;
SED	Subestação de Distribuição;
TE	Tarifa de energia elétrica;
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição;
UC	Unidade Consumidora;
UPFC	Unified Power Flow Controller (Controlador de Fluxo de Potência Unificado).

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	22
HIPÓTESE.....	26
OBJETIVO	26
1. IMPACTOS DA ALTA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO.....	27
1.1. Sobretensão da rede de distribuição.....	40
1.1.1. Caracterização do efeito de aumento de tensão nas redes de distribuição	40
1.1.2. Métodos de mitigação do efeito de sobretensão por parte das distribuidoras de energia	42
1.1.3. Métodos de mitigação do efeito de sobretensão por parte dos geradores de energia distribuídos.....	49
1.2. Sobrecarregamento da rede de distribuição	55
2. CENÁRIO BRASILEIRO DE MICRO E MINI GERAÇÃO.....	61
2.1. Resoluções normativas ANEEL	62
2.2. Procedimentos de rede - PRODIST	70
3. REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS	80
3.1. Principais distribuidoras de energia no mercado brasileiro e seus padrões de equipamentos de rede.....	80
3.2. Definições de carregamento das concessionárias de distribuição de energia	85
3.3. Variações de tensão consideradas pelas distribuidoras.....	90
3.4. Caracterização da alta penetração da geração distribuída nas redes brasileiras	96
4. AVALIAÇÃO DA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA NAS REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS	112
4.1. Estudos de caso	112
4.1.1. Rede ENEL	112
4.1.2. Rede CEMIG	125
4.1.3. Rede COELBA	135
4.1.4. Rede COPEL.....	145
4.1.5. Rede CPFL.....	156
4.1.6. Análise dos estudos de caso.....	166
5. POLÍTICAS PÚBLICAS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA E PROPOSTAS PARA ATENDER A ALTA PENETRAÇÃO.....	176

5.1. Necessidade de mudança do atual sistema brasileiro frente a cenários de alta penetração	176
5.2. Políticas públicas em relação a alta penetração fotovoltaica	178
5.3. Proposta de complementação para a política pública brasileira	185
5.4. Inserção da proposta de complementação junto aos documentos base da política pública brasileira.....	193
5.4.1. Resolução Normativa nº 482 e nº 687	194
5.4.2. Resolução Normativa nº 1.000.....	194
5.4.3. Módulo 2 do PRODIST	196
5.4.4. Módulo 3 do PRODIST	198
5.4.5. Módulo 5 do PRODIST	198
5.4.6. Módulo 11 do PRODIST	200
6. MODELO DE CÁLCULO DE DISPONIBILIDADE DA REDE	202
6.1. Equacionamento.....	204
6.2. Exemplo de aplicação	214
6.3. Validação do método proposto	218
6.4. Discussão de pontos do método.....	230
7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	237
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	241
APÊNDICE A: CRITÉRIOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO SEGUNDO AS NORMAS BRASILEIRAS.....	249
I. Cabos e estruturas de redes de distribuição segundo as normas ABNT	249
II. Cabos e estruturas de redes de distribuição segundo as normas ABNT	254
APÊNDICE B: PROGRAMAS EMTP E OPENDSS	268
I. Definições dos programas.....	268
II. Avaliação do impacto da resistividade do solo em relação às impedâncias de linha de distribuição.....	273
III. Avaliação do impacto da altura dos condutores em relação às impedâncias de linha de distribuição.....	276
IV. Avaliação do impacto dos tipos de estruturas em relação às impedâncias de rede ...	277
APÊNDICE C: REDES MODELO PARA APLICAÇÃO.....	281
APÊNDICE D: TABELA DE GEOMETRIAS DE REDE	283
APÊNDICE E: FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DE REDE	285

INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) foi difundida no mercado brasileiro com base no sistema de compensação de energia, ou *net metering*, a partir da publicação da resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução descreve as bases para o relacionamento entre as concessionárias de energia e os consumidores que queiram instalar sistemas de geração próprios com conexão à rede com participação no sistema de compensação.

De acordo com as referências [1] e [2], a partir do ano de 2015 o número de conexões de sistemas de geração distribuída e de consumidores participando do sistema de compensação de energia cresceu cerca de 40 % ao ano, sendo contabilizado pela ANEEL o número de conexões equivalentes a 809.733 até dezembro de 2021.

Com base no levantamento da Figura I.1, a ANEEL apresenta um cenário de projeção indicando o contínuo aumento da inserção de sistemas de microgeração conforme a Figura I.2. Cabe destacar que a agência ressalta em sua projeção que a maioria dos consumidores conectados às redes elétricas de distribuição será do tipo residencial e utilizarão sistemas de geração fotovoltaica.

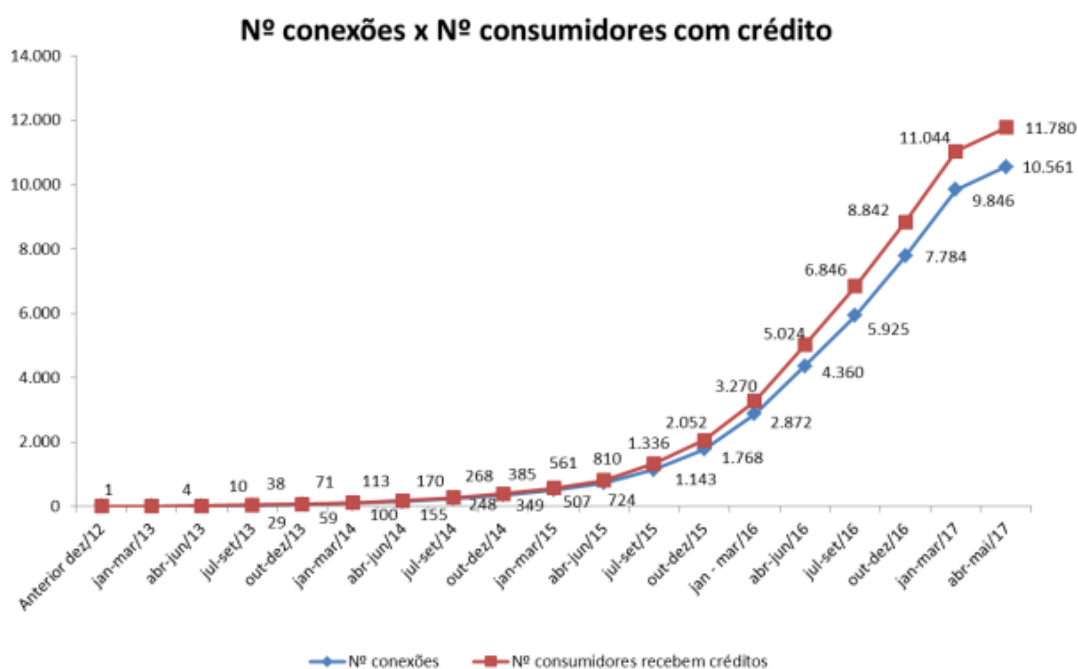


Figura I.1 – Número de micro e mini geradores até 23/05/2017.[2]

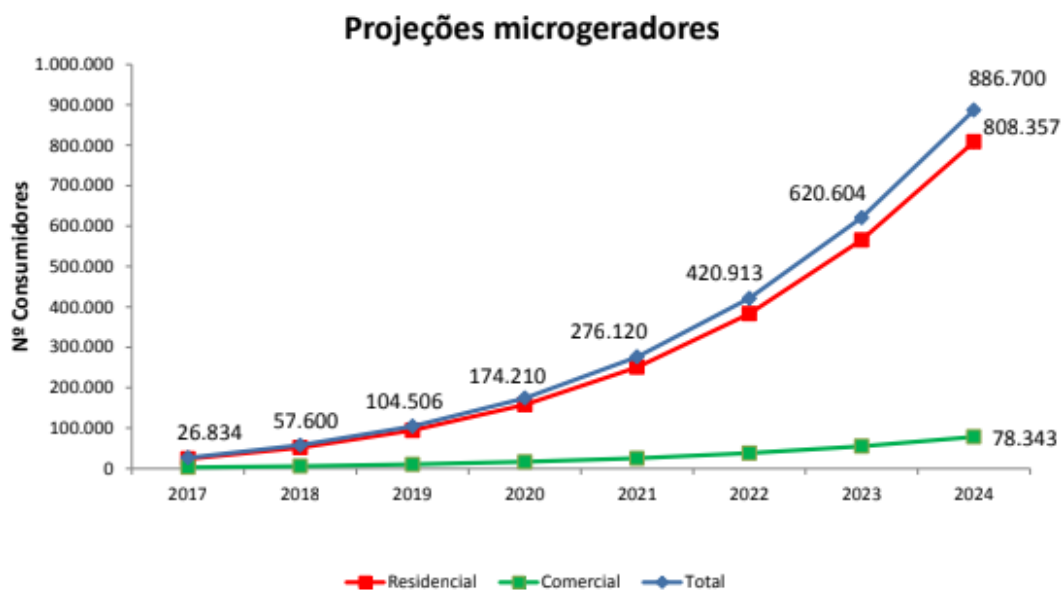


Figura I.2 – Projeção de unidades consumidoras que receberiam créditos.[2].

Se forem analisados os dados dos anos entre 2017 e 2022 para a conexão de sistemas de geração distribuída, as projeções realizadas pela ANEEL estão subestimadas e, portanto, ao final de 2022 existiam 905.705 acessantes a mais em relação às projeções realizadas em 2017. A Figura I.3 apresenta a relação entre os valores reais e os valores projetados pela ANEEL.

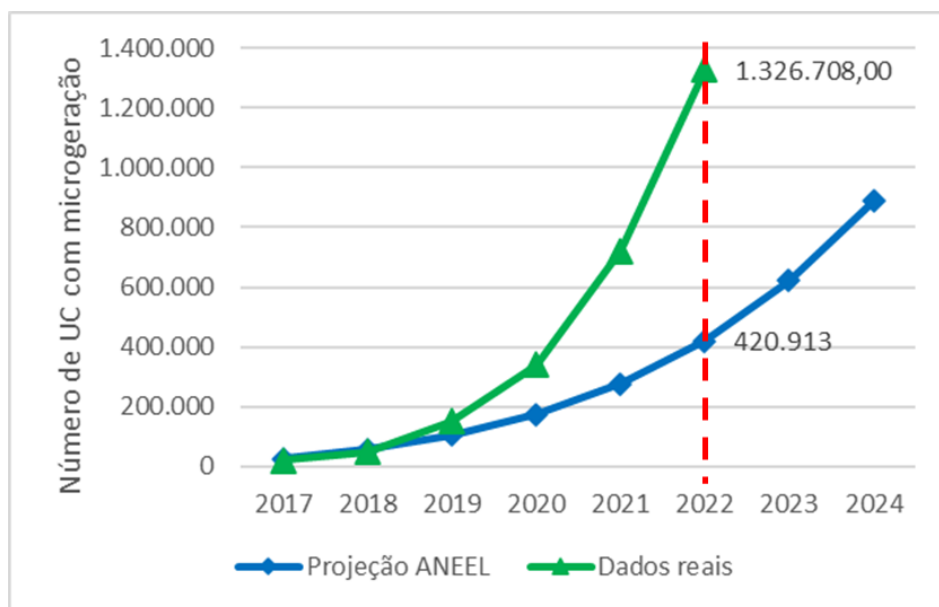


Figura I.3 – Projeção ANEEL frente aos dados reais de UC com créditos de energia. (fonte: [2] e <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>)

Com a disparidade entre os valores projetados e reais, é esperado que as redes de distribuição das concessionárias de energia tenham a sua capacidade máxima de fluxo de potência atingida por sistemas de geração distribuída em poucos anos. Sendo assim, é

necessário que as empresas concessionárias antecipem o seu planejamento, de forma a garantir a estabilidade de seus sistemas de distribuição e o uso dos sistemas pelos seus acessantes.

De acordo com [3] e [4], dois problemas da alta penetração da geração distribuída em relação à estabilidade do sistema elétrico são: o aumento de tensão nos alimentadores do sistema e a sobrecarga dos alimentadores. No caso da inserção de geração distribuída, à medida que são instalados sistemas conectados à rede, o aumento de tensão e carregamento se aproximam de valores limites. Nesse cenário, é possível que algumas unidades consumidoras instalem sistemas de geração antes de outras, causando aumentos de tensão e carregamento que podem proibir novas instalações de sistemas fotovoltaicos, até que a rede receba algum tipo de reforço que permita reduzir o nível de tensão e aumente a capacidade de carregamento. Sem algum tipo de coordenação entre a concessionária e as unidades consumidoras para instalação de sistemas fotovoltaicos é possível que uma parcela das unidades consumidoras possa instalar sistemas de geração distribuída e outra parcela dependa de reforços na rede, prejudicando o seu livre acesso à rede de distribuição. Desta forma, é necessário que exista algum tipo de coordenação entre as distribuidoras de energia e seus acessantes, para que não venham a existir condições privilegiadas de acesso entre os acessantes do sistema de distribuição.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) estabelecem uma estrutura de fluxo de informações entre as distribuidoras e seus acessantes, de forma a criar as bases para coordenação entre esses dois agentes. São destacadas pelo PRODIST diversas necessidades de informação por parte da distribuidora de energia aos seus acessantes, sendo então proposto nesse trabalho que o informe de potência disponível da rede para injeção de potência pela unidade consumidora (UC) passe a ser um dado que a distribuidora forneça aos seus acessantes.

Com o informe de disponibilidade de injeção à rede, é possível aos acessantes investir em sistemas de geração com a garantia de retorno do investimento e contrapor o custo da energia gerada frente a custos de reforço na rede ou mesmo inserção de novas tecnologias, como transformadores com ajuste automático da relação de transformação ou tecnologias de armazenamento de energia, criando a base para coordenação entre as distribuidoras e seus acessantes, em relação ao processo de conexão de um sistema de geração distribuído. Essa falta de coordenação também pode levar à investimentos indevidos em reforços na rede de distribuição, que venham a gerar custos com tarifação de energia aos usuários que não possuem sistemas de geração distribuída.

Assim, este trabalho visa promover uma análise das bases normativas para inserção da geração distribuída, com foco no informe de potência máxima aos acessantes pelas suas distribuidoras de energia e também a proposição de um método de cálculo para redes de distribuição. Método esse que possa definir os valores máximos de injeção entre os usuários, a fim de garantir que não seja necessário investimento na rede para inserção de sistemas de geração distribuída, mas caso seja necessidade do acessante, este possua a informação para escolher entre reforço na rede elétrica de distribuição ou aplicação de outras soluções de mercado.

O trabalho está dividido em sete capítulos, com o primeiro apresentando os efeitos que podem advir de injeção de potência em redes de distribuição e medidas mitigatórias que podem ser adotadas.

O segundo capítulo apresenta a documentação base da legislação brasileira relativa ao acesso da geração distribuída nas redes de distribuição, com comentários acerca da tendência do montante de potência que deve ser instalada por cada unidade consumidora que aderir ao sistema de compensação de energia.

O terceiro capítulo apresenta uma descrição das bases técnicas utilizadas pelas distribuidoras brasileiras de energia no desenvolvimento de suas redes de distribuição, e também caracteriza a situação entre o fator de diversidade utilizado pelas distribuidoras e a simultaneidade de geração por geradores fotovoltaicos próximos entre si.

O quarto capítulo apresenta estudos de caso de redes de baixa tensão selecionadas entre cinco principais distribuidoras brasileiras, a fim de verificar o comportamento dos níveis de sobrecarregamento e sobretensão, com a introdução de geração fotovoltaica por todas as unidades consumidoras conectadas.

O quinto capítulo apresenta a proposta de inclusão de um valor máximo de potência injetável que deve ser informado às unidades consumidoras, com base nos estudos de caso e na literatura internacional, e a proposta de inclusão desta informação nos documentos base da legislação brasileira.

O sexto capítulo apresenta um modelo de cálculo para verificar a máxima potência que pode ser injetada por cada unidade consumidora em uma rede de distribuição, sem afetar os níveis de tensão e carregamento máximo da rede. O último capítulo apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

HIPÓTESE

Apesar dos avanços na legislação brasileira nos últimos anos, o aumento exponencial das instalações de geração distribuída está levando as redes de distribuição de energia a cenários que demandam novas abordagens, especialmente em relação ao livre acesso a essas redes. A instalação de sistemas de geração distribuída de microgeração fotovoltaica pode demandar reforços na rede de distribuição, com repasse das obras de infraestrutura a todas as unidades consumidoras de uma área de concessão, sendo necessária a adequação alguns dos parâmetros da legislação, a fim de coordenar o acesso à rede de distribuição entre as partes envolvidas. Ainda assim, somente a proposta de mudança de legislação, sem as ferramentas para viabilizar a sua implementação, é algo de pouca utilidade. Para tanto, é necessário também desenvolver um modelo de caracterização da rede de distribuição, com o propósito de definir a parcela de uso da rede por cada acessante. Uma proposta de mudança na legislação, em conjunto com um modelo de cálculo, pode identificar melhor a necessidade de demanda por reforços na rede de distribuição por unidades consumidoras com microgeração, permitindo melhor acesso à rede de distribuição por seus usuários.

OBJETIVO

Os objetivos deste trabalho são:

- Proposição de complementação da legislação brasileira para atender aos problemas da alta penetração da geração distribuída expostos neste trabalho;
- Proposição de modelo de cálculo para determinação de potência máxima de injeção pelos acessantes de redes de distribuição, visando garantir o livre acesso pelos acessantes da rede.

1. IMPACTOS DA ALTA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

A alta penetração da geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica pode alterar os parâmetros de qualidade do serviço de fornecimento de energia por parte das concessionárias de distribuição, levando a problemas de desempenho no fornecimento aos seus acessantes. Segundo [5] são quatro os principais impactos advindos da alta penetração fotovoltaica:

- Regulação de tensão;
- Carregamento de alimentadores e seus equipamentos;
- Distorções harmônicas;
- Proteção do sistema.

Enquanto os impactos na regulação de tensão podem ser subdivididos em sobretensão, rápida variação de tensão e desbalanceamento do sistema, estes problemas estão ligados diretamente ao tipo de rede elétrica influenciada, ou seja, a relação entre as componentes indutiva e resistiva (X/R) da rede, e à distribuição das unidades de geração ao longo da linha de distribuição, sendo que quanto mais afastados da subestação, maiores são os efeitos de sobretensão, rápidas variações de tensão e desbalanceamento do sistema.

As rápidas variações de tensão podem ser provocadas por nuvens em redes com alta penetração de geração fotovoltaica localizadas em uma pequena área geográfica [3]. Neste caso, as flutuações de tensão podem ser mais rápidas que a atuação dos reguladores de tensão, levando ao desgaste prematuro de equipamentos, tornando este problema estreitamente relacionado à coordenação e atuação indevida dos sistemas de proteção da rede elétrica. Desta forma, existem diversas técnicas que podem ser aplicadas para a mitigação de rápidas variações de tensão, tais como: redução automática de potência ativa, armazenamento de energia próximo dos pontos de geração, controle de reativos das unidades geradoras, redução dos *taps* dos transformadores das subestações da rede, instalação de um maior número de reguladores de tensão e recondutoramento da linha de distribuição. Ainda segundo [3], o controle de reativos não é recomendado para linhas de baixa tensão devido à baixa relação X/R , embora os estudos realizados em [6] apontem ganhos da capacidade do sistema de até 4,5 % com os parâmetros X/R em situações específicas. O recondutoramento por sua vez é considerado em [3] como

uma alternativa menos interessante do ponto de vista econômico, quando comparada com as demais soluções.

Mesmo que existam soluções para a mitigação da rápida variação de tensão, este efeito é intrínseco da não despachabilidade da geração fotovoltaica. Com isso, somente duas soluções se mostram capazes de manter o fluxo de energia sem causar efeitos adversos à rede. A primeira é o uso de armazenadores de energia, capazes de entregar a energia gerada de forma controlada à rede de distribuição, tornando a geração despachável e impedido que o efeito de rápida variação da geração seja repassado à rede elétrica de distribuição, conforme discutido em [7], e a segunda é o uso de transformadores autocomutados ou sistemas de eletrônica de potência a serem apresentados mais adiante neste trabalho.

Em relação aos transformadores autocomutados, um aspecto a ser considerado é o tempo de resposta elevado nos modelos com chaveamento eletromecânico, sendo indicado o uso de transformadores autocomutados eletrônicos, que possuem melhor tempo de resposta de comutação, apropriados aos intervalos de tempo de variação de tensão causados pela geração fotovoltaica. As figuras de 1.1 a 1.3 trazem exemplos de esquemas de transformadores com *taps* eletromecânicos e eletrônicos.

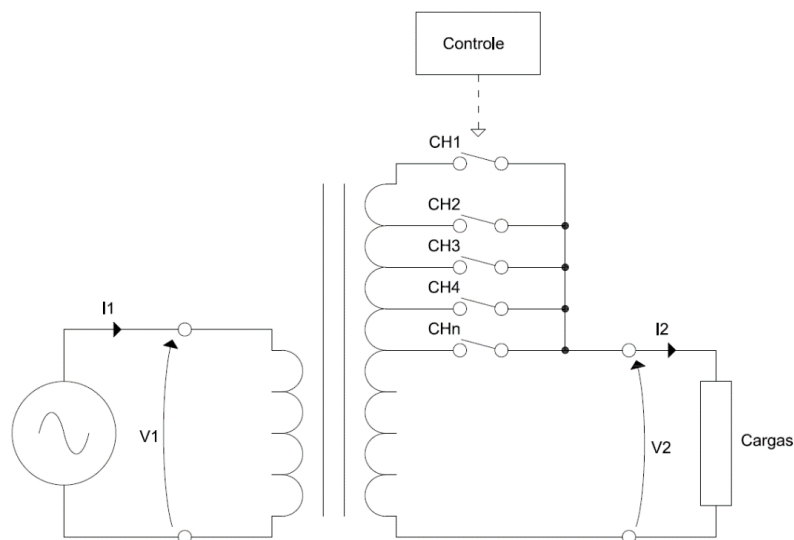


Figura 1.1 – Transformador autocomutado com *taps* eletromecânicos. (adaptado de [8])

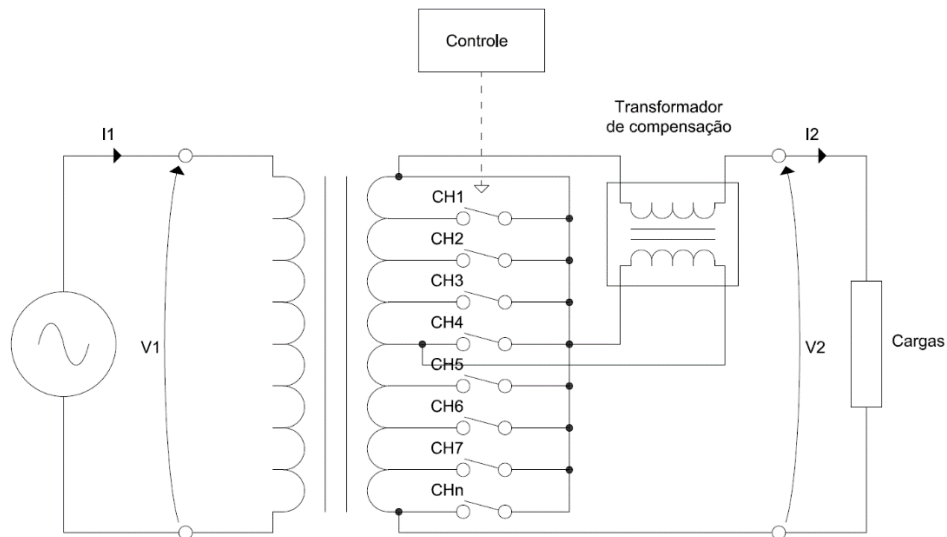


Figura 1.2 – Transformador autocomutado com *taps* eletromecânicos e transformador de compensação. (adaptado de [8])

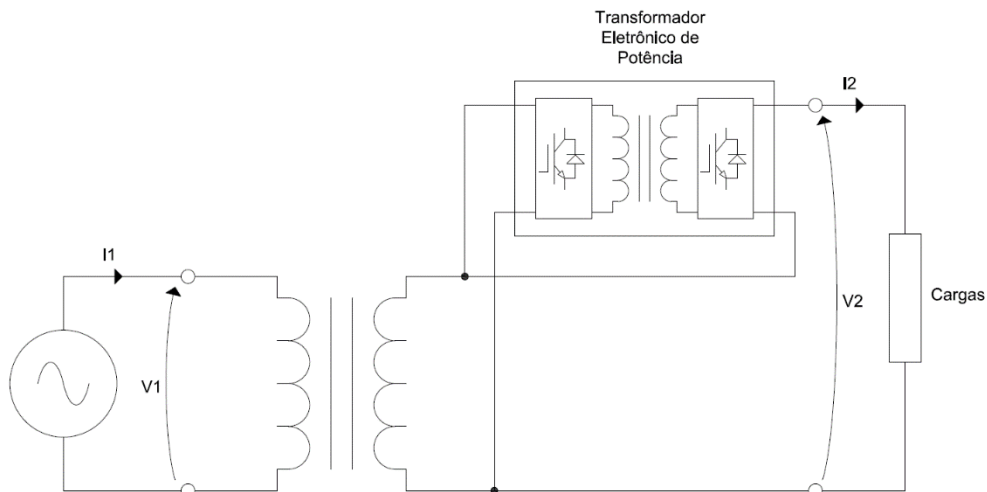


Figura 1.3 – Transformador autocomutado com controle de tensão realizado por transformador eletrônico de potência e chaves eletrônicas. (adaptado de [9])

Além da prevenção do impacto causado pela rápida variação de tensão, o uso de transformadores autocomutados, mesmo os modelos eletromecânicos, também é capaz de atuar na regulação de sobretensão que pode ser causada pela injeção de potência por sistemas de geração distribuídos, localizados em locais afastados das subestações da rede de distribuição.

Segundo [10], transformadores autocomutados assim como compensadores estáticos distribuídos (*d-STATCOM - Distributed Static Compensator*), restauradores dinâmicos de tensão (*DVR - Dinamic Voltage Restorer*), e controladores de fluxo de potência unificados (*UPFC - Unified Power Flow Controller*), podem ser utilizados para mitigação do

desbalanceamento de tensão do sistema elétrico. A Figura 1.4 apresenta exemplos de topologias básicas para *d-STATCOM*, *DVR* e *UPFC*.

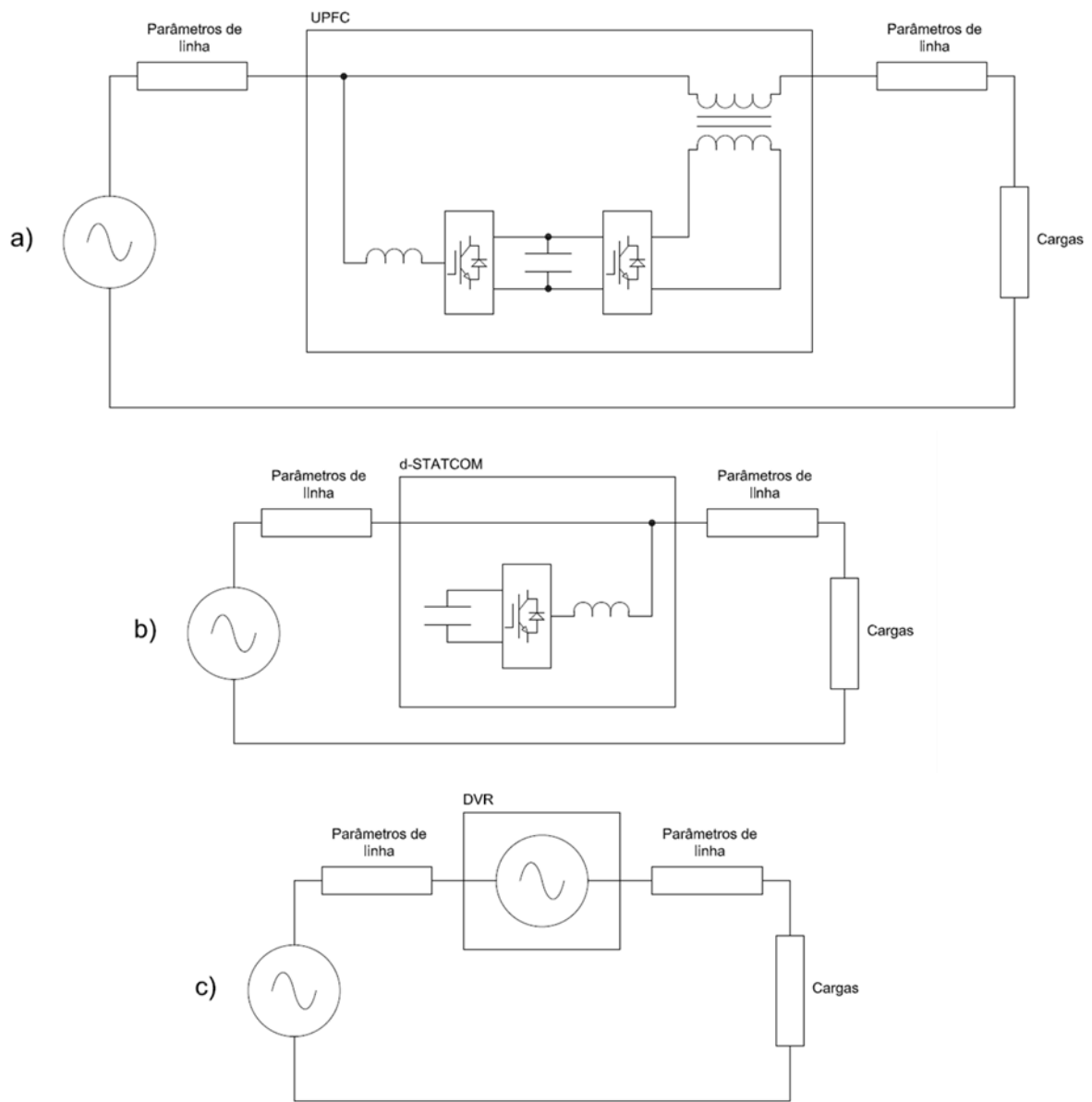


Figura 1.4 – Exemplos de topologias para métodos de regulação de tensão: a) UPFC; b) d-STATCOM; c) DVR. (Adaptado de [10])

O desbalanceamento de tensão é obtido quando em um sistema de distribuição de energia trifásico cargas e sistemas de geração distribuídos monofásicos e bifásicos são instalados e operados de forma desordenada, levando ao fluxo não uniforme de corrente pelos condutores, transformadores de potência e demais equipamentos auxiliares da rede de distribuição, sendo o principal reflexo causado pela injeção não uniforme são valores diferentes de tensão entre as fases em um mesmo ponto do sistema elétrico, conforme investigado em [11]. Ainda de acordo

com [10], não somente a instalação de equipamentos de controle de potência pode ser utilizada para controle do desbalanceamento de tensão, mas também a redistribuição das cargas instaladas contribui para a redução do efeito de desbalanceamento.

O sobrecarregamento de alimentadores e equipamentos da rede é um segundo impacto que pode advir da alta penetração da geração distribuída. A corrente que pode ser injetada a partir da instalação de sistemas de geração distribuída pode causar a diminuição de vida útil não prevista de equipamentos da rede, como, por exemplo, os transformadores de potência.

Segundo [12], transformadores de potência têm sua vida útil diretamente ligada à sua temperatura de operação, conforme descrito pelas equações (1.1), (1.2), (1.3) e (1.4).

$$L = \int_{T_1}^{T_2} V dt \quad (1.1)$$

ou

$$L \approx \sum_{n=1}^N V_n * t_n \quad (1.2)$$

$$V_n = 2^{(\theta_n - 98)/6} \quad (1.3)$$

ou

$$V_n = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_n-273}\right)} \quad (1.4)$$

onde

V é a taxa de envelhecimento durante o período de operação, adimensional;

L é a perda de vida útil do transformador, em horas;

T_1 é o instante de tempo inicial da análise, em horas;

T_2 é o instante de tempo final da análise, em horas;

N é o número total de períodos de operação considerados para a análise;

V_n é a taxa de envelhecimento relativo durante o período de operação n ;

t_n é o intervalo de tempo do período de operação n , em horas;

θ_n é a temperatura do ponto mais quente durante o período de operação n , em graus Celsius.

O texto da norma [12] ainda faz referência ao valor de 150.000 horas, como limite de perda das características do material isolante do transformador.

O estudo desenvolvido em [13] apresenta resultados sobre o carregamento máximo de um transformador em relação ao seu fator de carga. De acordo com o estudo, é possível obter maiores demandas de pico em função de menores carregamentos do transformador, para isso é necessário que não seja ultrapassada a temperatura de ponto quente limite durante a operação do transformador, evitando assim a diminuição de vida útil do equipamento. Dessa forma, transformadores de potência podem ser instalados prevendo picos de sobrecorrente, se observadas as questões de amplitude da corrente e tempo de duração da sobrecorrente, conforme discutido também em [14].

Analogamente, cabos condutores também têm sua capacidade de corrente limitada pela sua temperatura de operação, conforme descrito em [15]. Assim, levando-se em consideração fatores como temperatura ambiente e radiação solar, condutores de um sistema podem tolerar sobrecarregamento. Porém, em condições de operação fora de ambiente controlado não existem garantias de que o sobrecarregamento mantenha-se dentro da tolerância para todas as combinações de fatores ambientais e, com isto, a operação com sobrecarregamento pode levar à perda de vida útil não prevista dos condutores.

Em resumo, os sistemas de distribuição de energia elétrica possuem certa capacidade de operação em sobrecarga, mas esse tipo de operação traz diminuição de vida útil para os componentes do sistema. Enquanto que em um sistema radial tradicional sem geradores distribuídos instalados, situações de sobrecarga podem ser previstas e contabilizadas durante a etapa de projeto, com um aumento dos sistemas de geração distribuída podem ocorrer situações de sobrecarga não previstas originalmente.

Ainda sobre o sobrecarregamento de equipamentos do sistema elétrico de distribuição, em [4] são apontadas medidas mitigatórias como: injeção de reativos e uso de bancos de baterias. Os autores destacam que a injeção fixa de reativos com o uso de bancos de capacitores pode aumentar a capacidade de absorção da rede de baixa tensão, porém o método dinâmico,

utilizando conversores (como *UPFC*'s e *d-STATCOM*'s), mostra-se mais eficiente em cenários com alta penetração da geração distribuída. O uso de baterias também é apresentado como uma solução eficiente para a minimização de fluxo reverso e, assim, a diminuição do sobrecarregamento da rede. O estudo desenvolvido em [16] aponta o uso coordenado de *d-STATCOM*'s ou bancos de baterias com sistemas fotovoltaicos distribuídos, de forma a mitigar os efeitos de sobretensão e sobrecarregamento das redes de distribuição.

Além de banco de baterias, os autores de [4] indicam a possibilidade do uso de cargas deferíveis para consumo do excesso de energia. Porém, o uso de cargas deferíveis possui limitações de operação para aplicação na redução do sobrecarregamento em comparação com o uso de baterias, como, por exemplo, um melhor ajuste da potência demandada. Em relação ao uso conjunto de bancos de baterias e cargas deferíveis, os autores em [17] apresentam estudos com coordenação das duas tecnologias, em um cenário de redes inteligentes, como uma forma eficiente de realizar o controle de carregamento e de tensão das redes de distribuição.

A alta penetração de geração distribuída pode também influenciar nos níveis de componentes harmônicas de tensão da rede de distribuição. Os níveis de distorção harmônica total e individual de tensão (DHTV e DHIV) da rede de distribuição são influenciados pelos níveis de distorção harmônica de corrente total e individual (DHTI e DHII). As distorções harmônicas de corrente são causadas pela conexão de cargas não lineares, que consistem em sua maioria de fontes chaveadas de alimentação de computadores, lâmpadas *LED* e outros equipamentos eletrônicos, ou pela injeção de corrente através de inversores de potência, que realizam o condicionamento de potência entre uma fonte geradora em corrente contínua, por exemplo módulos fotovoltaicos, e a rede elétrica de distribuição. A distorção harmônica de tensão, por sua vez, leva à operação anormal dos equipamentos conectados à rede elétrica, como motores de indução, assim como afetam equipamentos que compõem a rede elétrica, como saturação de transformadores de potência e operação indevida de elementos de proteção.

De acordo com [18], as medidas para mitigação de harmônicos de corrente podem seguir três linhas de raciocínio base:

1. Redução de emissão dos equipamentos de demanda/injeção de potência;
2. Aumento da imunidade dos equipamentos de demanda;
3. Redução da transferência de harmônicos pela rede de distribuição.

No Brasil a Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011, do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO), remete à avaliação de inversores fotovoltaicos nos requisitos de injeção de harmônicos de corrente de acordo com os valores estabelecidos pela norma ABNT NBR 16149 ([19]), podendo ser caracterizada como uma medida de redução de emissão por este tipo de equipamento.

Ainda assim, o foco principal da maioria das medidas mitigatórias em relação a harmônicos pode ser relacionado à redução da transferência de harmônicos pela rede de distribuição. Segundo [18], de maneira geral, as medidas para evitar a propagação de harmônicos pela rede de distribuição podem ser resumidas em:

- Reatores de linha;
- Transformadores de fator K;
- Filtros de harmônicos passa-faixa;
- Filtros de harmônicos passa-baixas;
- Retificadores pulsados;
- Transformadores defasadores;
- Conexão interna dos transformadores;
- Filtros ativos de harmônicos;
- Filtros híbridos de harmônicos.

Enquanto filtros passivos e alterações de características dos transformadores para compensação de harmônicos nas redes de distribuição são medidas tradicionais, que podem ser abordadas apenas pela distribuidora de energia, existem opções viáveis para aplicação por consumidores que possuam sistemas de geração distribuída. Os estudos conduzidos em [20], [21] e [22] apontam para o uso de sistemas de geração com armazenamento em baterias, filtros ativos e controle de injeção de potência como opções de compensação de harmônicos que podem ser aplicados em conjunto com inversores fotovoltaicos.

As medidas para redução de harmônicos aplicáveis à inversores fotovoltaicos também são recomendadas, em relação às opções tradicionais, dada a intermitência dos geradores fotovoltaicos distribuídos conectados à rede de distribuição.

Segundo [20], durante a operação, uma rede de distribuição de energia com alto conteúdo de geradores fotovoltaicos distribuídos conectados tem seus valores de DHII, DHIV, DHTI, e DHTV variáveis e influenciados pela capacidade instalada de geradores, a localização das suas

conexões, a ressonância entre as características das linhas de distribuição e a corrente injetada, e a variabilidade da radiação solar. Desta forma, o estudo propõe que os sistemas de geração distribuída possuam uma metodologia de controle capaz de tomar ações como carregamento de banco de baterias, diminuição da injeção de potência e uso dos filtros de entrada dos inversores para remoção dos efeitos de ressonância com a rede elétrica de distribuição, em tempo real, de acordo com os parâmetros da rede de distribuição.

O estudo conduzido em [21] faz uma revisão e a avaliação de métodos de controle para compensação de harmônicos por inversores fotovoltaicos; um resumo dos métodos considerados pode ser visto na Figura 1.5. O estudo desenvolvido em [21] ainda aponta que os métodos apresentados podem ser explorados, a fim de desenvolver novos métodos a partir das bases existentes, criando-se assim uma maior ramificação dos exemplos da Figura 1.5.

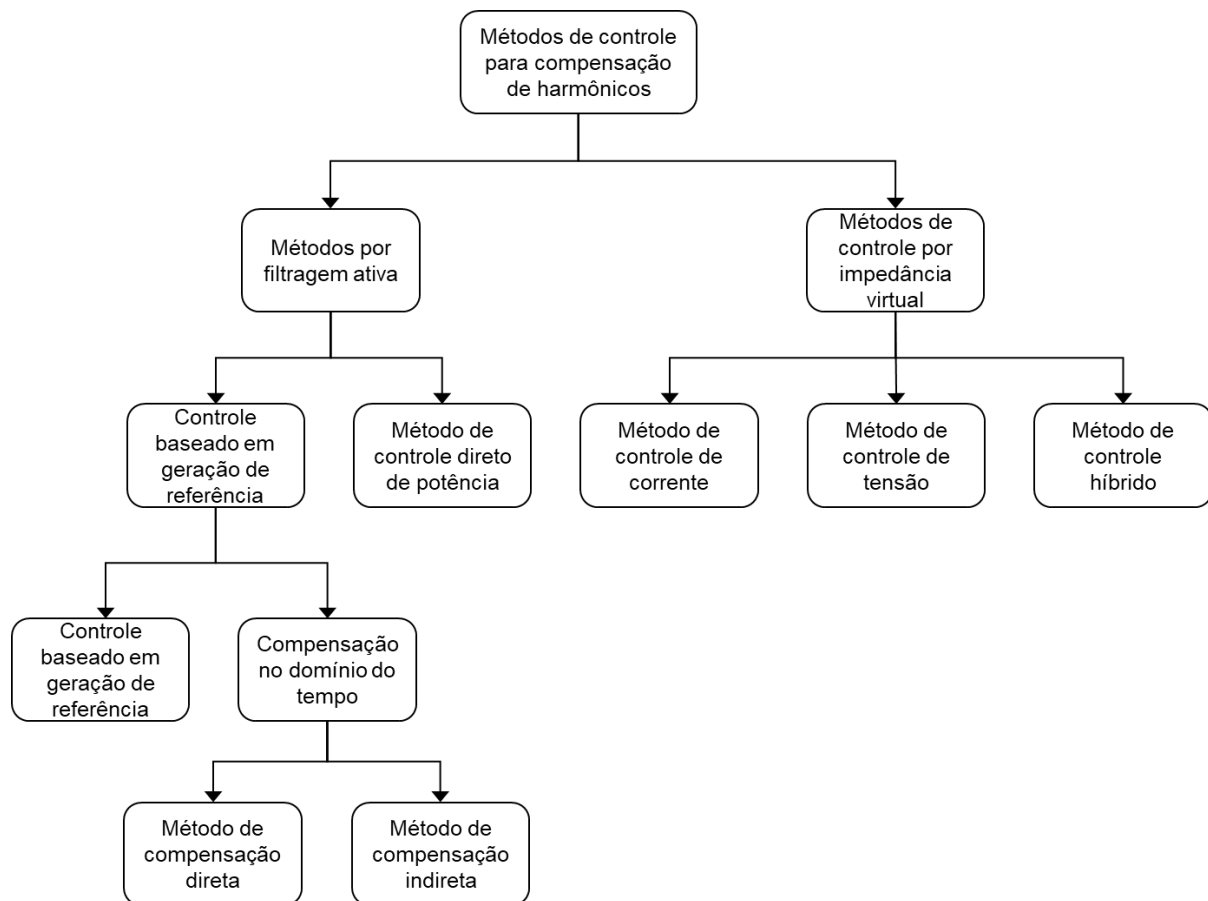


Figura 1.5 – Métodos de controle que podem ser associados a inversores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. (Adaptado de [21])

Os equipamentos de proteção das redes de distribuição e sua operação também são influenciados pela alta penetração de geração distribuída. De acordo com [23], sistemas de geração distribuída com geradores síncronos e outros sistemas indutivos podem contribuir de

forma significativa para a manutenção das correntes de falta em um sistema de distribuição, levando a condições de acionamento indevido ou não acionamento dos sistemas de proteção da rede de distribuição. Também, segundo o estudo desenvolvido em [24], sistemas de geração distribuída conectados à rede por meio de inversores possuem características de interface com a rede que também podem levar a correntes de falta variáveis ao longo do tempo, com impacto direto nos tempos de acionamento dos relés de proteção e na coordenação do sistema de proteção da rede de distribuição.

Inversores conectados à rede que seguem as diretrizes do texto da respectiva norma IEC 61727 ([25]), possuem tempos distintos para desconexão da rede elétrica de distribuição, de acordo com o nível de tensão apresentado pela rede. Analogamente, o texto da norma [19] também apresenta uma relação de tempos de desconexão dos sistemas fotovoltaicos em relação ao nível de tensão no ponto de conexão. A Tabela 1.1 apresenta os valores de tensão e de tempo de desconexão considerados pela norma internacional e a Tabela 1.2 apresenta os valores considerados pela norma brasileira.

Tabela 1.1 – Tempos de desconexão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede devido a variações de tensão na rede de acordo com [25].

IEC 61727:2004	
Tensão no ponto de conexão	Tempo de interrupção no fornecimento
$V < 50 \% * V_{nom}$	0,1 s
$50 \% * V_{nom} \leq V < 85 \% * V_{nom}$	2,0 s
$85 \% * V_{nom} \leq V \leq 110 \% * V_{nom}$	Operação contínua
$110 \% * V_{nom} < V < 135 \% * V_{nom}$	2,0 s
$135 \% * V_{nom} \leq V$	0,05 s

Tabela 1.2 – Tempos de desconexão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede devido a variações de tensão na rede de acordo com [19].

ABNT NBR 16149:2013	
Tensão no ponto de conexão	Tempo de interrupção no fornecimento
$V < 80 \% * V_{nom}$	0,4 s
$80 \% * V_{nom} \leq V \leq 110 \% * V_{nom}$	Operação contínua
$110 \% * V_{nom} < V$	0,2 s

De acordo com [24], a presença de geração distribuída com base em inversores para conexão à rede pode levar a cenários onde a contribuição da geração distribuída pode gerar um efeito cascata de desconexão e atraso na atuação da proteção da subestação origem do sistema

de distribuição. Em um cenário de falha na rede elétrica de distribuição afastada da subestação, sistemas de geração distribuídos mais próximos da falha no sistema de distribuição são submetidos a tensões de rede abaixo do nível de desconexão; porém, sistemas mais afastados da falha e mais próximos da subestação são submetidos a tensões de rede dentro da operação normal, isso devido à contribuição de todos os sistemas de geração distribuída para a corrente de falha e à proximidade com a subestação. À medida que um primeiro grupo de geradores se desconecta, ocorre uma diminuição na contribuição para a falha e um segundo grupo de geradores passa a ter níveis de tensão abaixo do tolerado, cada grupo irá se desconectar de acordo com os tempos de interrupção no fornecimento da sua norma de referência, e à medida que um grupo se desconecta, a corrente de falta suprida por esse grupo passa a ser suprida pela subestação, criando assim um perfil crescente da corrente no barramento principal da subestação. Pelo perfil de corrente criado no barramento da subestação é possível que o valor de sobrecorrente de atuação dos elementos de proteção demore a ser atingido, causando um aumento no tempo de alimentação da falha original. A Figura 1.6 ilustra o cenário descrito com base nos valores do texto de norma [25].

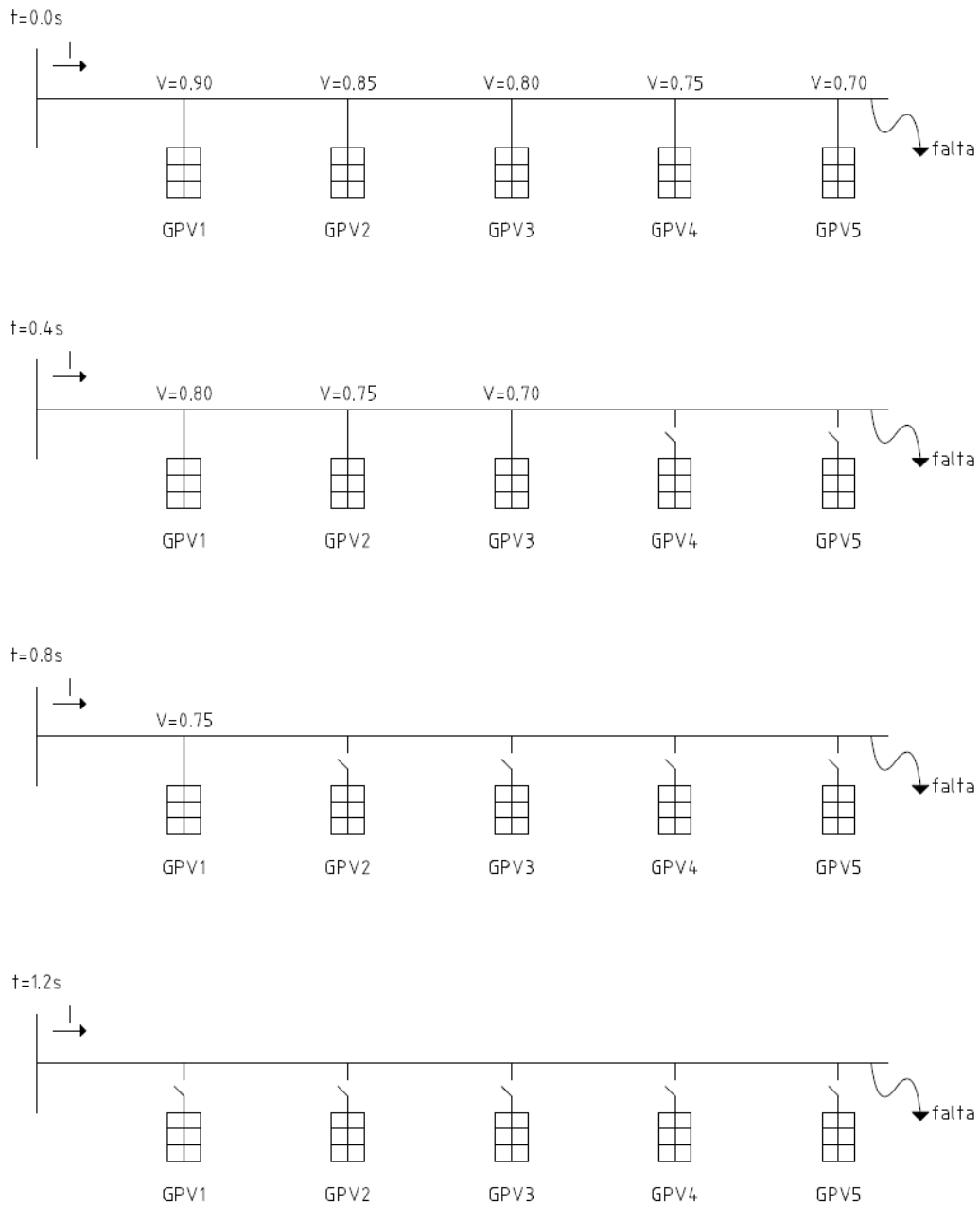


Figura 1.6 – Simulação de eventos de desconexão de grupos de sistemas fotovoltaicos com interface de conexão com a rede, de acordo com a norma [25].

O perfil de corrente “I” proveniente do barramento principal da rede de distribuição pode ser visto na Figura 1.7. De acordo com o perfil, o cenário simulado leva a um acréscimo de 1,2 segundos no tempo de atuação dos equipamentos de proteção, em relação a um cenário sem geração distribuída fotovoltaica.

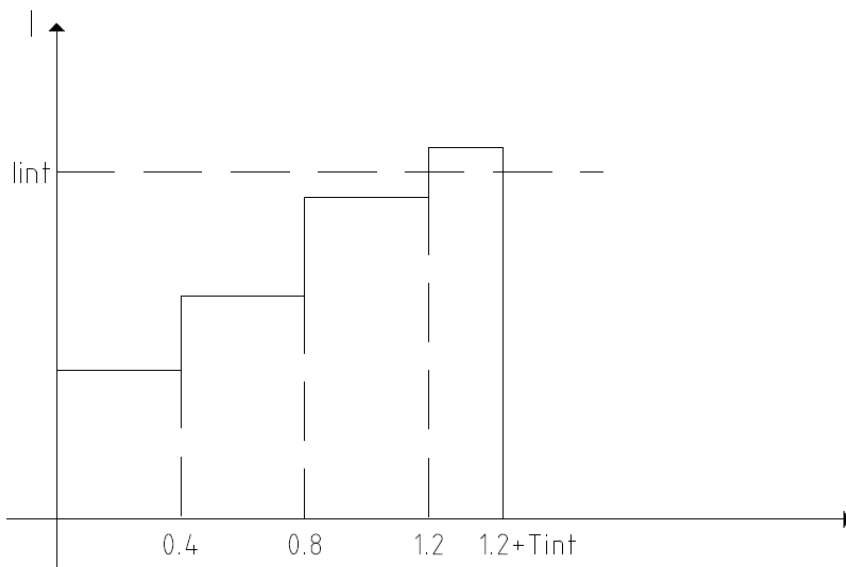


Figura 1.7 – Perfil de corrente do barramento principal, decorrente da interação entre geradores fotovoltaicos distribuídos e uma falha na rede.

Os cenários para avaliação de aumento no tempo de detecção e interrupção de falha dependem das características da rede, da impedância de falha, da localização da falha e dos geradores distribuídos, e da capacidade dos geradores. O estudo desenvolvido em [26] aponta, por uma análise similar, a existência de cenários em que a alta impedância da falha, associada aos geradores distribuídos, pode levar a uma situação de equilíbrio, em que são mantidos os níveis de tensão dentro de valores toleráveis pelos inversores, e o valor de sobrecorrente de atuação dos elementos de proteção na subestação não é atingido. Neste cenário a falta seria alimentada indefinidamente, levando a riscos de segurança, como toque acidental por pessoas, ou incêndios.

Como medida mitigadora para os problemas causados pela alimentação de falha e atuação dos elementos de proteção, os autores de [26] abordam a necessidade de algoritmos de análise do sinal de rede, de forma a detectar eventos característicos da interação entre uma falta e a geração distribuída com base em inversores fotovoltaicos. O estudo desenvolvido por [24] faz uma proposição para ajuste dos tempos de atuação e valores de sobrecorrente dos elementos de proteção com base em simulação de falhas para uma rede específica. Os levantamentos realizados em [23] apontam que também pode ser necessária a instalação de mais elementos de proteção ao longo da rede de distribuição, a fim de permitir a detecção de falhas.

Os problemas de coordenação de proteção e transmissão de harmônicos podem levar a instabilidade da rede de distribuição, estes problemas estão ligados principalmente a uma etapa de operação do sistema, em que os sistemas de geração distribuída estão instalados e operando em conjunto na rede. Os problemas relativos a sobretensão e sobrecarregamento advindos da geração distribuída são fatores que podem ser proibitivos na etapa de instalação dos sistemas de geração e podem influenciar na ordem de instalação e na capacidade dos sistemas de geração distribuída dos consumidores conectados à rede de distribuição. Desta forma, a sobretensão e o sobrecarregamento são tidos como base para os estudos desenvolvidos neste trabalho, sendo abordados em detalhe nos itens 1.1 e 1.2.

1.1. Sobretensão da rede de distribuição

1.1.1. Caracterização do efeito de aumento de tensão nas redes de distribuição

As redes de distribuição de energia elétrica são essencialmente compostas por condutores e transformadores de distribuição, elementos de manobra e proteção, e estruturas de fixação, de forma a conectar a subestação da concessionária de energia local com as instalações elétricas de seus acessantes. Devido à interação entre os elementos que compõem a rede, as redes de distribuição possuem características resistivas, indutivas e capacitivas.

Quanto as características das redes de distribuição, de acordo com [27], devido à distribuição espacial dos condutores entre si e em relação ao solo, e comprimentos de linhas inferiores a 80 km, as capacitâncias de uma rede de distribuição são baixas, podendo ser desprezadas. Porém, a resistência e a indutância são parâmetros que influenciam o cálculo de redes de distribuição e, portanto, necessários para a caracterização de uma rede de distribuição, podendo a mesma ser representada conforme apresentado na Figura 1.8.

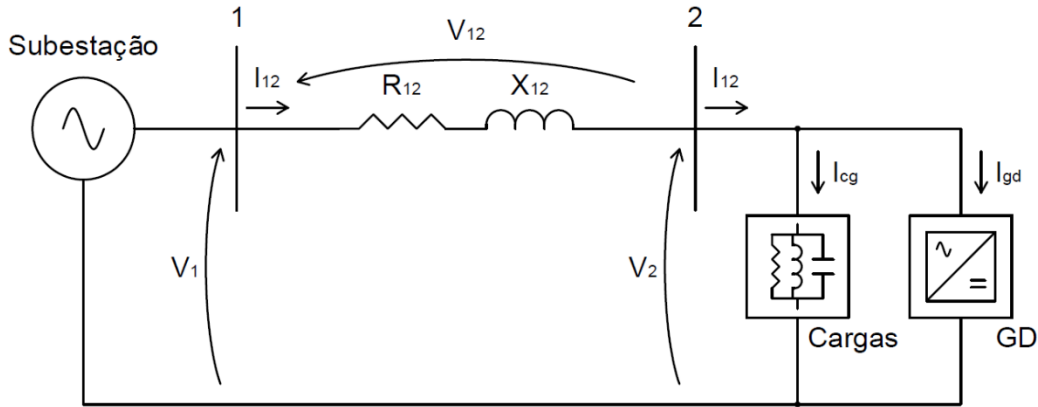


Figura 1.8 – Exemplo de modelo de rede de distribuição associada a GD.

Pela convenção adotada na Figura 1.8, a tensão V_1 é igual à soma das tensões V_{12} e V_2 , sendo a tensão V_2 a tensão entregue aos acessantes pela concessionária de energia e a tensão V_{12} a resultante da passagem de corrente I_{12} pelos elementos da linha de distribuição. A corrente I_{12} é equivalente à soma das componentes I_{cg} e I_{gd} , demandada pelas cargas e injetada pelos geradores distribuídos, respectivamente. Assim, durante um evento em que a corrente injetada I_{gd} é superior, em módulo, à corrente demandada I_{cg} , a corrente I_{12} passa a ter valor negativo e, conseqüentemente, a tensão V_{12} também terá um valor negativo. Assim, a soma vetorial das tensões do sistema leva ao módulo da tensão V_2 superior ao módulo da tensão V_1 , configurando um evento de sobretensão nas cargas conectadas à rede de distribuição. Analogamente, caso a corrente I_{cg} seja maior que a corrente I_{gd} injetada, o módulo da tensão V_2 será inferior ao módulo da tensão V_1 , ocasionando um evento de subtensão.

As equações de (1.5) a (1.11), com base na Figura 1.8, demonstram o equacionamento do efeito de sobretensão, considerando que a corrente que circula pela rede elétrica está em oposição de fase com a tensão de referência V_1 , ou seja I_{gd} maior que I_{cg} .

$$V_1 \angle 0^\circ = V_{12} \angle \alpha_{12} + V_2 \angle \alpha_2 \quad (1.5)$$

$$V_{12} \angle \alpha_{12} = I_{12} \angle \beta_{12} * (R_{12} + jX_{12}) = I_{12} \angle \beta_{12} * Z_{12} \angle \gamma_{12} \quad (1.6)$$

$$V_{12} \angle \alpha_{12} = (I_{12} * Z_{12}) \angle (\beta_{12} + \gamma_{12}) \quad (1.7)$$

$$V_1 \angle 0^\circ = (I_{12} * Z_{12}) \angle (\beta_{12} + \gamma_{12}) + V_2 \angle \alpha_2 \quad (1.8)$$

para $\beta_{12} = 180^\circ$:

$$V_1 \angle 0^\circ = -(I_{12} * Z_{12}) \angle \gamma_{12} + V_2 \angle \alpha_2 \quad (1.9)$$

$$V_2 \angle \alpha_2 = V_1 \angle 0^\circ + (I_{12} * Z_{12}) \angle \gamma_{12} \quad (1.10)$$

$$V_2 \angle \alpha_2 = V_1 \angle 0^\circ + I_{12} * (R_{12} + jX_{12}) \quad (1.11)$$

O equacionamento realizado demonstra que, para o valor da corrente I_{12} em oposição de fase com a tensão de referência, a tensão V_2 terá uma amplitude maior que a tensão V_1 , considerando as relações X/R para linhas de distribuição de energia. A partir do equacionamento também é possível verificar a dependência do valor do módulo de V_2 em relação ao ângulo de fase da corrente I_{12} , que por sua vez é uma resultante da interação entre a corrente demandada pelas cargas I_{cg} e injetada pelos geradores distribuídos I_{gd} .

Dada a caracterização do efeito de sobretensão devido à injeção de corrente na linha de distribuição e as medidas mitigatórias apresentadas, cabe destacar a aplicação dessas medidas.

1.1.2. Métodos de mitigação do efeito de sobretensão por parte das distribuidoras de energia

Uma vez que as concessionárias de distribuição de energia elétrica acessadas são detentoras das redes elétricas de distribuição, elas podem adotar medidas de controle de operação da rede e também a inserção e adequação de equipamentos para manter os níveis de tensão seguros durante a operação. Assim, a fim de controlar eventos de sobretensão causados pela GD, as concessionárias de energia podem atuar com as seguintes medidas mitigatórias:

- Ajuste dos *taps* dos transformadores das subestações da rede;
- Instalação de reguladores de tensão:
 - Transformadores autocomutados;
 - *DVR*;
 - *UPFC*;
 - *D-STATCOM*;
 - Bancos de capacitores.
- Instalação de sistemas de armazenamento de energia próximo dos pontos de geração;
- Recondutoramento da linha de distribuição.

O ajuste dos *taps* dos transformadores consiste em reduzir a tensão de referência durante momentos de injeção da geração distribuída. Desta forma, de acordo com a caracterização do efeito de sobretensão apresentado no subitem 1.1.1, esta medida mitigatória é uma compensação do aumento de tensão causado pela componente V_{12} , com uma redução de valor

semelhante da amplitude da tensão V_1 . Embora este tipo de medida aparentemente não possua custos associados, é necessário que a concessionária de energia possua medidores de tensão em diversos pontos da rede de distribuição, de forma a avaliar corretamente os pontos da rede em que há sobretensão. Com isso, espera-se que para este tipo de medida mitigatória as concessionárias de distribuição de energia incorram em custos com sistemas de medição e comunicação espalhados pela rede elétrica de distribuição.

A instalação de transformadores autocomutados é também uma medida mitigatória que incorre em custos para a concessionária de energia, neste caso os custos de instalação dos transformadores. Os transformadores autocomutados atuam no aumento ou redução da tensão em pontos específicos da rede de distribuição. A Figura 1.9 exemplifica a utilização deste tipo de medida.

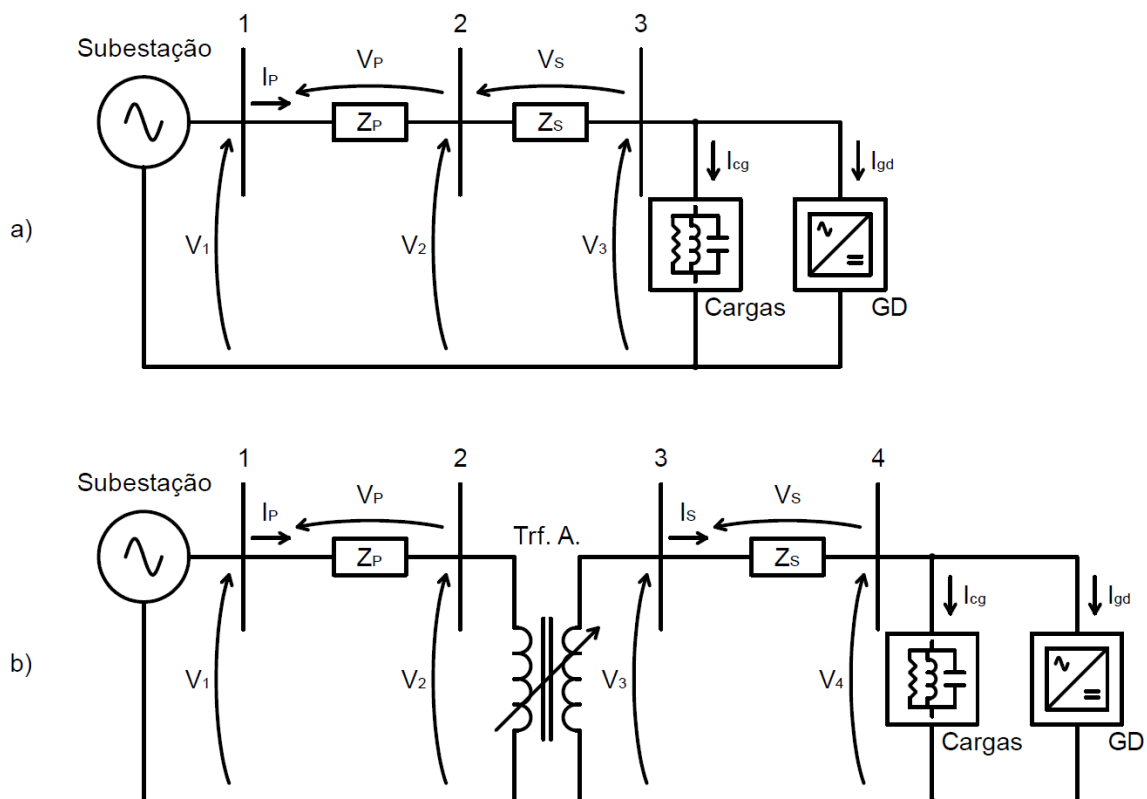


Figura 1.9 – Exemplo de abordagem do uso de transformador autocomutado na mitigação de sobretensões na GD.

Com base na Figura 1.9 e no equacionamento de caracterização de sobretensões causadas pela geração distribuída, para o caso “a”, sem o uso de transformador, a parcela de sobretensão imposta às cargas e à geração distribuída é dada em função da equação (1.14). Porém, para o caso “b”, com o uso de transformador, a parcela de sobretensão é dada pela equação (1.19).

Caso a:

$$V_3 \angle \alpha_3 = V_1 \angle 0^\circ + I_P \angle \beta_P * (Z_P \angle \gamma_P + Z_S \angle \gamma_S) \quad (1.12)$$

$$V_3 \angle \alpha_3 = V_1 \angle 0^\circ + V_{st} \angle \alpha_{st} \quad (1.13)$$

$$V_{st} \angle \alpha_{st} = I_P \angle \beta_P * (Z_P \angle \gamma_P + Z_S \angle \gamma_S) \quad (1.14)$$

Caso b:

$$V_4 \angle \alpha_4 = RT * (V_1 \angle 0^\circ + I_P \angle \beta_P * Z_P \angle \gamma_P) + I_S \angle \beta_S * Z_S \angle \gamma_S \quad (1.15)$$

$$V_4 \angle \alpha_4 = V_1 \angle 0^\circ + V_{st} \angle \alpha_{st} \quad (1.16)$$

Como a relação de transformação (RT) pode ser ajustada pelo transformador:

$$V_4 \angle \alpha_4 = V_1 \angle \alpha_3 + I_S \angle \beta_S * Z_S \angle \gamma_S \quad (1.17)$$

$$V_1 \angle 0^\circ + V_{st} \angle \alpha_{st} = V_1 \angle \alpha_3 + I_S \angle \beta_S * Z_S \angle \gamma_S \quad (1.18)$$

$$V_{st} \angle \alpha_{st} = V_1 * (1 - 1 \angle \alpha_3) + I_S \angle \beta_S * Z_S \angle \gamma_S \quad (1.19)$$

Desta forma, com base nas equações (1.14) e (1.19) é possível verificar que a parcela de sobretensão com o uso de transformadores desconsidera a impedância de rede entre a subestação e o transformador, porém ainda existe um efeito de defasagem da tensão pela característica da rede. Assim, o posicionamento de transformadores ao longo da rede elétrica de distribuição permite abordar a sobretensão com menores impedâncias de rede. De forma análoga, o uso de *DVR* e *UPFC*, que atuam no controle da tensão em um ponto da rede, pode ser feito conforme discorrido em [10].

Os bancos de capacitores e *d-STATCOM*, como ação mitigatória em sobretensões causadas pela GD, atuam no fluxo de componentes reativas de corrente na rede elétrica de distribuição, de forma a reduzir a parcela reativa da corrente circulando pela rede de distribuição. A fim de demonstrar o efeito do uso de bancos de capacitores ou *d-STATCOM*, a Figura 1.10 mostra uma representação de linha de distribuição com vetores da malha de tensão associados.

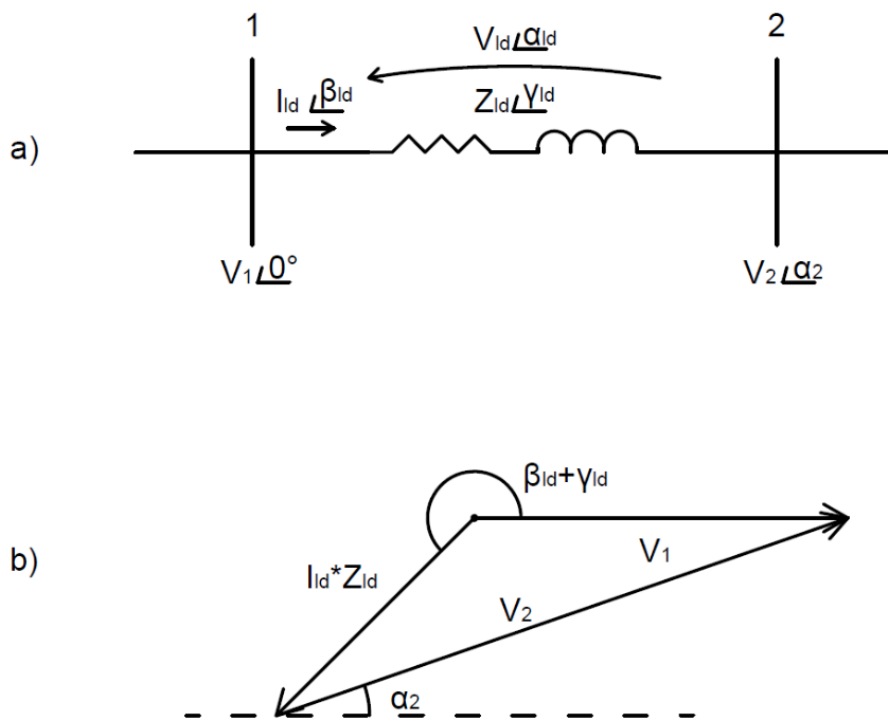


Figura 1.10 – Representação de linha de distribuição de energia (a) e diagrama de tensões associados (b).

Considerando a representação de linha de distribuição e o diagrama de tensão da Figura 1.10, no caso de uma inserção de um banco de capacitores ou um *d-STATCOM* no barramento dois, conforme visto na Figura 1.11, a corrente de caráter capacitivo atua de forma a compor a corrente que circula pela linha de distribuição, diminuindo o módulo da corrente conforme visto na Figura 1.12.

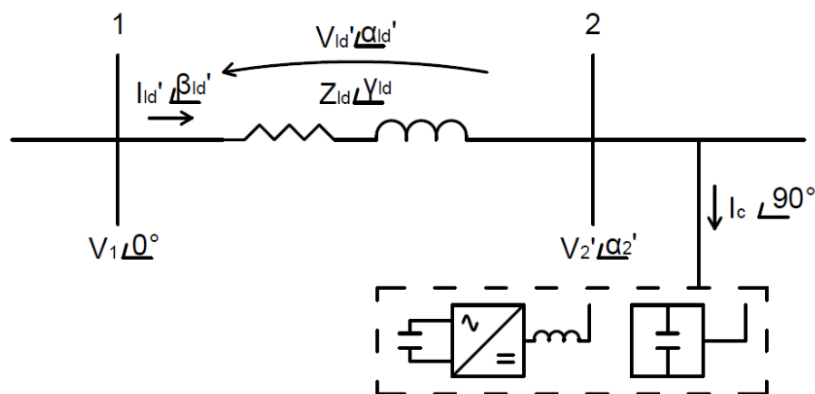


Figura 1.11 – Inserção de banco de capacitores ou *d-STATCOM* para mitigação em linha de distribuição.

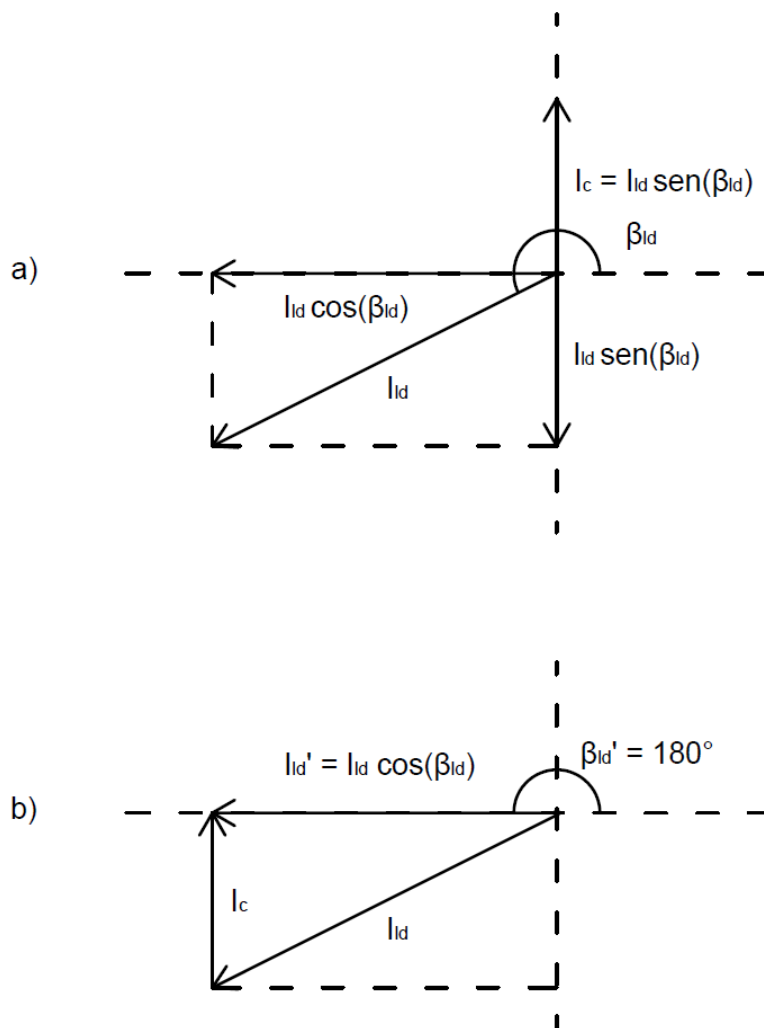


Figura 1.12 – Decomposição das correntes (a) e composição da nova corrente (b) de operação da linha com a inserção de bancos de capacitores ou *d-STATCOM*.

Assim, com um menor módulo da corrente que circula pela linha de distribuição, o módulo da tensão no barramento dois também é reduzido, diminuindo a sobretensão associada com a injeção de corrente. A Figura 1.13 apresenta a composição dos vetores de tensão antes e depois da inserção de um banco de capacitores ou um *d-STATCOM*.

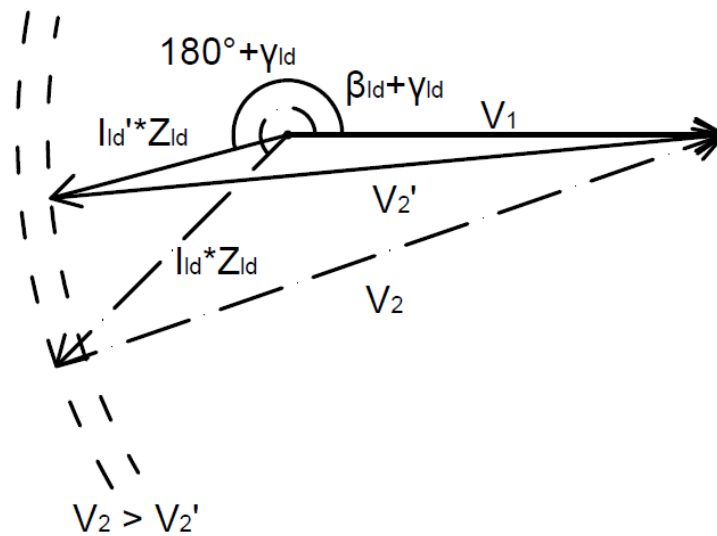


Figura 1.13 – Vetores de tensão antes e depois da inserção de bancos de capacitores ou *d-STATCOM* para mitigação de sobretensão.

A partir da Figura 1.13 é possível verificar que a aplicação de corrente reativa pode ser utilizada também para compensar o efeito das impedâncias de linha, a fim de diminuir o módulo da tensão no barramento dois. Porém, devem ser considerados os parâmetros de módulo da corrente de linha resultante e o ângulo da variação de tensão entre os barramentos da linha, de forma a resultar em um vetor de tensão no barramento dois com menor módulo possível.

Além da utilização bancos de capacitores ou *d-STATCOM*, o uso de armazenadores de energia próximos a pontos de consumo da rede tem como objetivo a diminuição do módulo da corrente que circula pela rede de distribuição em horários de pico de geração e consumo, ocasionando a diminuição da sobre ou subtensão. A Figura 1.14 ilustra o cenário de mitigação da sobretensão pelo uso de bancos de baterias.

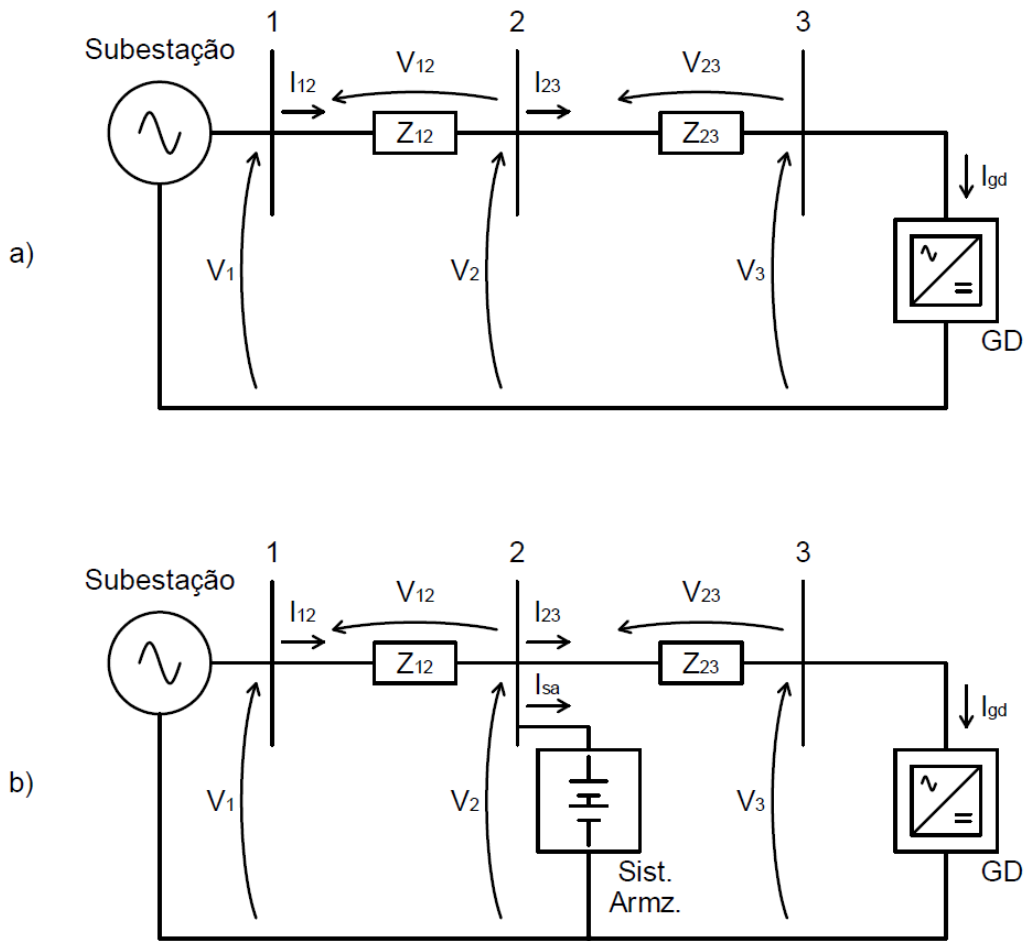


Figura 1.14 – Representação de linha de distribuição com e sem sistema de armazenamento.

No caso “a” da Figura 1.14, a sobretensão causada pela injeção de corrente é dada pela equação (1.23).

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = V_{12}\angle\alpha_{12} + V_{23}\angle\alpha_{23} \quad (1.20)$$

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{12}\angle\beta_{12} * Z_{12}\angle\gamma_{12} + I_{23}\angle\beta_{23} * Z_{23}\angle\gamma_{23} \quad (1.21)$$

$$I_{12}\angle\beta_{12} = I_{23}\angle\beta_{23} = I_{gd}\angle\beta_{gd} \quad (1.22)$$

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{gd}\angle\beta_{gd} * (Z_{12}\angle\gamma_{12} + Z_{23}\angle\gamma_{23}) \quad (1.23)$$

No caso “b” da Figura 1.14, a sobretensão causada pela injeção de corrente é dada pela equação (1.31).

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{12}\angle\beta_{12} * Z_{12}\angle\gamma_{12} + I_{23}\angle\beta_{23} * Z_{23}\angle\gamma_{23} \quad (1.24)$$

$$I_{12}\angle\beta_{12} = I_{23}\angle\beta_{23} + I_{sa}\angle\beta_{sa} \quad (1.25)$$

$$I_{23}\angle\beta_{23} = I_{gd}\angle\beta_{gd} \quad (1.26)$$

$$I_{12}\angle\beta_{12} = I_{gd}\angle\beta_{gd} + I_{sa}\angle\beta_{sa} \quad (1.27)$$

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{gd}\angle\beta_{gd} * (Z_{12}\angle\gamma_{12} + Z_{23}\angle\gamma_{23}) + I_{sa}\angle\beta_{sa} * Z_{12}\angle\gamma_{12} \quad (1.28)$$

Supondo que toda a potência injetada pela geração distribuída seja armazenada:

$$I_{gd}\angle\beta_{gd} = -I_{sa}\angle\beta_{sa} \quad (1.29)$$

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{gd}\angle\beta_{gd} * (Z_{12}\angle\gamma_{12} + Z_{23}\angle\gamma_{23}) - I_{gd}\angle\beta_{gd} * Z_{12}\angle\gamma_{12} \quad (1.30)$$

$$V_{st}\angle\alpha_{st} = I_{gd}\angle\beta_{gd} * Z_{23}\angle\gamma_{23} \quad (1.31)$$

Comparando as equações (1.23) e (1.31) é possível concluir que a sobretensão causada em uma rede de distribuição com o uso de sistema de armazenamento é inferior à sobretensão do mesmo sistema sem armazenamento, de forma similar ao uso de um transformador autocomutado.

O recondutoramento da rede de distribuição é uma ação mitigatória que tem como base a utilização de condutores de maior seção ou mesmo de alteração da geometria entre os condutores da rede, de forma a promover a diminuição da sua impedância característica. Desta forma, a sobretensão gerada por uma mesma corrente injetada em uma menor impedância de rede será proporcionalmente inferior.

As ações mitigatórias apresentadas possuem um custo para a sua adoção e operação, atrelado principalmente à instalação de equipamentos como, por exemplo, medidores nos ramais mais distantes das linhas de distribuição para embasar o controle dos *taps* dos transformadores da subestação.

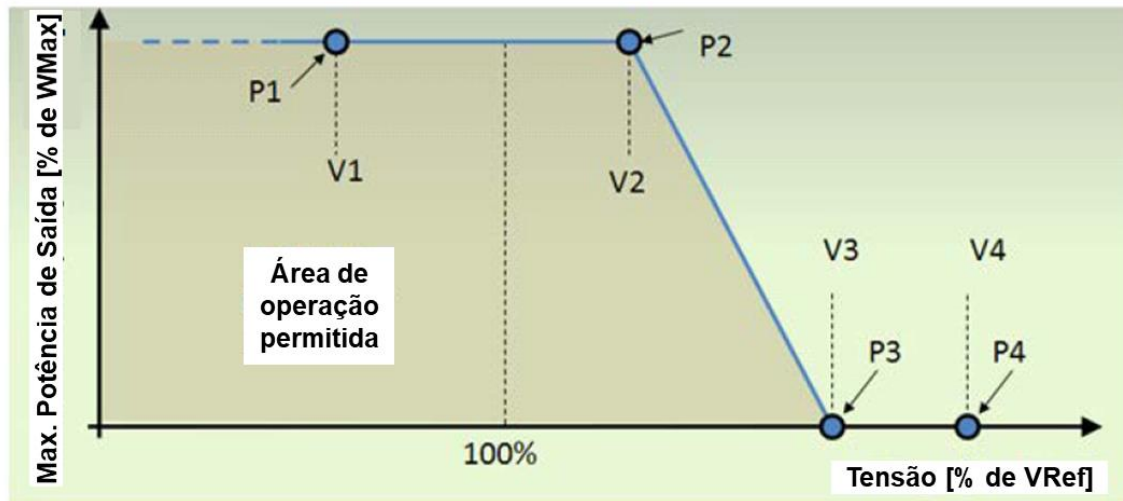
Assim, de acordo com o nível de sobretensão causado pela injeção de corrente advindo da geração distribuída a concessionária acessada deverá adotar uma das medidas mitigatórias listadas, em concordância com os requisitos de limites de tensão e Menor Custo Global (MCG), conforme especificado pelo PRODIST.

1.1.3. Métodos de mitigação do efeito de sobretensão por parte dos geradores de energia distribuídos

Além das medidas mitigatórias que podem ser adotadas pela concessionária acessada, os acessantes da rede de distribuição podem adotar medidas próprias para diminuir a influência de seus geradores e diminuir os efeitos da sobretensão em seus respectivos pontos de conexão com a rede elétrica de distribuição. Os geradores distribuídos podem adotar as seguintes medidas mitigatórias para eventos de sobretensão:

- Redução automática de potência ativa;
- Controle de reativos da unidade geradora;
- Instalação de sistema de armazenamento.

O método de mitigação de sobretensão por redução automática de potência ativa pode ser abordado para controle dinâmico da sobretensão devida a rápidas variações da geração, ou para controle de sobretensão em regime, conforme os modos de operação VW51 e VW52 descritos em [28], em que o gerador distribuído reduz a potência injetada na rede proporcionalmente ao nível de tensão no ponto de conexão do sistema de geração. A Figura 1.15, apresenta um diagrama de modelamento de curva para redução de potência proporcional à sobretensão no ponto de conexão descrito em [28].



IEC 445/13

Figura 1.15 – Exemplo de modelamento de curva de operação de redução de potência ativa em sobretensão. (Adaptado de [28])

No exemplo da Figura 1.15, o sistema fotovoltaico é configurado de acordo com pares de pontos de potência e tensão, de forma que, a partir do valor de tensão da rede de distribuição o sistema só deve ser capaz de injetar potência na rede elétrica de distribuição dentro da área de operação permitida. Tomando como base os pontos (V1;P1), (V2;P2), (V3;P3) e (V4;P4), da

Figura 1.15, um sistema fotovoltaico configurado para atuar com redução automática de potência ativa, que verifica uma tensão da rede de distribuição entre V1 e V2, pode injetar níveis de potência máximos equivalentes a valores entre P1 ou P2, dado que P1 e P2 possuem o mesmo valor. Porém, caso a tensão da rede possua um valor entre V2 e V3 o sistema deve limitar a injeção máxima de potência à rampa de potência obtida pela interpolação dos valores P2 e P3 para os diversos valores de tensão de rede. Em último caso, se a potência da rede ultrapassar o valor de V3, o sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de potência enquanto a tensão se mantiver em níveis entre V3 e V4.

A redução de potência ativa tem como princípio de atuação a redução da corrente injetada na rede elétrica de distribuição e, com isso, a diminuição da componente de tensão na impedância de rede. Embora o seu uso não incorra em custos com instalação e operação de equipamentos, o uso deste tipo de ação mitigatória em uma rede radial implica em influências entre os geradores distribuídos e a redução da energia por eles gerada. A Figura 1.16 apresenta dois geradores instalados com impedâncias de rede distintas entre eles e entre a subestação da concessionária de energia.

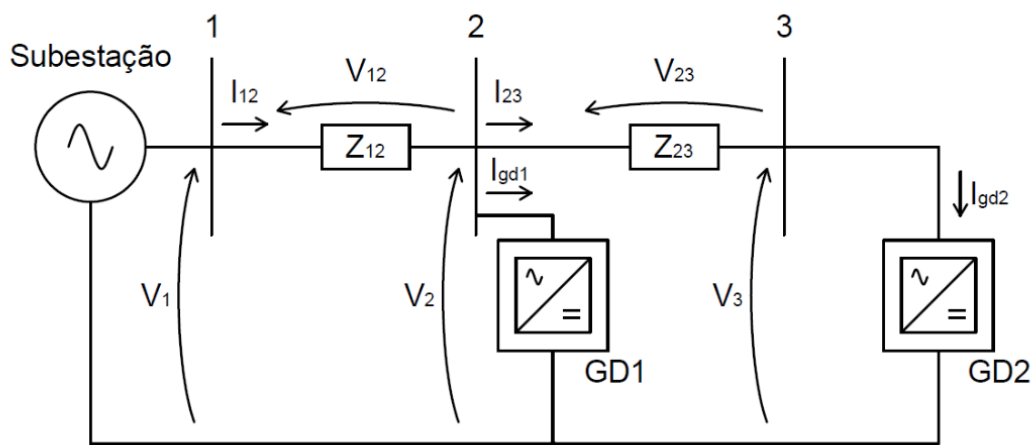


Figura 1.16 – Esquema de conexão para avaliação da redução de potência por sobretensão.

Com base no esquema de conexão da Figura 1.16, a equação (1.36) apresenta o valor da sobretensão imposta ao gerador GD1 e a equação (1.39) remete ao valor de sobretensão imposto ao gerador GD2.

$$V_{stgd1} \angle \alpha_{stgd1} = V_{12} \angle \alpha_{12} \quad (1.32)$$

$$V_{stgd1} \angle \alpha_{stgd1} = I_{12} \angle \beta_{12} * Z_{12} \angle \gamma_{12} \quad (1.33)$$

$$I_{23}\angle\beta_{23} = I_{gd2}\angle\beta_{gd2} \quad (1.34)$$

$$I_{12}\angle\beta_{12} = I_{gd1}\angle\beta_{gd1} + I_{23}\angle\beta_{23} = I_{gd1}\angle\beta_{gd1} + I_{gd2}\angle\beta_{gd2} \quad (1.35)$$

$$V_{stgd1}\angle\alpha_{stgd1} = (I_{gd1}\angle\beta_{gd1} + I_{gd2}\angle\beta_{gd2}) * Z_{12}\angle\gamma_{12} \quad (1.36)$$

$$V_{stgd1}\angle\alpha_{stgd1} = V_{12}\angle\alpha_{12} + V_{23}\angle\alpha_{23} \quad (1.37)$$

$$V_{stgd2}\angle\alpha_{stgd2} = I_{12}\angle\beta_{12} * Z_{12}\angle\gamma_{12} + I_{23}\angle\beta_{23} * Z_{23}\angle\gamma_{23} \quad (1.38)$$

$$V_{stgd2}\angle\alpha_{stgd2} = (I_{gd1}\angle\beta_{gd1} + I_{gd2}\angle\beta_{gd2}) * Z_{12}\angle\gamma_{12} + I_{gd2}\angle\beta_{gd2} * Z_{23}\angle\gamma_{23} \quad (1.39)$$

Analisando as equações (1.36) e (1.39), a sobretensão imposta ao gerador GD2 será maior em relação à sobretensão imposta ao gerador GD1, para qualquer situação de injeção de corrente. Desta forma, a utilização de um modo de operação de redução de potência por meio de sobretensão, conforme exibido na Figura 1.15, para os geradores distribuídos em redes que possuam impedâncias de linha elevadas, pode resultar em uma injeção de potência parcial do gerador GD2 devido à injeção de potência pelo gerador GD1. Isso se deve ao fato da elevação de tensão ser maior no gerador GD2, resultando em uma maior diminuição da sua injeção de potência. Essa diminuição é acompanhada de uma diminuição na sobretensão imposta ao gerador GD1, que então aumenta a sua injeção de corrente, ocasionando um maior aumento de tensão em GD2. Assim, é esperado que em um grupo de geradores distribuídos, em que não há coordenação da redução de potência entre os equipamentos, os geradores mais afastados da subestação da concessionária de energia, ou com maior impedância de rede entre o seu ponto de conexão e a subestação, terão o fornecimento de energia interrompido devido à injeção de energia por geradores mais próximos da subestação.

Desta forma, o uso de sistemas de geração com redução de potência ativa com base em sobretensão ocasiona custos indiretos devido à redução da potência ativa que o gerador distribuído é capaz de injetar e, em casos extremos, impede a geração de sistemas que possuam impedâncias elevadas entre a subestação da concessionária de energia e o ponto de conexão com a rede de distribuição elétrica. O estudo desenvolvido em [29] tem como base o controle de tensão por meio do fluxo de reativos e aponta que técnicas baseadas nos valores de tensão da rede, sem coordenação entre os sistemas de geração, podem levar a efeitos adversos na rede de distribuição.

Uma segunda abordagem que não implica em custos diretos para os geradores distribuídos é o controle da componente reativa de corrente, de forma a reduzir a sobretensão causada pelo

fluxo de reativos na rede, com operação de forma similar à inserção de banco de capacitores ou *d-STATCOM* (Figura 1.11). O estudo desenvolvido em [30] descreve em detalhes o uso de geradores distribuídos com base em inversores e o uso de banco de capacitores para controle de reativos em relação à rede elétrica de distribuição, porém com o foco em controle de reativos em tempo real, de forma a aumentar o fator de potência do ponto de vista dos medidores de energia das unidades consumidoras. Este aumento de fator de potência está diretamente ligado à interação entre os vetores de rede exemplificados na Figura 1.12 e na Figura 1.13 e, portanto, acarreta uma diminuição da sobretensão causada pela injeção de corrente no ponto de conexão dos geradores distribuídos.

Ainda assim, sistemas baseados em inversores possuem uma curva de capacidade de operação conforme destacado em [30], caracterizada pela Figura 1.17.

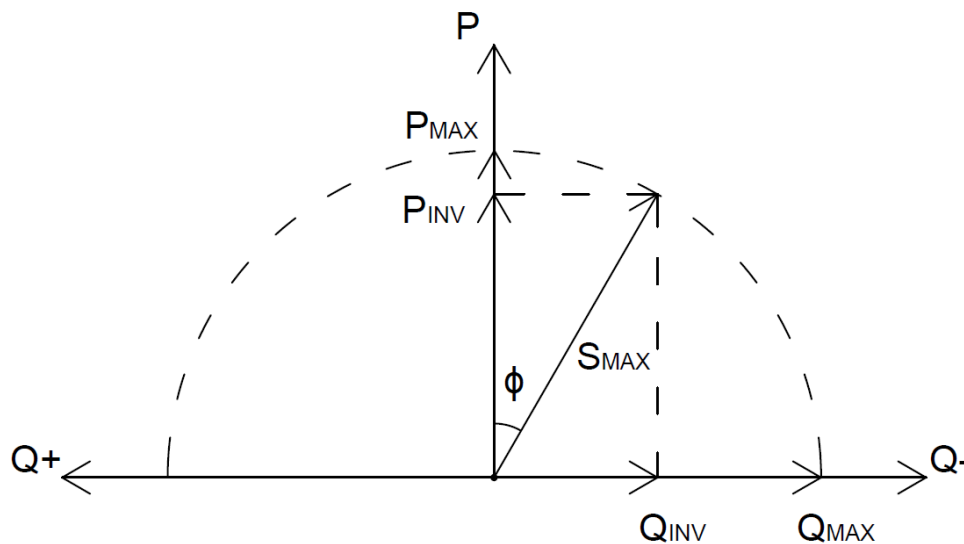
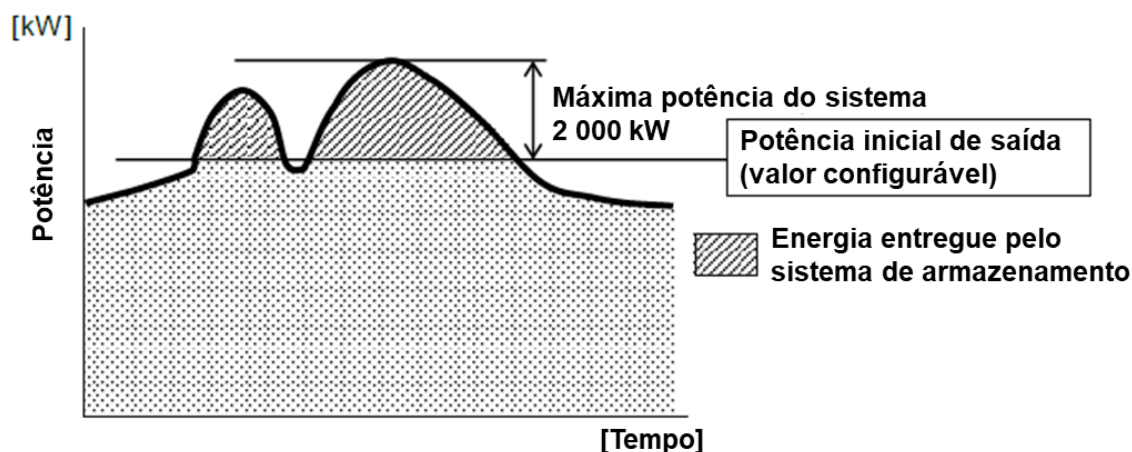


Figura 1.17 – Curva característica de operação de inversores para conexão à rede. (adaptado de [19])

De acordo com a Figura 1.17, o controle de reativos está associado a uma diminuição na potência ativa que pode ser injetada pelo inversor. Desta forma, a adoção de um sistema de controle de reativos pelos geradores distribuídos leva a um custo indireto, referente ao ressarcimento da potência ativa reduzida, devido ao uso de parte da capacidade dos inversores para controle de reativos. O uso de bancos de capacitores, por sua vez, leva a um custo direto da sua aquisição e manutenção. Os autores em [31] realizaram um estudo dos custos envolvidos em relação a medidas mitigatórias por meio do controle de inversores, reforços na rede e instalação de transformadores autocomutados, apresentando custos reduzidos na aplicação de medidas de controle em relação às demais medidas.

Uma outra medida para mitigação da sobretensão por parte dos geradores distribuídos é a adoção de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com os sistemas de geração. Porém, diferentemente do uso por parte da concessionária de energia, o sistema de armazenamento tem como finalidade diminuir a máxima potência injetada na rede elétrica, mantendo o valor de potência reduzido por um maior período de tempo e, desta forma, limitando a quantidade de energia entregue à rede.

A especificação técnica [32] descreve um modo de operação para sistemas de armazenamento de energia distribuídos como limitação automática de demanda, ou *peak shaving*. A Figura 1.18 apresenta o funcionamento deste modo de operação, em que o sistema de armazenamento passa a fornecer energia à carga a partir de um nível de potência demandada da rede elétrica de distribuição.



NOTA Quando a carga excede o valor configurável, o sistema de armazenamento entrega a potência correspondente ao valor excedente.

IEC

Figura 1.18 – Operação de um sistema de armazenamento de energia em modo de limitação automática de demanda. (Adaptado de [32])

Analogamente ao comportamento de limitação de demanda, o sistema de armazenamento pode ser configurado para absorver a energia fornecida pelo sistema de geração, de forma a manter a potência injetada abaixo de um nível específico. Desta forma, o uso de um sistema de baterias se contrapõe ao uso de operação da geração com redução de potência ativa em sobretensão, permitindo a injeção de toda a energia gerada, com exceção das perdas nos processos de carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento, mas com o custo direto da instalação e manutenção do sistema de armazenamento.

1.2. Sobrecarregamento da rede de distribuição

A maioria das ações que envolvem a mitigação de valores de sobretensão também pode ser aplicadas para a mitigação de sobrecarregamento das redes de distribuição, como por exemplo o uso de sistemas de armazenamento para diminuição da corrente máxima que circula através de uma linha de distribuição, ou a redução de potência ativa em determinadas condições de tensão do sistema.

Devido a questões ambientais diversas durante a operação de uma rede de distribuição e o aumento de geradores distribuídos conectados, o sobrecarregamento de equipamentos da rede de distribuição pode ocorrer com maior amplitude, maior tempo de duração e em condições ambientais não ideais para o aquecimento dos componentes dos sistemas, como, por exemplo, durante o dia em períodos de alta irradiância solar. A fim de verificar este tipo de ocorrência em sistemas de distribuição com geradores distribuídos, é necessário analisar como a irradiância solar em uma dada área pode ocasionar simultaneidade, ou não, da injeção de potência pelos geradores conectados à rede.

O estudo desenvolvido em [33] apresenta a medição de 25 sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede de distribuição de energia elétrica e utiliza as medições para propor um modelo preditivo de variabilidade da geração distribuída. A Figura 1.19 apresenta os sistemas de geração distribuídos e suas posições na cidade de Utrecht, Holanda.

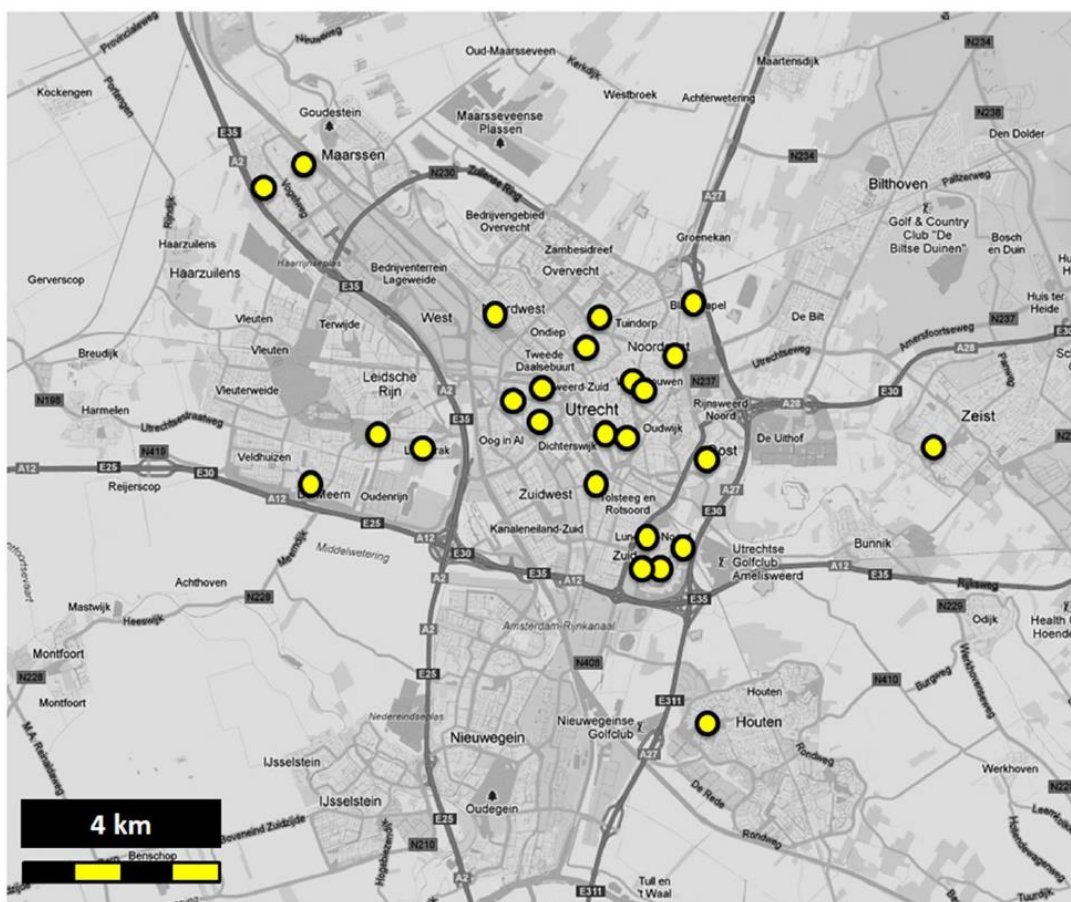


Figura 1.19 – Localização de geradores distribuídos estudados em [33].

De acordo com [33], devido às condições ambientais, como a formação e passagem de nuvens, sistemas de geração distribuída localizados em pontos diferentes de uma rede de distribuição possuem curvas de injeção de potência ao longo do dia diferentes entre si. A Figura 1.20 mostra a variação de patamares normalizados de potência para dois geradores distribuídos próximos e para dois geradores afastados.

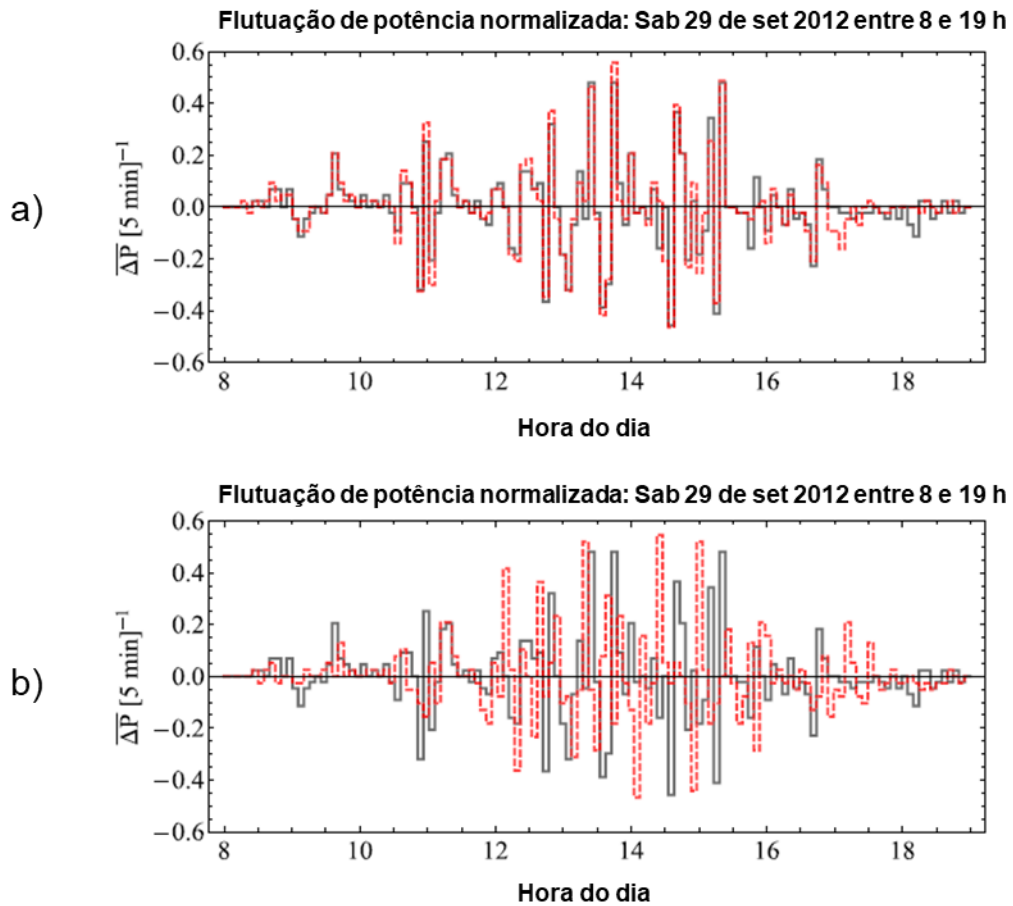


Figura 1.20 – a) Curvas de variação de potência para dois geradores distribuídos próximos; b) Curvas de variação de potência para dois geradores distribuídos afastados. (Adaptado de [33])

Analisando a Figura 1.20, é possível verificar que sistemas de geração fotovoltaica afastados podem apresentar variações de potência diferentes. Esse tipo de evento também é constatado no estudo desenvolvido por [34], porém para usinas fotovoltaicas de larga escala conectadas a sistemas de transmissão, conforme visto na Figura 1.21, onde são apresentadas as curvas normalizadas em relação à potência máxima de uma usina de 1,15 GW (P1) e do conjunto de usinas com total de 13,37 GW (P6).

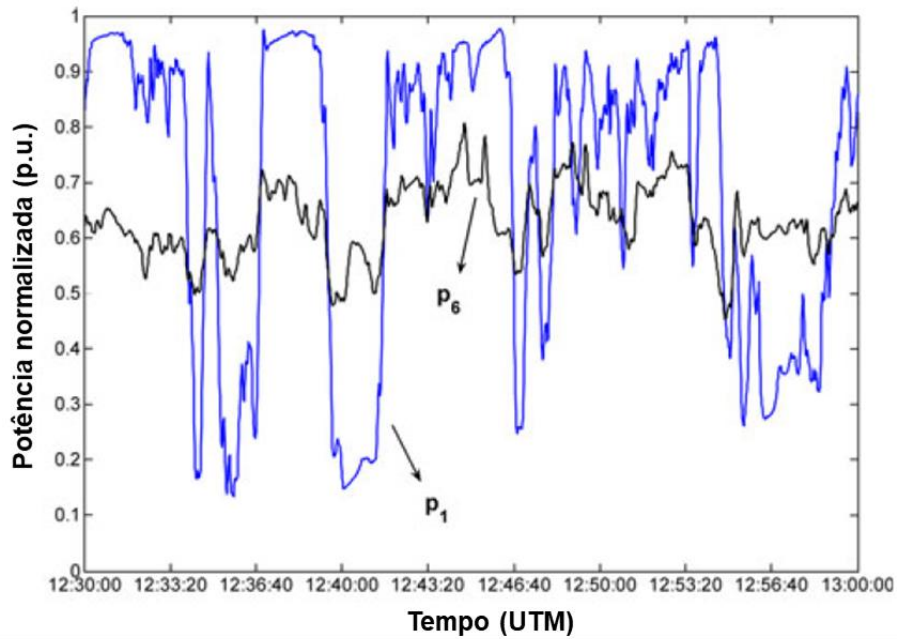


Figura 1.21 – Curva de variação de potência de uma usina fotovoltaica de 1,15 GW (P1) em comparação com a variação conjunta de um grupo de usinas, totalizando 13,37 GW (P6). (Adaptado de [34])

Ainda de acordo com [33], a variabilidade entre sistemas de geração conectados a uma mesma rede de distribuição pode ser definida por uma função em relação à distância entre os sistemas, conforme visto na Figura 1.22.

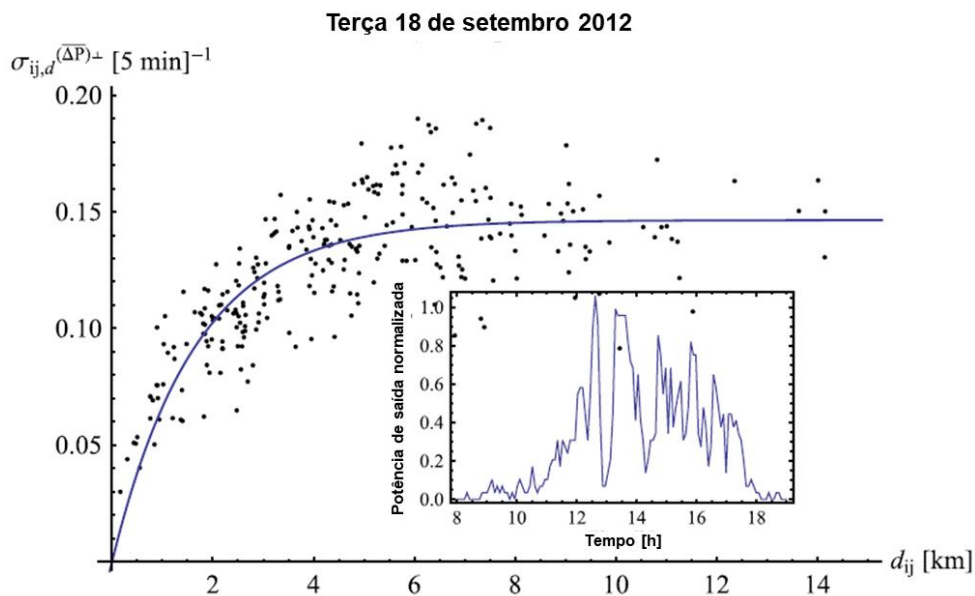


Figura 1.22 – Variabilidade em função da distância entre dois sistemas de geração distribuída em um dia com alta variabilidade de irradiância. (Adaptado de [33])

Da Figura 1.22 pode ser visto que para sistemas de geração afastados, em um dia com alta variabilidade de irradiância, a geração simultânea e a injeção na rede são menores e tendem a

um valor fixo com o aumento da distância entre geradores. Ainda assim, para dias com pouca variabilidade da irradiância, ou dias de céu claro, a curva de variabilidade de geração entre dois geradores fotovoltaicos distribuídos possui um valor máximo reduzido em comparação com a curva para dias com alta variabilidade da irradiância, atingindo o seu valor máximo em distâncias reduzidas, conforme visto na Figura 1.23.

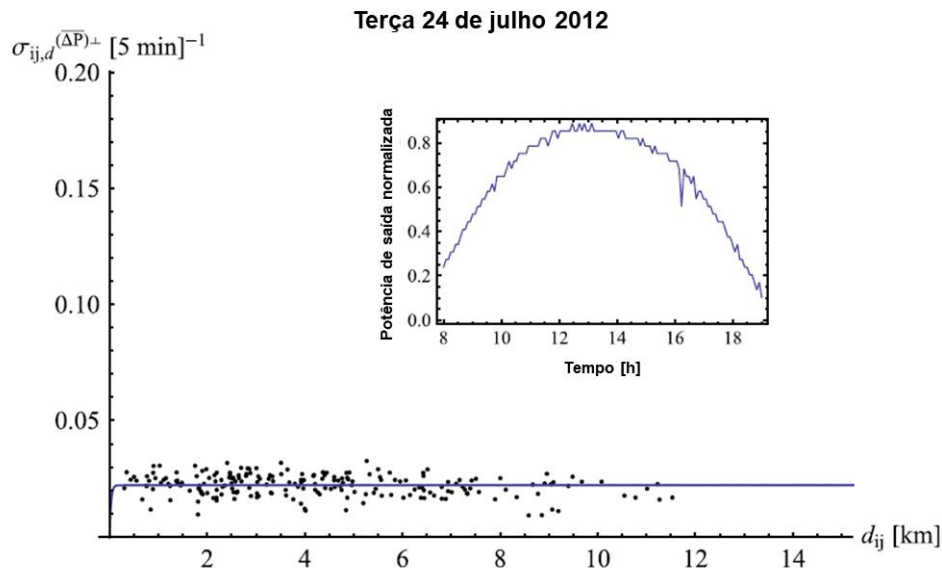


Figura 1.23 – Variabilidade em função da distância entre dois sistemas de geração distribuída em um dia com baixa variação de irradiância. [33]

Com base na Figura 1.23 é possível perceber que em dias de céu claro a variabilidade de geração entre sistemas fotovoltaicos de geração distribuída conectados a uma rede de distribuição independe da distância entre os geradores e assume valores reduzidos. Conforme apresentado na Figura 1.23, foram calculados valores de 2 % de variação entre geradores. Desta forma, pode-se assumir que em dias de céu claro ocorrerá a injeção simultânea da maioria dos geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, incorrendo na possibilidade do sobrecarregamento da rede de distribuição com cerca de 10 quilômetros de distância entre seus extremos, sendo necessária atenção a este ponto da operação de uma rede. Ainda, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [35], é permitida a atribuição das medições de uma estação meteorológica para cálculo da geração fotovoltaica em um raio de até 10 quilômetros ao redor da estação, indicando que as condições meteorológicas para essa distância podem ser consideradas as mesmas.

A fim de avaliar a operação de redes de distribuição no Brasil com alta penetração da geração distribuída e verificar as influências desses sistemas quanto à sobretensão e o

sobrecarregamento das linhas de distribuição, faz-se necessário verificar o cenário brasileiro da geração distribuída e as bases da regulação desta modalidade no país.

2. CENÁRIO BRASILEIRO DE MICRO E MINI GERAÇÃO

A geração distribuída no território brasileiro é pautada pelas deliberações da ANEEL, possuindo como dois aspectos fundamentais os regulamentos técnicos caracterizados pelo PRODIST e a regulamentação legislativa caracterizada pelas Resoluções Normativas, com destaque para as resoluções nº 1.000, nº 482 e nº 687 ([36], [37] e [38]).

A ANEEL ainda é responsável pela coleta e divulgação dos dados dos sistemas de distribuição de energia no país, contendo informações sobre números de unidades consumidoras de cada distribuidora de energia no território brasileiro e quais unidades podem gerar e injetar energia na rede de distribuição, sendo assim consideradas como geradores distribuídos.

De acordo com a ANEEL, em janeiro de 2023 a microgeração distribuída no Brasil, sem considerar o autoconsumo remoto, apresentava valores de potência total instalada e número de UC com microgeração por estado de acordo com os dados da Figura 2.1.

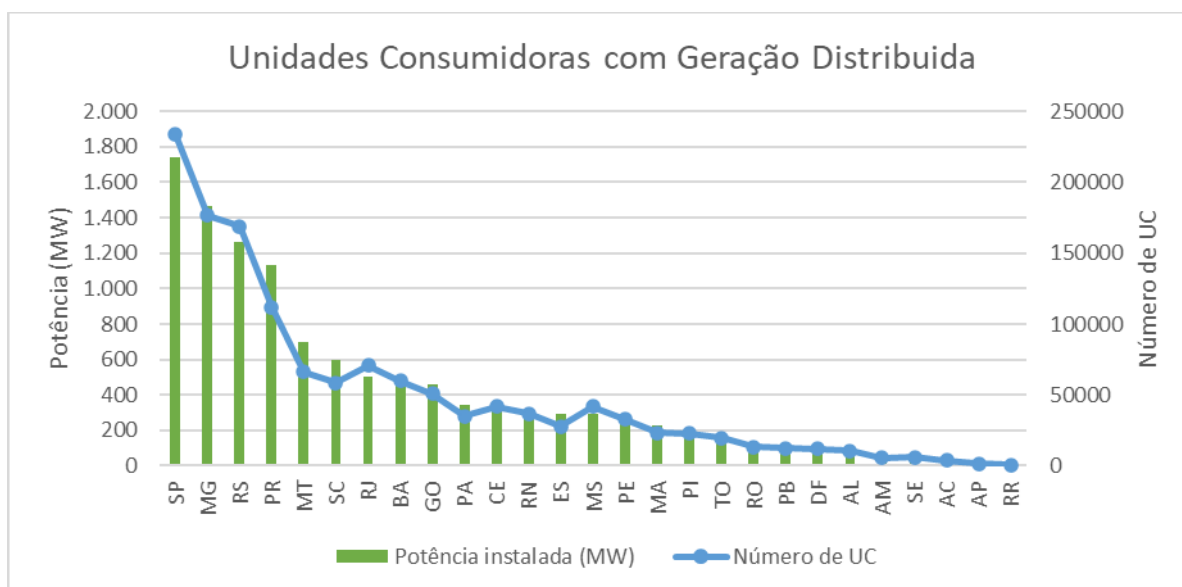


Figura 2.1 – Distribuição das unidades consumidoras com microgeração distribuída e potência total instalada nos estados brasileiros em janeiro de 2023. (fonte: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresamentos-de-geracao-distribuida>)

A Figura 2.1 evidencia que estados com maior número de unidades consumidoras também são os que possuem maior potência global de geração distribuída instalada. De forma a verificar a potência média dos geradores distribuídos em cada estado, a equação (2.1) foi aplicada a cada estado, com os resultados obtidos apresentados na Figura 2.2.

$$P_{GDm} = \frac{P_{GDt}}{N_{uc}} \quad (2.1)$$

onde:

P_{GDm} é a potência média dos geradores distribuídos no estado, expressa em W;

P_{GDt} é a potência total instalada de geradores distribuídos no estado, expressa em W;

N_{uc} é o número total unidades consumidoras com geração distribuída no estado.

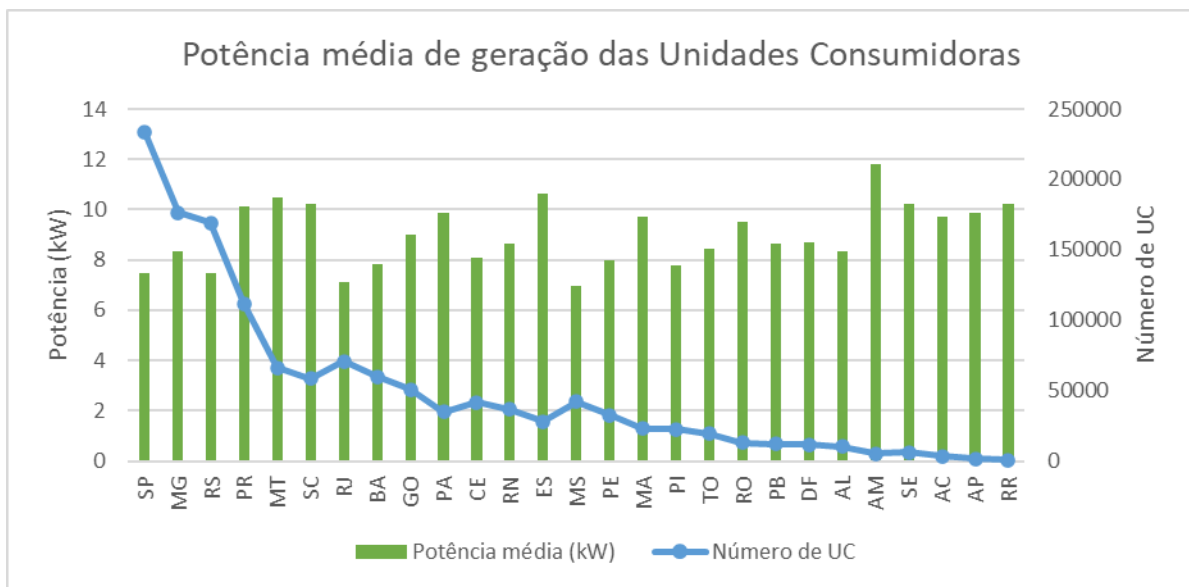


Figura 2.2 – Distribuição das unidades consumidoras com microgeração distribuída e potência média instalada nos estados brasileiros em janeiro de 2023. (fonte: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empresendimentos-de-geracao-distribuida>)

Com base no gráfico da Figura 2.2 é possível identificar uma potência média das unidades consumidoras com microgeração fotovoltaica no território brasileiro de 8,4 kW. Assim, de forma a avaliar a alta penetração fotovoltaica, por parte de sistemas de microgeração distribuída que são conectados principalmente em redes de baixa tensão, é necessário analisar as resoluções normativas e procedimentos de rede cabíveis a este tipo de geradores.

2.1. Resoluções normativas ANEEL

A ANEEL utiliza resoluções normativas para definir os parâmetros legislativos de instalação e operação de sistemas de geração distribuída. Desta forma, a agência, por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e a sua complementação pela Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, dispõe sobre as condições para o acesso à rede

elétrica de distribuição para sistemas de micro e minigeração distribuídas. De acordo com o texto das resoluções, sistemas de geração de energia elétrica com potência igual ou inferior a 75 kW são considerados sistemas de microgeração distribuída, constituindo a maioria dos sistemas instalados no país, e sistemas com potência superior a 75 kW e igual ou inferior a 3 MW, são considerados sistemas de minigeração.

Ainda de acordo com as resoluções da agência reguladora, os sistemas de micro e minigeração podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, ou *net metering*, sistema no qual a energia ativa injetada por UC é cedida à distribuidora de energia e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

As resoluções dispõem, além dos critérios para acesso da geração distribuída e do sistema de compensação, sobre a potência disponível às unidades consumidoras que desejem instalar sistemas de geração distribuída. De acordo com a resolução nº 687, a potência disponível para conexão de um sistema de geração distribuída é limitada de acordo com o inciso LX do art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010; porém, esta resolução foi revogada pela Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, passando a definição de potência disponível conforme o novo inciso XL, redigido a seguir:

“XL - potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos e instalações do consumidor e demais usuários;”

Ainda em relação à potência disponibilizada, a resolução nº 687 prevê a possibilidade de aumento de potência disponibilizada de acordo com o art. 27 da Resolução Normativa nº 414 (substituído pelo art. 37 da resolução nº 1.000), dispensando o aumento de carga instalada.

A resolução nº 687 ainda caracteriza o autoconsumo remoto de acordo com o art. 2º inciso VIII:

“VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.”

Desta forma, unidades consumidoras que possuam titularidade sob o mesmo Cadastro de Pessoas Físicas (CPF) ou Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) podem utilizar a energia gerada em um único sistema de geração conectado à rede para compensação de seu consumo em outras UC.

A resolução nº 1.000, pelo art. 105, versa sobre a obrigatoriedade de atendimento por parte das distribuidoras de energia sem ônus para o consumidor, devido à requisição de aumento da sua carga, desde que a capacidade resultante não ultrapasse 50 kW e não seja necessário realizar acréscimo de fases da rede em tensão igual ou superior a 2,3 kV.

A resolução nº 1.000 também dispõe sobre o custo de disponibilidade das unidades consumidoras do grupo B por meio do art. 291, sendo vinculado o custo de disponibilidade ao tipo de conexão entre a UC e a rede de distribuição elétrica, e contabilizado como o valor em moeda corrente equivalente ao consumo de um montante de energia como segue:

- I. 30 kWh, para conexões monofásicas ou bifásicas a 2 (dois) condutores;
- II. 50 kWh, para conexões bifásicas a 3 (três) condutores;
- III. 100 kWh, para conexões trifásicas.

Em relação aos consumos mínimos dispostos pela resolução nº 1.000, conforme indicado pela resolução nº 687, cabe à distribuidora a determinação do tipo de conexão da UC acessante, de acordo com os critérios técnicos da rede de distribuição, ou seja, cabe à distribuidora indicar qual o montante mínimo de energia de cada consumidor.

O art. 290, parágrafo 2º da resolução nº 1.000, apresenta dois parâmetros para o faturamento da energia elétrica por consumidores do Grupo B. O primeiro parâmetro remete ao produto do valor da energia consumida da rede de distribuição pelas tarifas de energia e distribuição (TE e TUSD, respectivamente). O segundo parâmetro associa o faturamento ao custo de disponibilidade, como exposto pelo art. 291. Assim, o faturamento deve ser realizado pelo maior valor obtido por meio da comparação dos dois parâmetros destacados. As equações (2.2) e (2.3) apresentam os cálculos dos dois parâmetros, respectivamente, e a equação (2.4) apresenta a função de escolha do maior valor dos dois parâmetros.

$$Fat_{CE} = CE * (TE + TUSD) \quad (2.2)$$

$$Fat_{min} = ME_{min} * (TE + TUSD) \quad (2.3)$$

$$Fat = Maior(Fat_{CE}; Fat_{min}) \quad (2.4)$$

onde:

Fat_{CE} é a fatura de energia calculada pelo consumo de energia da UC, expressa em R\$;

CE é o consumo de energia da UC, expresso em kWh;

TE é a taxa de energia da distribuidora, expressa em R\$/kWh;

$TUSD$ é a taxa de uso do sistema de distribuição, expressa em R\$/kWh;

Fat_{min} é a fatura de energia mínima da UC, expressa em R\$;

ME_{min} é o montante de energia mínimo da UC, expresso em kWh;

Fat é a fatura de energia, expressa em R\$.

Após a divulgação da resolução nº 1.000, foi promulgada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que apresenta, por meio dos artigos 16 e 17, a regulamentação do faturamento de energia para consumidores que participam do sistema de compensação de energia. Segundo os artigos 16 e 17, os consumidores que participam do regime de compensação devem ter o faturamento mínimo conforme disposto na resolução nº 1.000, sendo os créditos de energia elétrica obtidos compensados sobre a TE e sobre parcelas que compõem a TUSD, como: encargos, perdas técnicas e transporte da energia em instalações de transmissão. A Tabela 2.1 apresenta um detalhamento das parcelas da TUSD.

Tabela 2.1 – Detalhamento das parcelas que compõem a TUSD.

Detalhamento de parcelas da TUSD	
Parcela	Descrição
TUSD Fio A	Parcela referente ao transporte de energia pelo uso de ativos de terceiros como: sistema de transmissão da rede básica; uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição
TUSD Fio B	Parcela referente ao transporte de energia pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora
TUSD Encargos	Parcela referente à recuperação de custos associados com programas e subsídios governamentais relacionados à energia
TUSD Perdas	Parcela referente à recuperação de custos associados com perdas técnicas e não técnicas pelo uso dos sistemas de distribuição

Dessa forma, segundo os artigos 16, 17 e 18, uma parte da parcela da TUSD Fio B passa a incidir sobre todo o consumo e injeção de energia registrado pelo acessante, com devidos períodos de carência também descritos pelos artigos 26 e 27 da lei nº 14.300. Então, a equação (2.2) pode ser reescrita para consumidores com geração de energia própria conforme a equação (2.5).

$$Fat_{CE} = (CE - EI) * TED + CE * TUSDfioB \quad (2.5)$$

onde:

- EI* é a energia injetada pela UC na rede da distribuidora, expressa em kWh;
- TED* são as componentes que compõem a TE e a TUSD, com exceção da TUSD fio B, expressa em R\$/kWh;
- TUSDfioB* é a parte da parcela de transporte da energia pela rede de distribuição, ou pelo fio B, que compõe a TUSD, aplicável aos microgeradores distribuídos, expressa em R\$/kWh.

A partir das equações (2.3) e (2.5) é possível equacionar o montante de energia que uma UC deve produzir, por meio de geração local, de forma a minimizar seu pagamento frente à distribuidora de energia. As equações de (2.6) a (2.10) apresentam a forma de determinar o maior valor de energia que deve ser injetado na rede, por uma UC do grupo B, para minimização da fatura de energia. Cabe destacar que, devido ao sistema de compensação de energia, a relação entre o consumo de energia e a injeção de energia não pode ser superior à unidade, uma vez que os créditos de energia excedentes serão utilizados para desconto em faturas futuras.

$$Fat_{CE} = Fat_{min} \quad (2.6)$$

$$(CE - EI) * TED + CE * TUSDfioB = ME_{min} * (TE + TUSD) \quad (2.7)$$

$$CE * (TED + TUSDfioB) - EI * TED = ME_{min} * (TED + TUSDfioB) \quad (2.8)$$

$$EI * TED = CE * (TED + TUSDfioB) - ME_{min} * (TED + TUSDfioB) \quad (2.9)$$

$$EI = (CE - ME_{min}) * \left(1 + \frac{TUSDfioB}{TED}\right) \quad (2.10)$$

Com base na equação (2.10), é possível verificar que o valor da energia injetada para compensação, de forma a gerar a menor fatura possível, é um valor referente à razão entre a *TED* e *TUSDfioB*. Considerando que o valor máximo de energia que pode ser compensada é igual ao valor da energia consumida, sendo que o saldo positivo de energia é repassado como crédito para compensação nos meses subsequentes, é possível reescrever a equação (2.10) de forma a apresentar a porcentagem de energia que deve ser injetada na rede de distribuição, a

fim de minimizar a fatura de energia da UC. A equação (2.11) apresenta a porcentagem da energia a ser injetada com base na energia consumida, a condição da equação (2.12) garante a condição de compensação de energia.

$$EI_p = \left(1 - \frac{ME_{min}}{CE}\right) * \left(1 + \frac{TUSDfioB}{TED}\right) * 100 \quad (2.11)$$

$$\begin{aligned} \text{Se:} \quad & EI_p > 100 \\ \text{Então:} \quad & EI_p = 100 \end{aligned} \quad (2.12)$$

onde:

EI_p é a porcentagem da energia a ser injetada pela UC, que minimiza a fatura de energia da unidade, com base no seu consumo em relação à rede de distribuição, expressa em %.

Assim, como exemplo, para uma UC com conexão bifásica e consumo em relação à rede de distribuição de 150 kWh/mês, a porcentagem da energia que deve ser gerada em relação ao consumo para minimização da fatura de energia é dada em função da relação da TUSDfioB pela TED, conforme a Figura 2.3.

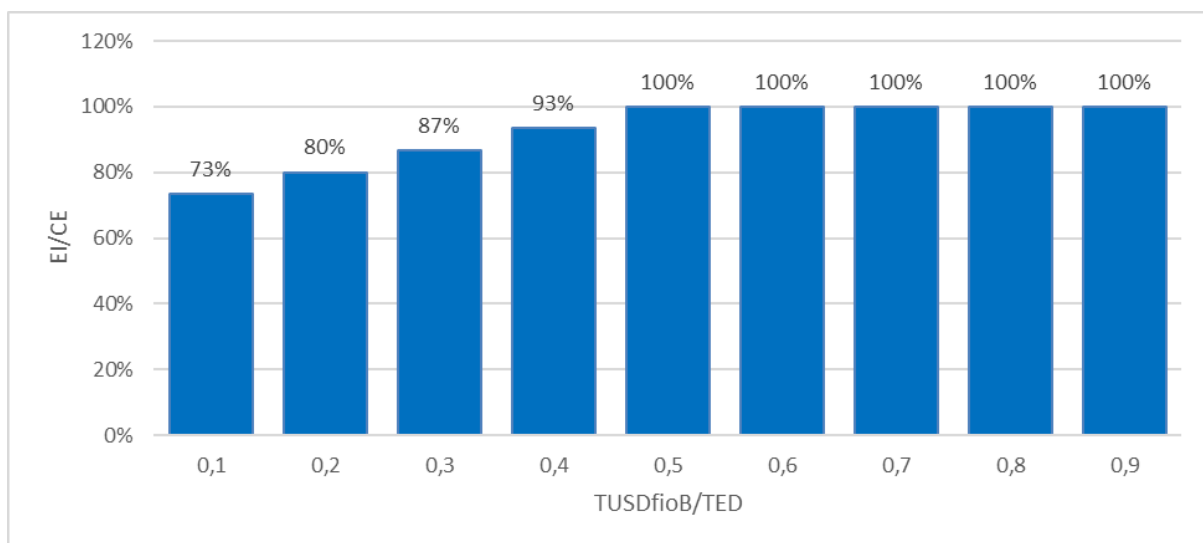


Figura 2.3 – Variação da porcentagem da EI em relação à CE, para minimização da fatura de energia, em relação à TUSDfioB/TED.

Dado que a relação entre a TUSDfioB e a TED são fatores decisivos para estimativa da energia a ser injetada na rede pelas UC, é necessário verificar os valores dessa relação para o cenário brasileiro nos últimos anos. A Figura 2.4 apresenta os valores médios da TUSDfioB e da TED para todo o território brasileiro, de acordo com os dados da ANEEL.

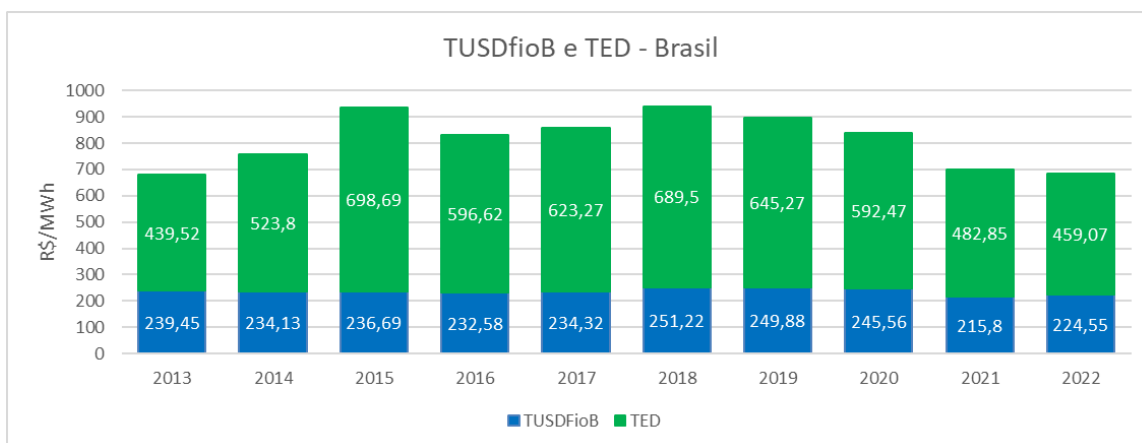


Figura 2.4 – Valores médios da TUSDfioB e da TED para o território brasileiro (fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>, acessado em 01/02/2022)

A informação da Figura 2.4 pode ser melhor analisada conforme o gráfico da Figura 2.5.

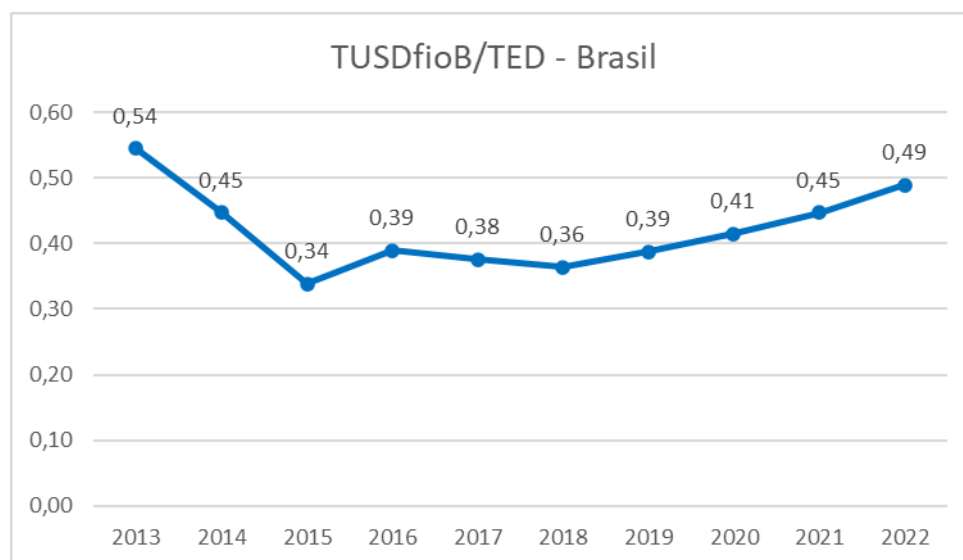


Figura 2.5 – Proporção *TUSDfioB/TED* no cenário brasileiro.

Conforme o gráfico da Figura 2.5, na última década a *TUSDfioB* obteve um valor mínimo de 34 % em relação ao valor da *TED*, com um valor médio da relação *TUSDfioB/TED* equivalente a 0,42. Dessa forma, considerando um valor de pagamento integral da *TUSDfioB*, para a UC do exemplo da Figura 2.3 é ideal que ela injete na rede de distribuição o equivalente a 95 % da sua energia consumida da rede, de forma a minimizar o faturamento de energia.

Outro aspecto importante apresentado na equação (2.11), é a relação entre o ME_{\min} e o CE , pois quanto maior o consumo, maior será a parte que pode ser compensada pela injeção de potência. Assim, como exemplo, supondo uma relação *TUSDfioB/TED* equivalente a 0,42, a Figura 2.6 apresenta a variação da EI_p devido ao aumento do CE .

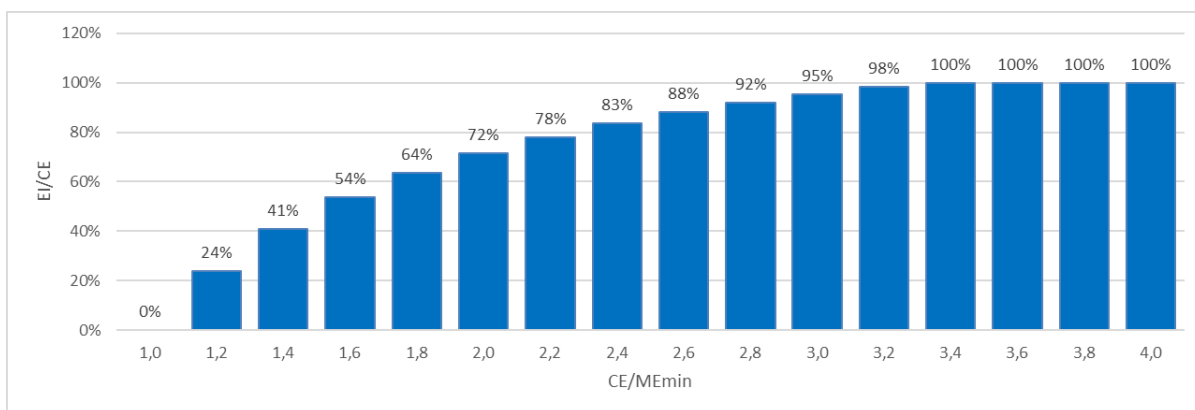


Figura 2.6 – Variação da porcentagem da EI em relação ao CE para minimização da fatura de energia, em relação à variação da CE/ME_{min}.

Com base na Figura 2.6, é possível concluir que um CE de valor igual ou superior a 3,4 vezes o valor do ME_{min} é suficiente para justificar a injeção de 100 % da CE por um sistema de geração distribuída. Uma análise da média mensal de consumo pelas UC das principais distribuidoras brasileiras aponta um consumo médio e a relação entre consumo e montante de energia mínimo conforme os dados da Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Dados de consumo médio e relação CE/ME_{min}, segundo os dados da BDGD, para as principais distribuidoras brasileiras e suas maiores cidades.

Distribuidora - Cidade	Consumo médio (kWh/mês)			Relação - CE/ME _{min}		
	Monofásico	Bifásico	Trifásico	Monofásico	Bifásico	Trifásico
CEMIG - Belo Horizonte	85	149	240	2,83	2,97	2,40
COELBA - Salvador	116	249	769	3,87	4,97	7,69
COPEL - Curitiba	148	155	440	4,95	3,09	4,40
CPFL - Campinas	145	201	867	4,82	4,02	8,67
ENEL - São Paulo	182	250	963	6,07	4,99	9,63
	Média			4,51	4,01	6,56

Com base na Tabela 2.2, em geral as UC consomem de 4 a 6 vezes o seu montante mínimo. Associando a informação da Tabela 2.2 com os resultados da Figura 2.6 é esperado que a maioria das UC que instalarem sistemas de GD irão investir em sistemas que possam injetar 100 % da energia consumida a partir da rede elétrica.

Dado que os acessantes irão instalar sistemas de maior potência para compensar 100 % da energia consumida a partir da rede de distribuição, eles também poderão requerer o aumento de sua capacidade de acesso à rede de distribuição. Além disso, como a simultaneidade de

geração é diferente da simultaneidade da demanda de energia, a injeção simultânea por sistemas de microgeração pode levar a necessidade de uma rede de distribuição mais robusta. Dessa forma, independentemente se será atribuído ônus ou não à UC, requerimentos de aumento da capacidade de acesso e injeção de potência simultânea por vários acessantes podem ocasionar obras de reforço na rede sendo necessário verificar como este tipo de investimento por parte da distribuidora acessada é refletido na tarifa de energia que é repassada aos acessantes por meio da TUSDfioB.

A Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011 [39], aprovou a estrutura modular inicial dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Entre os itens do PRORET o módulo 2 e seus submódulos tratam da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. De acordo com o submódulo 2.3 do PRORET, o processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias de energia utiliza uma Base de Remuneração Regulatória (BRR) composta pelos valores dos seguintes itens:

- I. Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:
 - a. Terrenos – Distribuição, Geração;
 - b. Reservatórios, barragens e adutoras;
 - c. Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
 - d. Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.
- II. Intangível, considerando a conta de Servidões;
- III. Almojarifado de operação; e
- IV. Obrigações especiais.

Desta forma, reforços na rede de distribuição para atendimento da conexão de geração distribuída incorrem em aumento do AIS da concessionária de distribuição de energia e, desta forma, incidem na revisão tarifária das distribuidoras, sendo o custo repassado a todos os consumidores por meio da TUSD e da sua parcela TUSDfioB, regulamentada pela ANEEL.

2.2. Procedimentos de rede - PRODIST

A ANEEL também faz uso do PRODIST como principal ferramenta para caracterização técnica da regulação do fornecimento de energia elétrica por meio de redes elétricas de distribuição. O PRODIST é dividido em 11 módulos, que discorrem sobre assuntos distintos

que compõem a operação do serviço de fornecimento de energia, sendo os seguintes módulos utilizados neste trabalho:

- Módulo 2 – Planejamento da expansão do sistema de distribuição [40];
- Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição [41];
- Módulo 5 – Sistemas de medição [42];
- Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição [43];
- Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica [44];
- Módulo 10 – Sistema de informação geográfica regulatório [45];
- Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares [46].

O segundo módulo ([40]) dos procedimentos de rede trata dos procedimentos de planejamento da expansão da rede elétrica de distribuição. Para tanto, o módulo dois possui três objetivos que envolvem diretamente as distribuidoras e seus acessantes, que são:

- Estabelecer as diretrizes para o planejamento da expansão do sistema de distribuição, subsidiando a definição dos pontos de conexão das instalações dos acessantes;
- Estabelecer os requisitos mínimos de informações necessárias para os estudos de planejamento do sistema de distribuição;
- Definir critérios básicos para troca de informações entre os diversos agentes envolvidos no planejamento do sistema de distribuição.

Os dois primeiros objetivos do módulo dois do PRODIST caracterizam a coleta de dados dos acessantes existentes, para assim desenvolver os planos de expansão de suas redes de distribuição de energia, enquanto o terceiro objetivo trata da troca de informações entre a concessionária e seus acessantes. A fim de permitir a expansão do sistema elétrico de distribuição, o módulo dois é dividido em quatro seções: a previsão de demanda, a caracterização da carga e do sistema elétrico, os critérios e estudos de planejamento, e o plano de desenvolvimento da distribuição.

Em relação à previsão de demanda, o módulo dois remete à necessidade das distribuidoras manterem informações georeferenciadas de seus sistemas de distribuição e de todos os seus acessantes, sendo a caracterização da Base de Dados Georeferenciados das Distribuidoras (BDGD) caracterizada pelo módulo 10. A previsão de demanda também conta com a necessidade de medição das curvas de carga existentes para comparação com as curvas de

cargas previstas, considerando, inclusive, as características de geração, disponibilidade e sazonalidade das conexões com geração distribuída. Porém, tais características são atribuídas apenas ao planejamento dos sistemas de distribuição em alta e média tensão, sendo identificados apenas campanhas de medição e validação de amostras para a previsão de demanda pelos sistemas de baixa tensão, sendo facultado às concessionárias de distribuição a definição dos pontos de medição dos sistemas de baixa tensão dentro dos parâmetros de amostragem.

A caracterização do sistema elétrico tratada pelo módulo dois tem como base a estratificação das unidades consumidoras de acordo com o nível de tensão, potência, consumo mensal e ramo de atividade, conforme descritos na Tabela 2.3, Tabela 2.4 e Tabela 2.5.

Tabela 2.3 – Estratificação dos grupos consumidores por nível de tensão. (adaptado de [40])

Identificação	Nível de tensão - U	Grupo da UC
SDAT	$U = 230 \text{ kV}$	Alta Tensão
SDAT	$88 \text{ kV} \leq U \leq 138 \text{ kV}$	Alta Tensão
SDAT	$U = 69 \text{ kV}$	Alta Tensão
SDMT	$1 \text{ kV} < U \leq 44 \text{ kV}$	Média Tensão
SDBT	$U \leq 1 \text{ kV}$	Baixa Tensão

Tabela 2.4 – Estratificação dos grupos consumidores de média tensão por nível de potência. (adaptado de [40])

Identificação	Nível de potência – P
SDMT - 1	$P \leq 50 \text{ kW}$
SDMT - 2	$50 \text{ kW} < P \leq 150 \text{ kW}$
SDMT - 3	$150 \text{ kW} < P \leq 300 \text{ kW}$
SDMT - 4	$300 \text{ kW} < P \leq 800 \text{ kW}$
SDMT - 5	$P > 800 \text{ kW}$

Tabela 2.5 – Estratificação dos grupos consumidores de baixa tensão por consumo energético. (adaptado de [40])

	Consumo - E (kWh)				
Identificação	SDBT - 1	SDBT - 2	SDBT - 3	SDBT - 4	SDBT - 5
Classe					

Residêncial - RES	$E \leq 100$	$100 < E \leq 220$	$220 < E \leq 500$	$500 < E \leq 1.000$	$E > 1.000$
Rural - RUR	$E \leq 300$	$300 < E \leq 1.000$	$1.000 < E \leq 5.000$	$E > 5.000$	----
Industrial - IND	$E \leq 1.000$	$1.000 < E \leq 3.000$	$3.000 < E \leq 7.000$	$E > 7.000$	----
Comercial, Poder Público e Consumo Próprio - CPP	$E \leq 500$	$500 < E \leq 2.000$	$2.000 < E \leq 5000$	$E > 5.000$	----
Serviço Público - SP	$E \leq 2.000$	$2.000 < E \leq 5.000$	$5.000 < E \leq 10.000$	$E > 10.000$	----
Iluminação Pública - IP	$E \leq 2.000$	$2.000 < E \leq 5.000$	$5.000 < E \leq 10.000$	$E > 10.000$	----
Qualquer classe classificada no subgrupo tarifário AS - AS	Estratificação por potência conforme unidades conectadas a sistemas de média tensão				

A partir da estratificação dos grupos, é possível verificar que os sistemas de baixa tensão são identificados pelo consumo médio e classe de atividade, não sendo referenciadas potências para conexão desse tipo de sistemas que possam ser relacionadas à aplicação da microgeração distribuída. Desta forma, com a alta penetração fotovoltaica visando ao balanço energético mínimo das unidades consumidoras, as unidades passarão a ter um consumo de energia da rede elétrica reduzido, porém com maior impacto na injeção de potência da rede, a ser discutido nos próximos capítulos deste trabalho. Assim a estratificação sobre o consumo de energia passa a ser uma ferramenta secundária para identificação de unidades consumidoras com sistemas de geração próprios, pois as unidades podem possuir troca de energia com a rede por meio de potências de demanda e injeção elevadas e ainda assim serem consideradas como de baixo consumo.

Entre os critérios de expansão do sistema de distribuição destacam-se os critérios para subestações de distribuição (SED), sistemas de distribuição de média tensão (SDMT) e sistemas de distribuição de baixa tensão (SDBT), embora existam também diretrizes para expansão do sistema de distribuição de alta tensão (SDAT). Segundo os critérios de expansão, o horizonte de planejamento de obras é de dez anos para SED e cinco anos para SDMT e SDBT. Para cada tipo de obra é necessário um diagnóstico das subestações e sistemas de distribuição, sendo pontos principais do diagnóstico a caracterização da carga, compreendendo curva de carga, potências ativa e reativa, avaliação das perdas técnicas nos transformadores, e avaliação

do desempenho de tensão nos barramentos secundários dos transformadores. O texto do módulo dois também possui diretrizes para apresentação dos estudos de planejamento, sendo uma das diretrizes de destaque a universalização dos serviços de energia elétrica da distribuidora, o que compreende o acesso das unidades consumidoras para injeção de potência por meio de sistemas de geração distribuída, porém não destaca os critérios específicos para planejamento do acesso da geração distribuída em baixa tensão.

Ainda de acordo com o módulo dois do PRODIST, o plano de desenvolvimento da distribuição (PDD) deve conter todos os planos de obras anuais da distribuidora, sendo enviado anualmente para a ANEEL com uma análise crítica entre as obras planejadas e as obras realizadas. Neste item estão descritas as identificações das obras como pertencentes ao Programa Luz Para Todos, obras com participação financeira de terceiros e obras vinculadas ao planejamento setorial. Além da identificação, as obras das distribuidoras devem ser classificadas em:

- Expansão das redes elétricas;
- Renovação dos ativos de distribuição;
- Melhoria na qualidade do sistema.

A análise do texto permite concluir que reforços para adequação da geração distribuída em sistemas existentes podem ser vistos como obras para melhoria na qualidade do sistema e, portanto, enquadrados nos termos da BRR, embora não exista menção deste tipo de relação no texto. Assim, o módulo dois do PRODIST identifica a necessidade de considerar a geração distribuída no planejamento da expansão das redes de distribuição e, embora não sejam descritas em detalhes as bases para este tipo de consideração, são especificadas as necessidades de verificar a disponibilidade e a sazonalidade dos geradores distribuídos no PDD.

O terceiro módulo do PRODIST trata do acesso ao sistema de distribuição, abrangendo todas as partes interessadas, incluindo unidades consumidoras de energia que participam do sistema de compensação de energia, possuindo este grupo uma seção específica de detalhamento dos procedimentos necessários para acesso ao sistema de distribuição.

O texto do módulo três não faz referência direta à microgeração distribuída em relação ao critério de MCG, necessário para embasar as opções de acesso dos usuários do sistema de distribuição. De acordo com as resoluções normativas para atendimento da microgeração distribuída, a UC pode apresentar alguma participação financeira no custo de reforço na rede,

porém o custo de reforço investido pela concessionária é repassado para a tarifa de energia por meio do aumento de ativos da concessionária na BRR.

O MCG compreende três modalidades de custo para o acesso do sistema de distribuição:

- Custo das instalações de responsabilidade do acessante;
- Custo das instalações de reforços e ampliações no sistema elétrico;
- Custos decorrente das perdas elétricas no sistema elétrico.

Observando estes tipos de custos, de acordo com as resoluções normativas, os custos referentes à instalação de reforços e ampliações do sistema elétrico e perdas elétricas são remetidos à distribuidora no caso de atendimento da microgeração distribuída. Porém, fica a cargo da distribuidora de energia informar ao acessante a necessidade de aumento do número de fases para atendimento da conexão, incorrendo em custos de alteração do padrão de entrada para o acessante e uma parcela do custo de reforços e ampliações necessárias. Assim, não existe uma base para tomada de decisão do acessante quanto à opção de instalação de um sistema de geração distribuída que não apresente a parcela de custo de adequação do seu padrão de entrada e de reforços e ampliações da rede de distribuição.

O módulo três também destaca as tensões nominais padronizadas para os acessantes do sistema de distribuição de baixa tensão, com os valores nominais conforme apresentado na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Padrão de baixa tensão no território brasileiro. [41]

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220 / 127
	380 / 220
Monofásico	254 / 127
	440 / 220

O quinto módulo do PRODIST descreve as necessidades e padrões para a medição de energia no ponto de conexão dos acessantes, sendo destacadas as responsabilidades de instalação, operação e manutenção das concessionárias em relação aos medidores de energia, e cabendo aos acessantes a responsabilidade de relatar problemas no funcionamento de seus medidores. O módulo cinco ainda destaca que consumidores do grupo B, com acesso de microgeração, devem contar com medidores para a medição do seu consumo de potência ativa (kWh) e podem apresentar como opcional a medição de uso de potência reativa (kvarh), sendo

os medidores eletrônicos com mais funções de aferição reservados a consumidores do grupo A. Assim, pelo módulo 5 não é necessário aos sistemas de baixa tensão a medição de curva de carga e potências de demanda e injeção associadas, sendo estes sistemas caracterizados apenas pelo seu consumo.

O sétimo módulo do PRODIST discorre sobre o cálculo e perdas no sistema de transmissão das concessionárias de distribuição de energia. Dois pontos de interesse deste módulo são a necessidade de avaliação dos níveis de tensão para o cálculo de perdas e os valores base de perdas em equipamentos para o cálculo. Em relação à avaliação dos níveis de tensão, o módulo sete permite às empresas distribuidoras de energia a atuação na relação de espiras dos transformadores, ou *taps*, de forma a adequar os níveis de tensão nos alimentadores. Porém, para sistemas que possuem geração distribuída, são necessários transformadores autocomutáveis capazes de acompanhar a regulação de espiras em tempo real, de acordo com a injeção e demanda de potência pelas unidades acessantes do sistema de distribuição, como visto nos impactos dos sistemas de geração distribuída.

O módulo sete apresenta ainda os valores de resistências de cabos e valores de perdas em transformadores, cujos exemplos de dados de cabos e transformadores estão contidos na Tabela 2.7 e na Tabela 2.8, respectivamente. Cabe destacar que para os procedimentos de distribuição são consideradas as resistências no cabo a uma temperatura de 55 °C.

Tabela 2.7 – Resistências elétricas de cabos de alumínio cobertos e isolados, segundo o módulo sete do PRODIST. [43]

Cabo	Resistência 55 °C (Ω /km)
10 mm ²	3,514
16 mm ²	2,179
25 mm ²	1,369
35 mm ²	0,991
50 mm ²	0,732
70 mm ²	0,506
95 mm ²	0,365
120 mm ²	0,289
150 mm ²	0,236
185 mm ²	0,188
240 mm ²	0,143
300 mm ²	0,115

Tabela 2.8 – Perdas elétricas em transformadores trifásicos de classe 15 kV, segundo o módulo sete do PRODIST. [43]

Potência do transformador (kVA)	Perda em vazio (W)	Perda total (W)
15	75	370
30	130	630
45	170	855
75	255	1.260
113	335	1.705
150	420	2.110
225	560	2.945
300	700	3.670

O oitavo módulo do PRODIST apresenta os procedimentos de avaliação dos parâmetros de qualidade da energia entregue às unidades consumidoras, assim como os parâmetros de continuidade do serviço de fornecimento e procedimentos para atendimento de reclamações por parte dos acessantes em relação à concessionária de energia. Os parâmetros de qualidade de energia discutidos no módulo oito compreendem: tensão em regime permanente, variação de tensão de curta duração, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e distorções harmônicas, assim como variação de frequência e fator de potência, todos parâmetros que podem ser afetados pela geração distribuída. Em relação à tensão em regime permanente, o PRODIST estabelece faixas de operação que a distribuidora de energia deve manter em suas redes de distribuição, a fim de não causar danos e garantir o correto funcionamento dos equipamentos conectados por parte das UC. A Tabela 2.9 apresenta os valores de classificação de tensão para pontos de conexão em média e baixa tensão.

Tabela 2.9 – Faixas de classificação de tensões segundo o módulo 8 do PRODIST. (adaptado de [44])

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)	
	TN inferior a 1 kV	TN superior a 1 kV e inferior a 69 kV
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$

Crítica	TL < 0,87TN ou TL > 1,06TN	TL < 0,90TR ou TL > 1,05TR
---------	----------------------------------	----------------------------------

O décimo módulo do PRODIST apresenta as características dos dados, como nomenclatura, parâmetros físicos e elétricos de equipamentos, posicionamento geográfico e outros, para informação das concessionárias de distribuição de energia à ANEEL, a fim de compor a BDGD. Entre as informações sobre os tipos de dados a serem enviados, a BDGD classifica dois tipos de entidades: as geográficas e as não geográficas. Neste trabalho os estudos de caso utilizam dados de algumas das entidades classificadas pela BDGD, sendo destacadas as entidades geográficas utilizadas na Tabela 2.10, e a não geográficas na Tabela 2.11.

Tabela 2.10 – Definições de entidades geográficas pela BDGD utilizadas no trabalho. (adaptado de [45])

Entidades geográficas			
Nome	Sigla	Tipo de Feição	Descrição
UC de Baixa Tensão	UCBT	Ponto	Cada feição desta entidade representa a localização da UC ou ponto de conexão com característica de consumo em baixa tensão existente no sistema de distribuição
Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão	SSDBT	Linha	Cada feição desta entidade representa o traçado de um segmento de rede de distribuição em nível de baixa tensão entre duas estruturas de suporte
Unidade Transformadora de Subestação	UNTRS	Ponto	Cada feição desta entidade representa a localização de uma unidade de transformação de potência instalada no sistema de distribuição

Tabela 2.11 – Definições de entidades não geográficas pela BDGD utilizadas no trabalho. (adaptado de [45])

Entidades não geográficas		
Nome	Sigla	Descrição
Ramal de Ligação	RAMLIG	Cada registro desta entidade representa um ramal de ligação de um acessante
Segmento Condutor	SEGCON	Cada registro desta entidade representa um agrupamento de tipos de condutores existentes no sistema de distribuição

Cada entidade destacada, por sua vez, possui atributos diversos e notas para consulta em planilhas do próprio módulo 10, não cabendo a reprodução de forma integral neste texto. Ainda assim, as entidades destacadas representam o conjunto de dados extraídos da BDGD para desenvolvimento dos estudos de carregamento deste trabalho.

O décimo primeiro módulo do PRODIST trata da apresentação de dados na fatura de energia das unidades consumidoras. Segundo o módulo 11, “As faturas de energia elétrica devem ser autocontidas, no que se refere aos dados necessários para que se possa reproduzir os cálculos que resultaram no valor total cobrado”. Desta forma, a fatura de energia deve conter todas as informações necessárias para o cálculo da cobrança sobre todos os produtos oferecidos à UC pela distribuidora. Porém, o módulo 11 destaca que algumas informações de maior caráter técnico podem ser suprimidas para unidades consumidoras do grupo B, ainda que essas informações devam ser disponibilizadas quando requeridas. As informações suprimidas são atribuídas em três grupos:

- Evolução da Composição do Faturamento: valores cobrados, no mínimo, nas últimas 13 faturas, desmembrados em valor, e o percentual que representam do total da fatura correspondente, para cada item cobrado na fatura;
- Evolução dos Indicadores de Continuidade Individuais: apuração e os limites dos indicadores de continuidade, referentes, no mínimo, aos últimos 13 meses;
- Histórico de Medição e de Faturamento: o histórico de medição e de faturamento de 13 meses (mês de competência da fatura e 12 meses anteriores) referente ao consumo de energia elétrica e demais grandezas faturadas.

Como observação, os créditos obtidos pela UC são objeto de consulta por meio do grupo “Evolução dos Indicadores de Continuidade Individuais”, não sendo realizada menção direta à geração distribuída pelo módulo 11.

3. REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS

3.1. Principais distribuidoras de energia no mercado brasileiro e seus padrões de equipamentos de rede

De acordo com a ANEEL, em abril de 2022 as distribuidoras de energia possuíam uma quantidade total de 83.576.144 unidades consumidoras conectadas aos seus sistemas. Dentre as distribuidoras, as dez maiores detêm juntas 59,2 % das unidades consumidoras do país, conforme ilustrado na Figura 3.1.

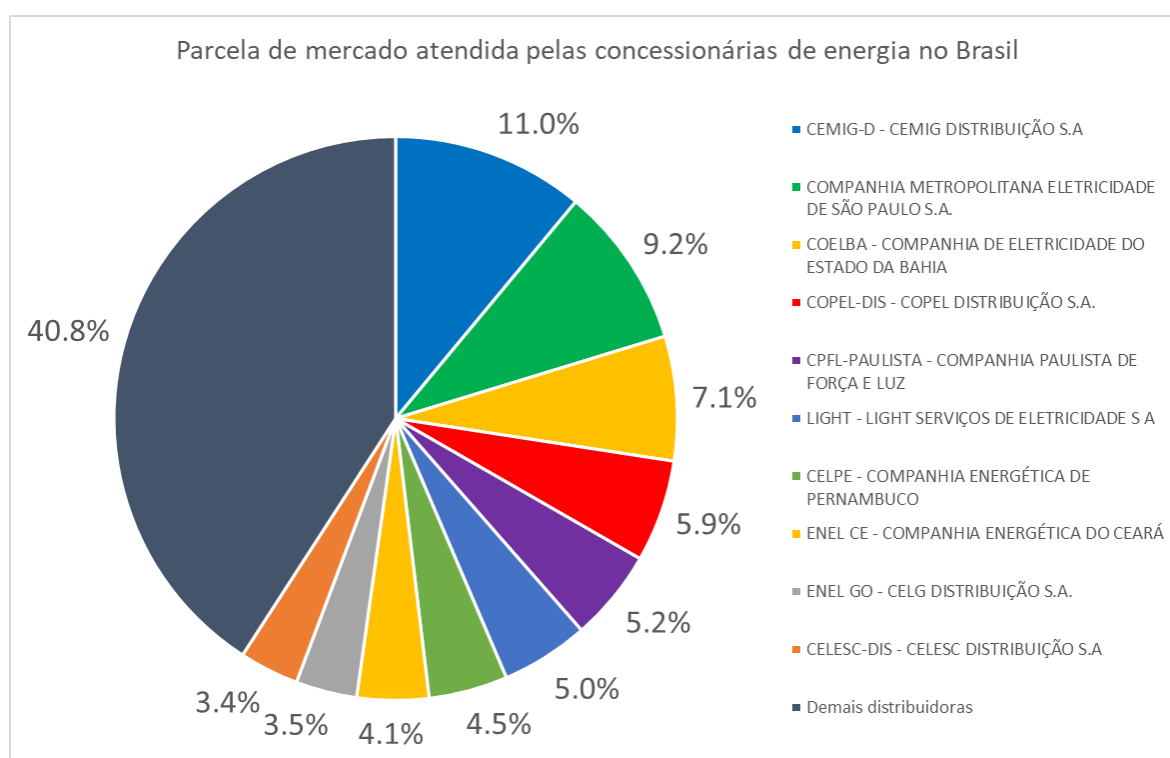


Figura 3.1 – Atendimento do mercado brasileiro de acesso ao serviço de energia por distribuidora, em abril de 2022. (fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao/relatorios-distribuicao>)

Devido ao número elevado de distribuidoras de energia no território brasileiro, foram selecionadas, com base no número de unidades consumidoras atendidas, as cinco maiores distribuidoras, que detêm 37 % do mercado brasileiro, para compor a caracterização das redes a serem analisadas neste trabalho. Desta forma, espera-se que as redes caracterizadas representem a maior parte das redes existentes no território brasileiro.

Com base nos dados da Figura 3.1, foram escolhidas as concessionárias: Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S.A. (CEMIG), *Ente nazionale per l'energia elettrica* Distribuição São Paulo (ENEL), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA),

Cia Paranaense de Energia Distribuição S. A. (COPEL) e Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL).

Com auxílio dos manuais de redes de distribuição das concessionárias de distribuição de energia (referências de [47] até [70]) foram levantados os padrões de transformadores de rede e as seções de cabos utilizados para compor as redes de média e baixa tensão. Os dados foram colocados em gráficos destacando o número de distribuidoras e quais delas utilizam determinado equipamento em suas instalações. Os padrões AWG e MCM foram convertidos para mm² para comparação entre os tipos de condutores.

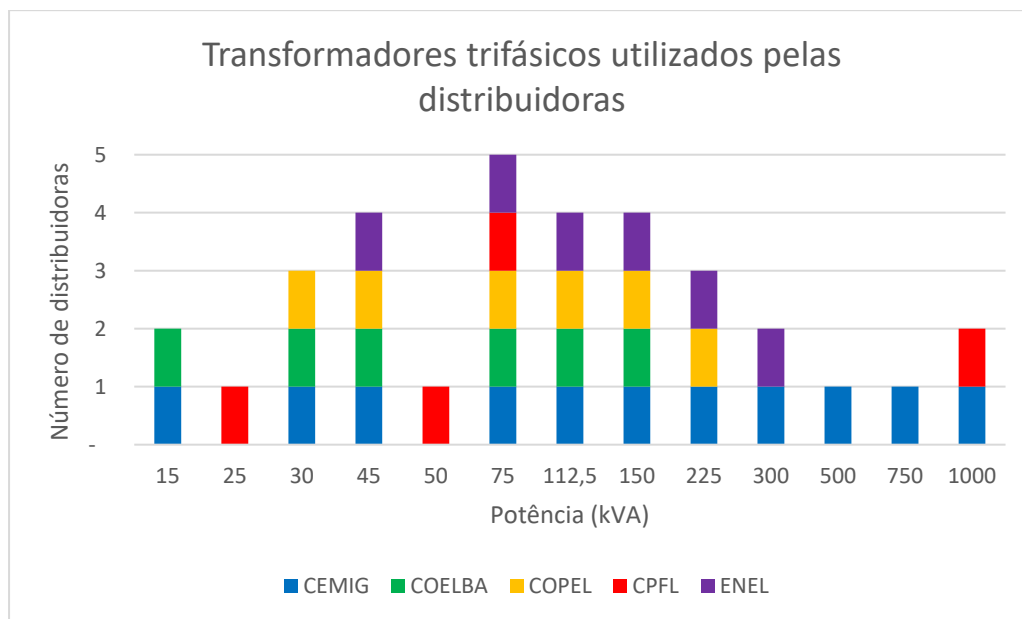


Figura 3.2 – Identificação dos transformadores utilizados pelas concessionárias brasileiras. [47] ~ [70]

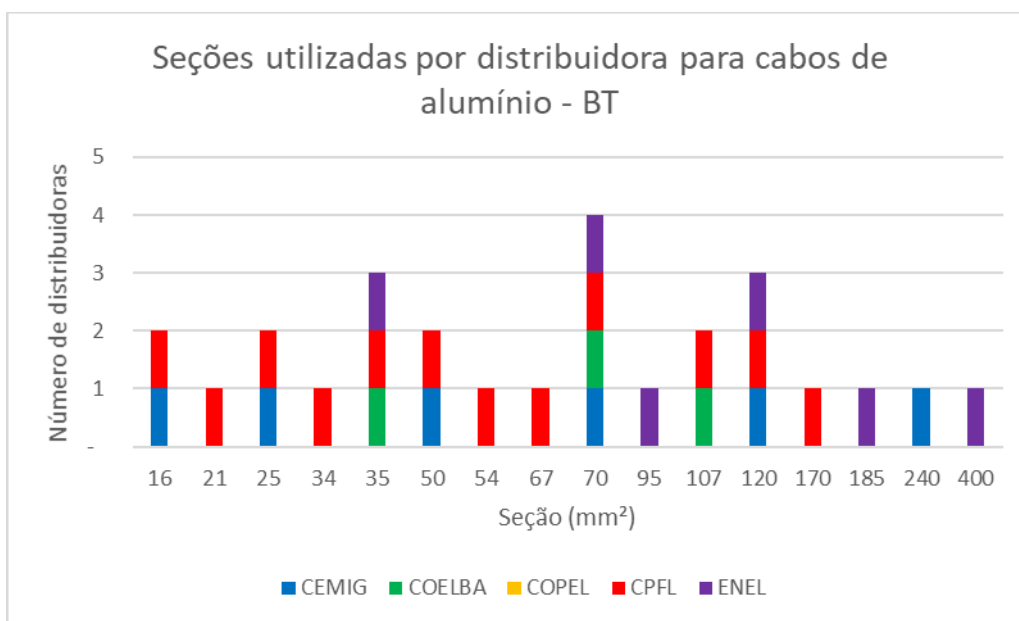


Figura 3.3 – Identificação das seções de condutores de alumínio utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de baixa tensão. [47] ~ [70]

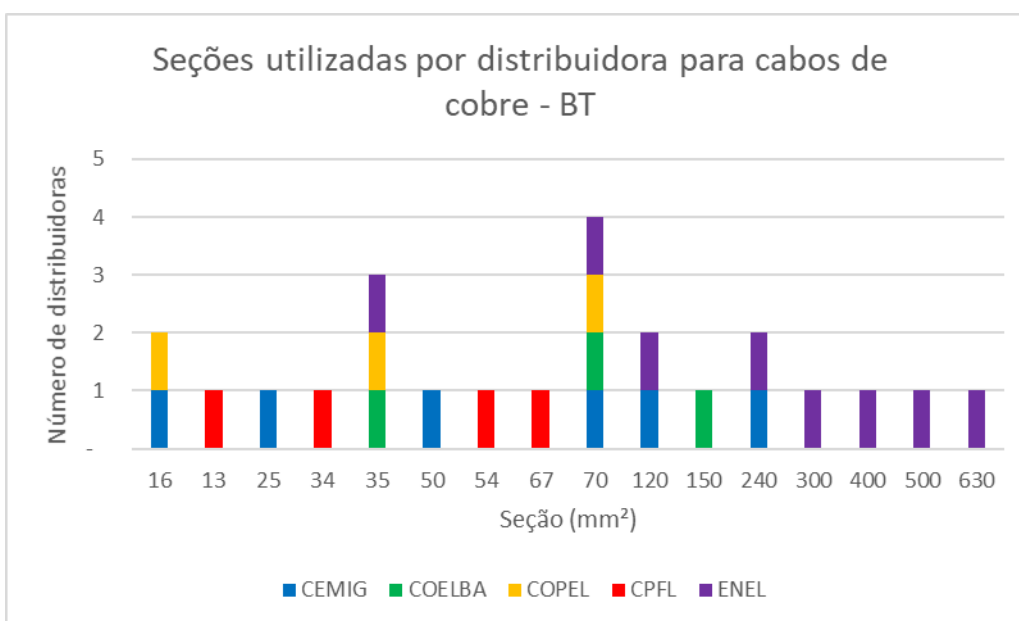


Figura 3.4 – Identificação das seções de condutores de cobre utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de baixa tensão. [47] ~ [70]

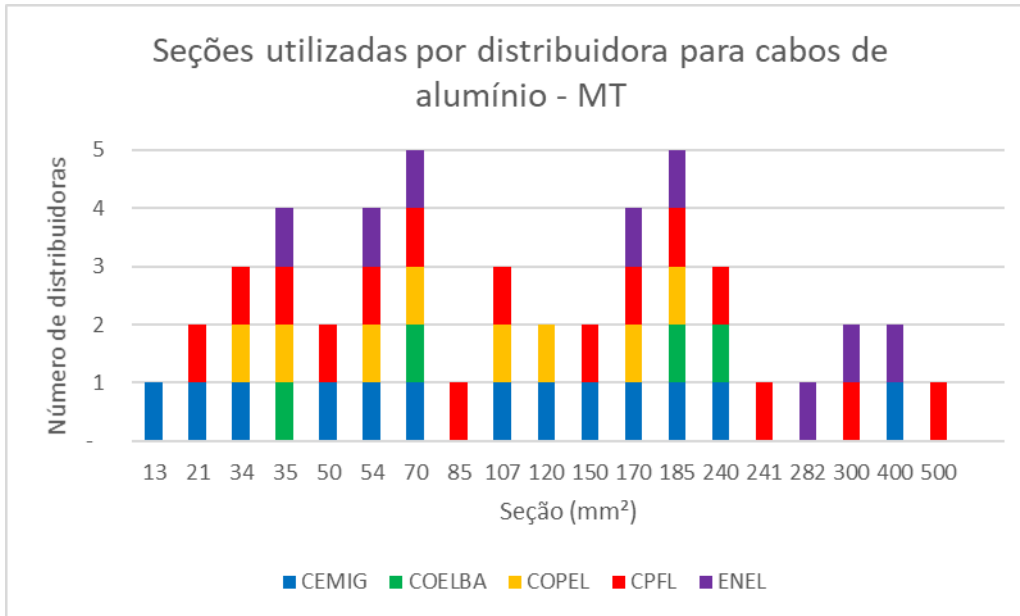


Figura 3.5 – Identificação das seções de condutores de alumínio utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70]

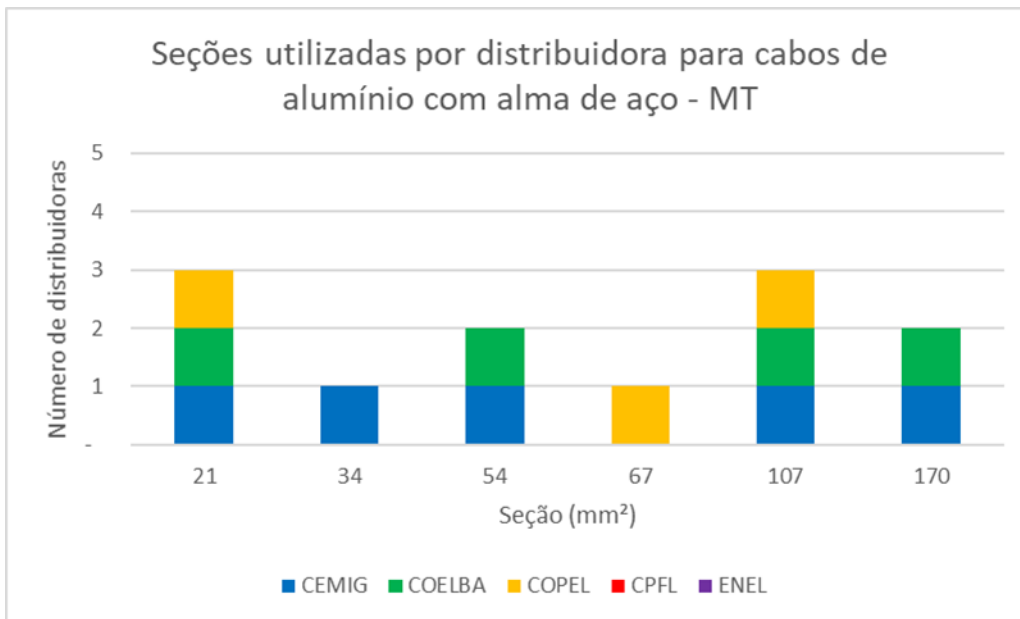


Figura 3.6 – Identificação das seções de condutores de alumínio com alma de aço utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70].

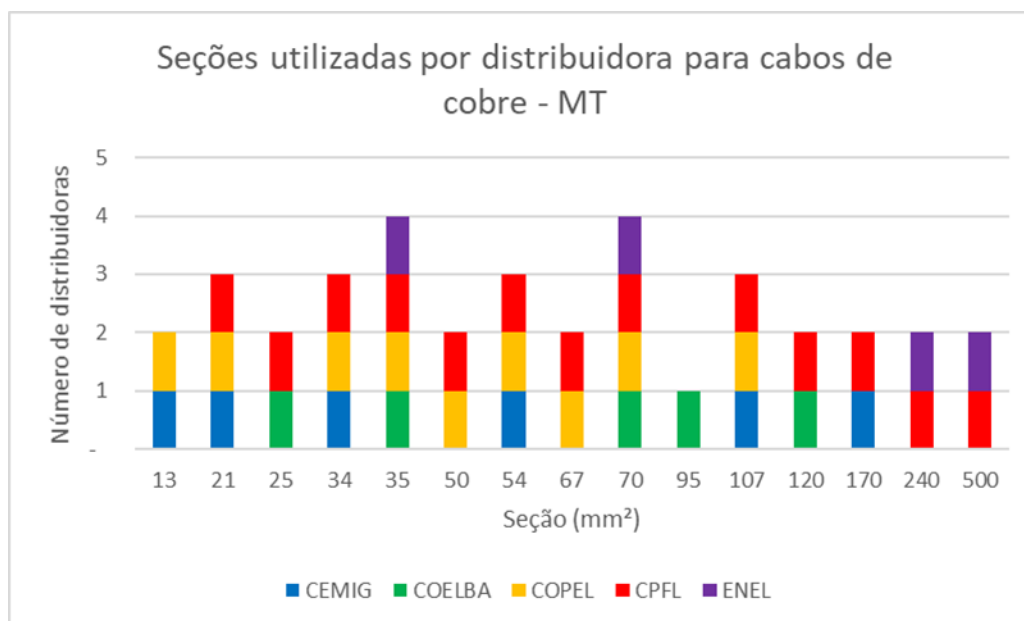


Figura 3.7 – Identificação das seções de condutores de cobre utilizados pelas concessionárias brasileiras em instalações de média tensão. [47] ~ [70]

Com base nas informações da Figura 3.2, a Tabela 3.1 apresenta as potências de transformadores típicos mais utilizados nas redes de distribuição brasileiras.

Tabela 3.1 – Identificação dos transformadores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras.

Transformador	Potência (kVA)
TR-1	45,0
TR-2	75,0
TR-3	112,5
TR-4	150,0

De maneira similar à caracterização de potência de transformadores apresentada pela Tabela 3.1, a Tabela 3.2 resume as seções de cabos de média tensão mais utilizadas para caracterização das redes brasileiras.

Tabela 3.2 – Identificação dos condutores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras para instalações de média tensão.

Condutor	Material	Seção (mm²)	Rcc 20 °C (Ω/km)	Rcc 90 °C (Ω/km)
MT-1	Alumínio	35	0,868	1,113
MT-2	Alumínio	54	0,537	0,688
MT-3	Alumínio	70	0,443	0,568
MT-4	Alumínio	170	0,169	0,216
MT-5	Alumínio	185	0,164	0,210
MT-6	Cobre	35	0,529	0,675
MT-7	Cobre	70	0,270	0,344

Como observação aos dados da Tabela 3.2, não foram considerados cabos de alumínio com alma de aço, pois estes não são utilizados por todas as concessionárias em redes de média tensão e, de acordo com os manuais das distribuidoras, seu uso nesta aplicação é restrito. A Tabela 3.3 resume as seções de cabos de baixa tensão.

Tabela 3.3 – Identificação dos condutores mais utilizados pelas concessionárias brasileiras para instalações de baixa tensão.

Condutor	Material	Seção (mm ²)	Rcc 20 °C (Ω/km)	Rcc 90 °C (Ω/km)
BT-1	Alumínio	35	0,868	1,113
BT-2	Alumínio	70	0,443	0,568
BT-3	Alumínio	120	0,253	0,324
BT-4	Cobre	35	0,529	0,675
BT-5	Cobre	70	0,270	0,344

Embora os manuais das concessionárias destaquem as características técnicas de construção de suas linhas de distribuição de energia e características principais de seus equipamentos, os padrões utilizados são retirados das normas brasileiras e, assim, de forma a complementar a caracterização relativa aos padrões de construção de redes de distribuição, o Apêndice A apresenta as características das redes de distribuição brasileiras, de acordo com os padrões normativos da ABNT.

3.2. Definições de carregamento das concessionárias de distribuição de energia

De acordo com o módulo dois do PRODIST, o planejamento e a expansão do sistema elétrico de distribuição devem contar como elemento base de análise as curvas de carga medidas durante a operação do sistema de distribuição, porém não contemplando medições de estações transformadoras cuja tensão secundária é inferior a 1 kV, ou das unidades consumidoras do grupo B. Segundo o PRODIST, às unidades consumidoras do grupo B são atribuídas curvas de carga determinadas por amostragem realizada em campanhas de medição pela concessionária de distribuição de energia, e ainda são requeridas às unidades consumidoras do grupo B a informação do consumo de potência ativa e, de forma opcional, a demanda de potência reativa.

Conforme verificado, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica não são obrigadas a realizar a medição da curva de carga em seus transformadores com tensão secundária inferior a 1 kV, porém são obrigadas a atender à carga requerida pelos seus acessantes, conforme explicitado na resolução normativa nº 1.000. Desta forma, o cálculo das

demandas máximas individuais de cada acessante, para determinação do padrão de entrada, é realizado com base nos equipamentos declarados pelo acessante. Porém, o dimensionamento de transformadores para atendimento de um grupo de consumidores do grupo B é realizado por meio de fatores de simultaneidade de demanda de seus acessantes, tanto para consumidores comerciais e industriais, quanto para consumidores residenciais.

Um exemplo de fator de simultaneidade de demanda utilizado é a “Demanda Diversificada” utilizada pela concessionária CEMIG. De acordo com [48], “Demanda Diversificada” é definida como “...a demanda resultante da carga de um grupo de unidades consumidoras ligadas em um circuito. É definida com base na probabilidade de utilização simultânea das cargas, ou seja, a demanda máxima do conjunto registrada em um intervalo de tempo ‘t’.”. Ainda segundo [48], o cálculo de demanda de transformadores para atendimento de consumidores residenciais deve ser feito por meio de uma planilha de liberação de carga exclusiva da concessionária ou, na falta da disponibilidade da planilha, de acordo com os valores da Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Valores de demanda diversificada de acordo com os padrões da concessionária CEMIG. [48]

Demanda Diversificada Residencial (kVA)				
Número de Consumidores no Circuito	Faixa de Consumo			
	Baixo	Médio	Alto	Altíssimo
1 a 5	0,35	0,70	1,38	4,62
6 a 10	0,33	0,62	1,28	4,04
11 a 15	0,31	0,54	1,17	3,47
16 a 20	0,29	0,49	1,07	2,90
21 a 25	0,28	0,45	0,97	2,50
26 a 30	0,27	0,42	0,87	2,13
31 a 40	0,26	0,39	0,78	1,75
Acima de 40	0,25	0,36	0,71	1,39

Notas:
 1 - Baixo – Consumo de 0 a 75 kWh
 2 - Médio – Consumo de 76 a 150 kWh
 3 - Alto – Consumo de 151 a 300 kWh
 4 - Altíssimo – Consumo superior a 300 kWh

De acordo com os dados da Tabela 3.4, um grupo de consumidores residenciais com um maior número de acessantes é caracterizado por uma diminuição da demanda individual de cada acessante. Desta forma, a concessionária considera que um grupo maior de consumidores em uma mesma faixa de consumo possui uma probabilidade menor de uso simultâneo de suas demandas máximas.

De forma a estimar o fator de simultaneidade da concessionária GEMIG para clientes residenciais, são tomados como base os dados de demanda máxima dos consumidores do grupo de 1 a 5 consumidores da Tabela 3.4, os valores de fator de simultaneidade são então calculados com base na equação (3.1) e apresentados na Tabela 3.5.

$$FS = \frac{S_d}{S_{max}} \quad (3.1)$$

onde:

FS é o fator de simultaneidade do grupo de consumidores;

S_d é a potência aparente considerada como demanda diversificada para as unidades do grupo de consumidores, expressa em kVA;

S_{max} é a potência aparente considerada como demanda máxima para as unidades do grupo de consumidores, expressa em kVA.

Tabela 3.5 – Estimativa de fator de simultaneidade da concessionária CEMIG.

Estimativa de fator de simultaneidade - CEMIG				
Número de Consumidores no Circuito	Faixa de Consumo			
	Baixo	Médio	Alto	Altíssimo
1 a 5	1,00	1,00	1,00	1,00
6 a 10	0,94	0,89	0,93	0,87
11 a 15	0,89	0,77	0,85	0,75
16 a 20	0,83	0,70	0,78	0,63
21 a 25	0,80	0,64	0,70	0,54
26 a 30	0,77	0,60	0,63	0,46
31 a 40	0,74	0,56	0,57	0,38
Acima de 40	0,71	0,51	0,51	0,30

Notas:
 1 - Baixo – Consumo de 0 a 75 kWh
 2 - Médio – Consumo de 76 a 150 kWh
 3 - Alto – Consumo de 151 a 300 kWh
 4 - Altíssimo – Consumo superior a 300 kWh

Conforme visto na Tabela 3.5, quanto maior o número de consumidores e o consumo individual de cada consumidor, menor é o fator de simultaneidade considerado. Desta forma, condutores e transformadores dimensionados pela empresa CEMIG, que atendem um maior número de consumidores residenciais, tendem a possuir uma potência nominal até 70 % inferior à demanda máxima de todos os seus consumidores atendidos.

Ainda como exemplo de fator de simultaneidade utilizado pelas concessionárias de energia, de acordo com [52], é utilizado pela concessionária COELBA o conceito de “Demanda Diversificada Média”, similar ao utilizado pela concessionária CEMIG, conforme visto na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Valores de demanda diversificada por UC residencial utilizados pela concessionária COELBA. [52]

Demanda Diversificada em kVA por Unidade Residencial				
Quantidade	Unidade Tipo A	Unidade Tipo B	Unidade Tipo C	Unidade Tipo D
1	1,26	4,86	8,68	17,79
2	0,81	3,16	5,61	11,49
3	0,61	2,35	4,21	8,62
4	0,49	1,91	3,41	6,98
5	0,42	1,61	2,89	5,91
6	0,38	1,46	2,61	5,34
7	0,35	1,37	2,41	4,93
8	0,32	1,23	2,21	4,52
9	0,31	1,19	2,12	4,35
10	0,29	1,14	2,02	4,19
11	0,28	1,11	1,96	4,01
12	0,27	1,05	1,88	3,87
13	0,26	1,01	1,81	3,69
14	0,25	0,96	1,74	3,55
15	0,24	0,94	1,68	3,45
16	0,24	0,92	1,64	3,37
17	0,24	0,91	1,63	3,33
18	0,24	0,91	1,62	3,32
19	0,23	0,91	1,61	3,31
Mais	0,23	0,91	1,61	3,29

Aplicando a equação (3.1) para qualquer coluna da Tabela 3.6, tem-se a estimativa de fator de simultaneidade utilizado pela concessionária distribuidora de energia COELBA, conforme apresentado na Figura 3.8.

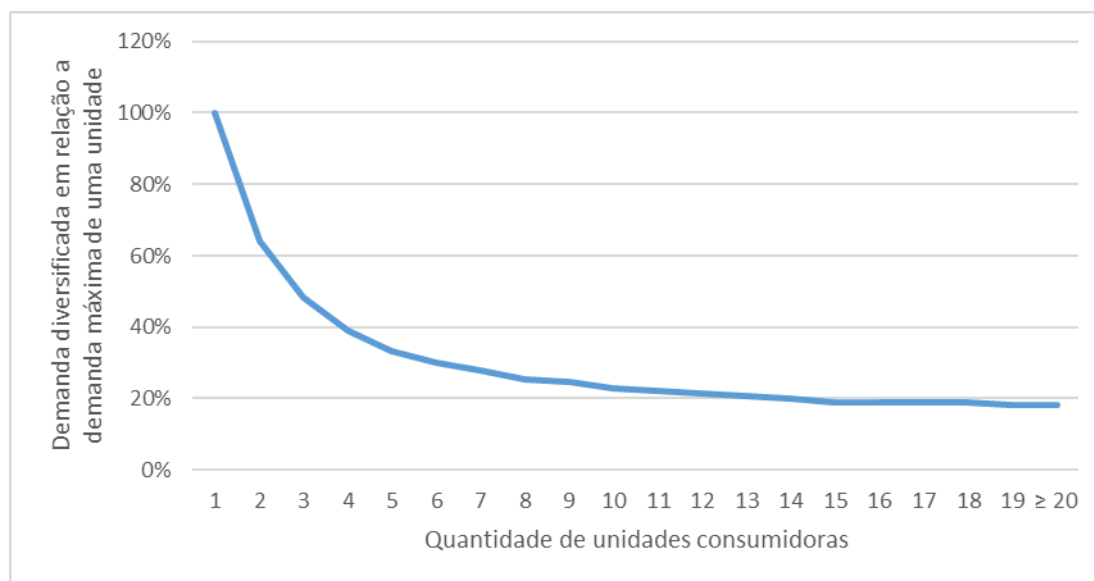


Figura 3.8 – Estimativa do fator de simultaneidade adotado pela empresa COELBA.

Conforme a informação da Figura 3.8, condutores e transformadores dimensionados pela empresa COELBA, que atendem a um maior número de consumidores residenciais, tendem a possuir uma potência nominal até 80 % inferior à demanda máxima de todos os seus consumidores atendidos. Desta forma, em um evento em que um grupo de acessantes demandar a sua capacidade máxima do sistema de distribuição simultaneamente, os elementos da rede de distribuição podem estar sujeitos a sobrecarregamento.

Com base nos exemplos de demanda diversificada destacados, é possível concluir que o uso de um fator de simultaneidade sujeita as redes de distribuição das concessionárias de energia a períodos de sobrecarregamento de seus componentes, pois existe a probabilidade de um conjunto de unidades consumidoras demandarem a sua carga máxima simultaneamente, ultrapassando a demanda máxima da rede de distribuição. Ainda assim, o sobrecarregamento pode ser incorporado à operação de componentes do sistema de distribuição, desde que seja mantido dentro de parâmetros de duração e amplitude, de forma a não ocasionar redução de vida útil não prevista de componentes, cabendo às concessionárias a decisão de admitir ou não sobrecarregamento em seus equipamentos. Segundo [64], a concessionária ENEL aponta de forma explícita o sobrecarregamento que ela admite em seus transformadores trifásicos, conforme descrito na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Plano de carregamento e substituição de transformadores da empresa ENEL. [64]

Potência Nominal do Transformador (kVA) - TRIFÁSICO											
15	30	45	75	112,5	150		225 R		225 C	300 R	300 C
Carregamento Inicial – (kVA)											
Carregamento Máximo Admissível para Atendimento (kVA)											
20	39	59	94	141	188		281		248	375	330
Carregamento Máximo Admissível pelo Transformador (kVA)											
24	48	72	112,5	169	225		338		270	450	360
Seqüência de Substituição – Potência Nominal do Novo Transformador (kVA)											
30	45	75	112,5	Fazer Nova E.T. para Aliviar a Carga		300		300		Fazer Câmara Transformadora	

A adoção de sobrecarregamento de equipamentos da rede de distribuição pelas concessionárias de energia permite concluir que as redes de distribuição brasileiras foram desenvolvidas para atendimento de uma demanda média com períodos de simultaneidade de demanda que incorrem em sobrecarregamento de seus equipamentos e, com isso, redução de vida útil admitida pelo planejamento das concessionárias.

Demonstrado como é administrado o carregamento de redes de distribuição pelas concessionárias brasileiras, é necessário verificar como é administrado o fator de variação de tensão nas redes de distribuição.

3.3. Variações de tensão consideradas pelas distribuidoras

De acordo com os manuais das concessionárias de distribuição de energia ([48],[52],[55] e [64]), devem ser utilizados os valores de variação de tensão conforme informado pelo módulo oito do PRODIST (Tabela 2.9). Porém, além dos valores de referência, as concessionárias adotam padrões de projeto orientativos quanto ao comprimento de suas linhas com base na queda de tensão ou definição de comprimentos máximos para redes de baixa tensão.

Segundo descrito em [55], o dimensionamento de uma rede de distribuição deve ser realizado considerando-se a queda de tensão nos condutores, de forma a não extrapolar os limites de referência do PRODIST, com base nas impedâncias características de linha, comprimento de linha e demanda de potência. A Tabela 3.8 apresenta um exemplo de valores de coeficientes de queda de tensão adotados pela concessionária COPEL para o dimensionamento de suas redes de distribuição em média tensão.

Tabela 3.8 – Coeficientes de queda de tensão adotados pela empresa COPEL para dimensionamento de suas redes de distribuição em média tensão. [55]

Coeficiente de queda de tensão [% / (MVA x km)]					
Condutores de alumínio			Condutores de cobre		
Seção do condutor (AWG/MCM)	Tensão do sistema		Seção do condutor (mm²)	Tensão do sistema	
	13,8 kV	34,5 kV		13,8 kV	34,5 kV
2 CA	0,56	0,09	35	0,39	0,06
2/0 CA	0,33	0,05	70	0,25	0,04
4/0 CA	0,24	0,04	120	0,18	0,03
336,4 CA	0,19	0,03			

Obs: Sistemas trifásicos com rede padrão N1/N2 da norma ABNT NBR 15688

De forma a abordar comprimentos máximos típicos de redes de média tensão, a Tabela 3.9 apresenta valores máximos de comprimentos de linha calculados com base na equação (3.2), utilizando valores de variação de tensão de 10 % referenciados pelo PRODIST, considerando a tensão unitária no início de linha e 0,9 no fim de linha, e 50 % do carregamento suportável pelos condutores.

$$L = \frac{2 * 1.000 * \Delta V}{C_{\Delta V} * \sqrt{3} * I_{max} * V_{sist}} \quad (3.2)$$

onde:

L é o comprimento estimado da linha de distribuição, expresso em km;

ΔV é a variação de tensão permitida na linha, expressa em %;

$C_{\Delta V}$ é o coeficiente de queda de tensão, expresso em % / (MVA x km);

I_{max} é a corrente máxima suportada pelos condutores, expressa em A;

V_{sist} é a tensão de linha do sistema de distribuição, expressa em kV.

Tabela 3.9 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 10 - I = 50 % I_{max} .

Estimativa de comprimento de linha com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 10 - I = 50 % I_{max}						
Tipo de condutor	Tensão do sistema 13,8 kV			Tensão do sistema 34,5 kV		
	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)
Al - 2 CA	169	2,02	8,79	166	4,96	22,40
Al - 2/0 CA	218	2,61	11,60	211	6,30	29,93
Al - 4/0 CA	341	4,08	10,10	329	9,83	26,08
Al - 336,4 CA	453	5,41	9,93	438	13,09	25,47
Cu - 35	221	2,64	9,68	217	6,48	24,48
Cu - 70	333	3,98	9,93	323	9,65	25,27
Cu - 120	470	5,62	10,12	454	13,56	26,33

Conforme os dados da Tabela 3.9, as linhas de distribuição em média tensão projetadas pela COPEL podem apresentar comprimentos de aproximadamente 30 km, sem incorrer em quedas de tensão que infrinjam os limites do PRODIST. De acordo com [71], se for utilizado o conceito de carga distribuída ao longo da linha, as linhas de distribuição em média tensão podem chegar a 60 km de comprimento. De acordo com a equação (3.2), o valor de variação de tensão considerado influencia diretamente o comprimento do projeto de linhas de distribuição. Desta forma, tomando como base os resultados da Tabela 3.9 e utilizando a variação máxima de tensão de 15 %, referenciada pelo PRODIST, que corresponde à diferença em relação ao valor mais alto de tensão considerada como precária no início de linha e o menor valor de tensão considerada como precária no fim de linha, os comprimentos de linha considerados serão 50 % mais longos, em relação aos resultados para uma variação de tensão de 10 %. A Tabela 3.10 apresenta a estimativa de comprimento de linha de média tensão com uma variação de 15 % do valor da tensão de fim de linha.

Tabela 3.10 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 15 - I = 50 % I_{max} .

Estimativa de comprimento de linha com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 15 - I = 50 % I_{max}						
Tipo de condutor	Tensão do sistema 13,8 kV			Tensão do sistema 34,5 kV		
	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)
Al - 2 CA	169	2,02	13,19	166	4,96	33,60
Al - 2/0 CA	218	2,61	17,39	211	6,30	44,89
Al - 4/0 CA	341	4,08	15,15	329	9,83	39,13
Al - 336,4 CA	453	5,41	14,90	438	13,09	38,21
Cu - 35	221	2,64	14,52	217	6,48	36,72
Cu - 70	333	3,98	14,90	323	9,65	37,91
Cu - 120	470	5,62	15,17	454	13,56	39,49

Ainda como outra abordagem ao uso de uma maior variação de tensão, é possível atribuir maiores demandas a linhas de distribuição existentes. Pela equação (3.2), um aumento na variação de tensão pode ser acompanhado por um ganho proporcional na demanda, mantendo o mesmo resultado para o comprimento máximo de linha. A Tabela 3.11 apresenta os mesmos resultados para comprimentos máximos de linha vistos na Tabela 3.9, porém com valor de máxima variação de tensão de 15 % e 75 % da máxima capacidade das linhas.

Tabela 3.11 – Estimativa de comprimento de linha de média tensão com base em variação de tensão para as redes do COPEL - ΔV (%) = 15 - I = 75 % I_{max} .

Estimativa de comprimento de linha com base na variação de tensão para as redes do COPEL - ΔV (%) = 15 - I = 75 % I_{max}						
Tipo de condutor	Tensão do sistema 13,8 kV			Tensão do sistema 34,5 kV		
	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)	Corrente máxima (A)	Potência considerada (MVA)	Comprimento de linha (km)
Al - 2 CA	169	3,03	8,79	166	7,44	22,40
Al - 2/0 CA	218	3,91	11,60	211	9,46	29,93
Al - 4/0 CA	341	6,11	10,10	329	14,74	26,08
Al - 336,4 CA	453	8,12	9,93	438	19,63	25,47
Cu - 35	221	3,96	9,68	217	9,73	24,48
Cu - 70	333	5,97	9,93	323	14,48	25,27
Cu - 120	470	8,43	10,12	454	20,35	26,33

Em resumo, as linhas de distribuição em média tensão projetadas pela empresa COPEL podem ter comprimentos máximos de até 60 km. Porém, este valor depende principalmente da

variação de tensão entre o início e fim de linha, e do carregamento da linha. Desta forma, é esperado que um maior carregamento de linha seja atendido por linhas mais curtas ou contemplando maior variação de tensão entre o início e o fim de linha. O módulo dois do PRODIST permite que sejam ajustados os *taps* dos transformadores dos sistemas de distribuição e, desta forma, linhas existentes podem ter incremento em seu carregamento com o aumento da tensão no início de linha.

Ainda sobre a regulação de *taps*, é possível estender as linhas de distribuição de baixa tensão ou permitir um maior carregamento de linhas pelo mesmo princípio, de forma análoga ao discutido no exemplo da Figura 1.9, porém utilizando transformadores sem autocomutação de *taps* para correção da subtensão gerada pela demanda do sistema de baixa tensão.

O manual da COPEL [55], também apresenta valores de queda de tensão para sistemas de baixa tensão, conforme visto na Tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Coeficientes de queda de tensão adotados pela empresa COPEL para dimensionamento de suas redes de distribuição em baixa tensão. [55]

Coeficiente de queda de tensão [% / (kVA x km)]			
Condutores de alumínio		Condutores de cobre	
Seção do condutor (AWG/MCM)	Tensão do sistema 220/127 V	Seção do condutor (mm ²)	Tensão do sistema 220/127 V
02 CA	0,21	16	0,24
2/0 CA	0,12	35	0,13
4/0 CA	0,09	70	0,08
Obs: Sistemas trifásicos com espaçadores de distância equivalente Deq 252 mm			

Utilizando a equação (3.2), porém ajustando as ordens de grandeza para os dados da Tabela 3.12, a Tabela 3.13 apresenta comprimentos máximos de linha para redes de baixa tensão da COPEL considerando a tensão no início de linha igual à tensão nominal do sistema e a tensão no fim de linha igual a 87 % da tensão nominal.

Tabela 3.13 – Estimativa de comprimento de linha de baixa tensão com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 13 - I = 50 % I_{max}.

Estimativa de comprimento de linha com base em variação de tensão para as redes da COPEL - ΔV (%) = 13 - I = 50 % I _{max}			
Tipo de condutor	Tensão do sistema 220 V		
	Corrente máxima (A)	Potência considerada (kVA)	Comprimento de linha (m)
Al - 2 CA	150	28,58	222
Al - 2/0 CA	199	37,91	290
Al - 4/0 CA	324	61,73	247
Cu - 16	97	18,48	292
Cu - 35	162	30,87	320
Cu - 70	254	48,39	319

De forma análoga à análise para linhas de média tensão, as linhas de baixa tensão podem apresentar comprimentos de até 640 m sem incorrer em quedas de tensão que infrinjam os limites do PRODIST. Ainda conforme os resultados para as linhas de média tensão, as linhas de baixa tensão também podem usufruir de um aumento no limite de variação de tensão entre início e fim de linha, a fim de serem desenvolvidos projetos com maior comprimento de linha ou permitir maior carregamento das linhas existentes. Sobre o comprimento das redes de baixa tensão, algumas concessionárias especificam comprimentos máximos de projeto para linhas de baixa tensão, como, por exemplo, 160 m e 350 m conforme especificado em [48] e [61], respectivamente, ou 200 m, para sistemas em 220/127 V, e 400 m para sistemas em 380/220 V conforme especificado em [52].

A análise dos critérios de queda de tensão e de comprimentos de linha associadas às diretrizes do PRODIST permite concluir que as redes brasileiras são dimensionadas considerando a queda de tensão entre o início e o fim de linha, sendo as concessionárias detentoras dos sistemas de distribuição autorizadas a atuar nos *taps* de seus transformadores, de forma a permitir aumento na tensão de início de linha, a fim de obter um maior carregamento de linhas existentes. Ainda, devido aos comprimentos de rede estimados, é possível admitir geração simultânea para sistemas de geração instalados em redes de média tensão em dias de céu claro e geração simultânea para geradores instalados em redes de baixa tensão independentemente da condição de irradiação solar, conforme os valores de variabilidade de geração dispostos na Figura 1.22 e na Figura 1.23.

3.4. Caracterização da alta penetração da geração distribuída nas redes brasileiras

Conforme descrito pelas resoluções normativas, acessantes dos sistemas de distribuição em baixa tensão, que desejem instalar geradores com fontes intermitentes, são classificados como microgeradores atrelados ao regime de compensação de energia. Os microgeradores possuem a sua potência máxima de injeção conforme informe da distribuidora de energia local, sendo possível a estes geradores a injeção da máxima potência disponível em qualquer período do dia. Ainda segundo a descrição das resoluções, os acessantes podem requerer um aumento de capacidade de fornecimento para atendimento de sistemas de geração que estejam limitados, sem a necessidade de requerer um aumento de carga instalada, ainda que este tipo de requerimento esteja sujeito a custos para o acessante, se for necessário o aumento de número de condutores no seu padrão de entrada.

Segundo [72], sistemas elétricos domiciliares com geração fotovoltaica que participam de programas de compensação de energia não possuem incentivos para o autoconsumo da energia gerada. Assim, em média 35 % da energia gerada por este tipo de instalação é consumida e o excedente é entregue à rede elétrica para ser compensado pelo consumo em horários em que não há geração.

De acordo com [73], o sistema de compensação de energia como forma de ressarcimento pela energia produzida e injetada na rede de distribuição por geradores distribuídos possui impactos no longo prazo, com o aumento das instalações fotovoltaicas conectadas à rede. Entre estes impactos está um aumento na potência máxima de sistemas para injeção na rede em relação à demanda máxima dos consumidores da rede, conforme visto na Figura 3.9. Isso se deve ao menor tempo de operação dos geradores fotovoltaicos em relação ao tempo de operação das cargas dos acessantes, com destaque para sistemas residenciais que não possuem incentivos para autoconsumo da energia gerada. Desta forma, microgeradores atrelados ao sistema de compensação de energia têm a necessidade de uma potência de geração maior, a fim de atingir o balanço energético zero. A Figura 3.10 destaca a característica de operação de um gerador distribuído residencial na Espanha, sujeito a tarifação pelo sistema de compensação de energia, em que o excedente de produção é utilizado para reduzir a energia cobrada pela distribuidora, ou "*Net Consumption*".

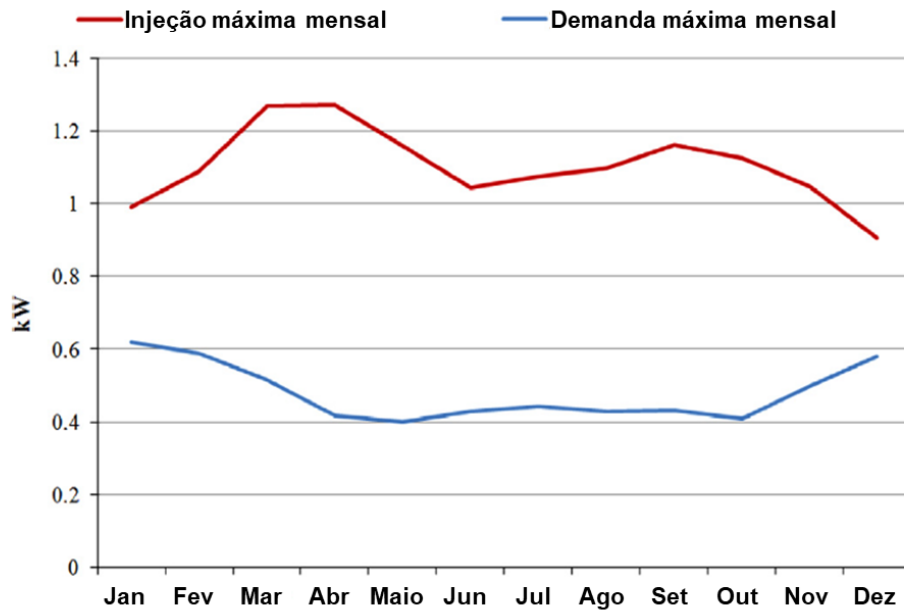


Figura 3.9 – Médias mensais de capacidade de geração e demanda, em kW, de um consumidor residencial participante do sistema de compensação de energia. (Adaptado de [73])

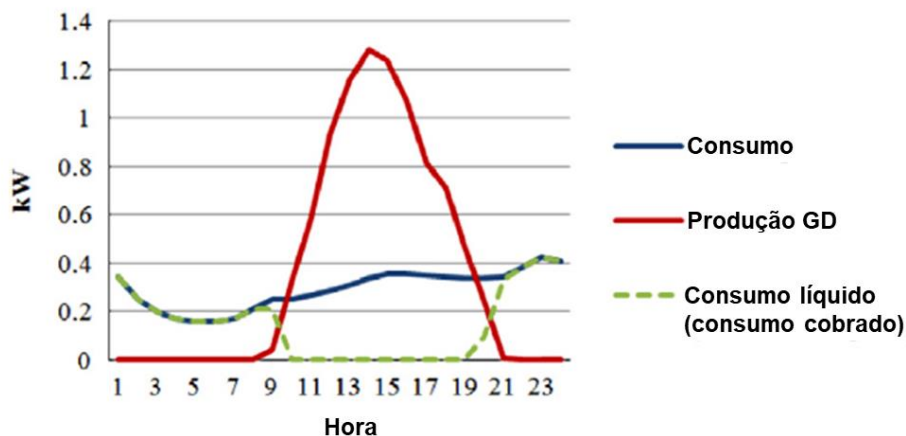


Figura 3.10 – Curvas típicas diárias de geração e demanda de um consumidor residencial participante do sistema de compensação de energia. (Adaptado de [73])

Ainda segundo [74], sistemas de geração fotovoltaica sob o regime de compensação de energia apresentam maior vantagem econômica no preço da sua energia produzida em relação a sistemas de compra e venda de energia em tempo real e, assim, os sistemas fotovoltaicos para operação em regime de compensação tendem a possuir maior capacidade.

No Brasil, embora a Lei 14.300 em conjunto com a Resolução Normativa nº 482 apresente um sistema de compensação que incentiva o autoconsumo, pois sobre o consumo líquido incide a TUSDfioB, para obter a menor fatura de energia possível os acessantes do sistema são então

incentivados a produzir 100 % de sua energia consumida com o maior valor de potência de injeção possível. Desta forma, em um cenário de alta penetração fotovoltaica no Brasil, é esperado que as UC com geradores distribuídos não apenas utilizem toda a capacidade de seus equipamentos gerais de proteção, mas também façam a requisição de aumento da capacidade de seus equipamentos de proteção, sem necessariamente aumentar a demanda frente a concessionária.

Do ponto de vista do planejamento energético, o módulo dois do PRODIST requer às concessionárias distribuidoras de energia a medição das curvas de carga de seus transformadores de alta e média tensão, porém as curvas de carga dos transformadores de baixa tensão podem ser estimadas com base em campanhas de medição e com o planejamento do aumento da carga realizado sob estas estimativas. De acordo com [75], o aumento da geração distribuída aumenta o estresse dos sistemas de distribuição, podendo resultar na “curva pato”, ou “*duck curve*”, sendo necessário ao planejamento adotar medidas para o traçado de curvas de carregamento em transformadores semelhantes às curvas da Figura 3.11.

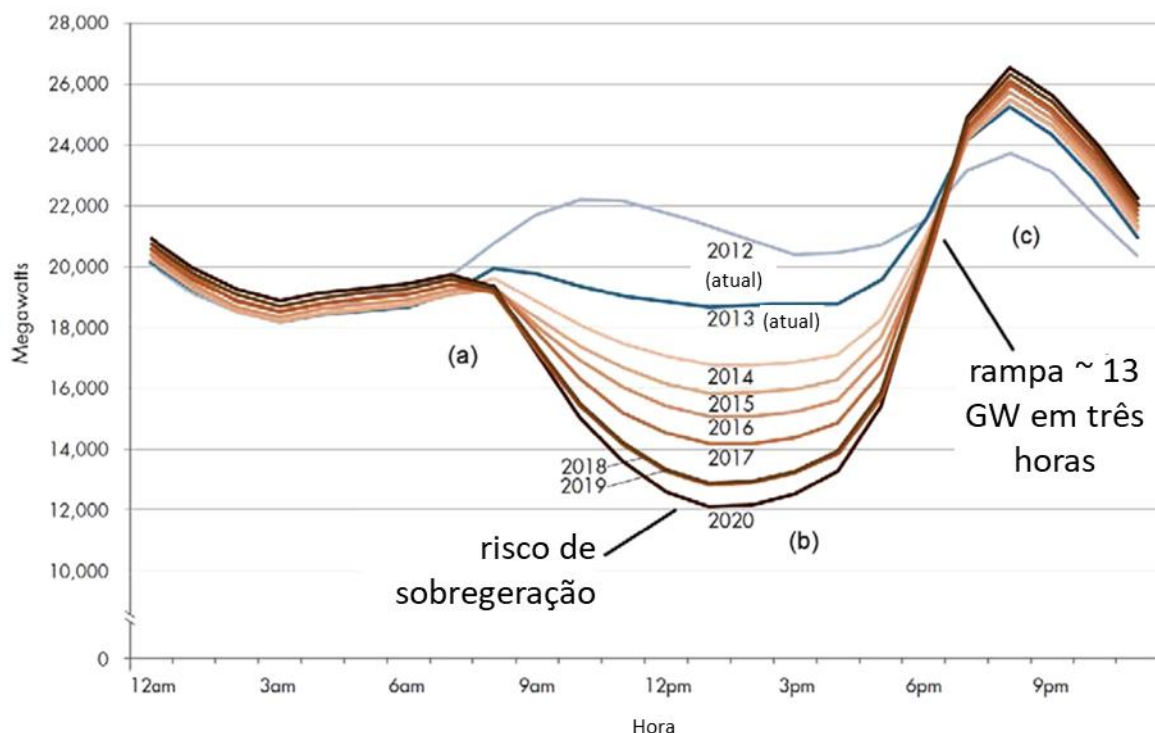


Figura 3.11 – Exemplo de *duck curve* no planejamento energético. (Adaptado de [75])

Analisando a Figura 3.11, vê-se que o carregamento da rede de distribuição possui um aumento previsto pelos métodos tradicionais de planejamento de aumento da demanda, mas à medida que ocorre o aumento da penetração fotovoltaica como geração distribuída, em um

primeiro momento ocorre o alívio de carga da rede nos períodos da geração fotovoltaica, como indicado na Figura 3.11. Porém, em um segundo momento, considerando o aumento da geração por parte de consumidores com baixo autoconsumo (com curvas de demanda e injeção similares às mostradas na Figura 3.10), caracterizado principalmente pelos grupos residenciais de conexão com a rede em baixa tensão, é necessário avaliar o carregamento das redes de baixa tensão durante a injeção de potência, por parte das unidades de geração distribuída.

De forma a demonstrar a evolução no carregamento das redes de distribuição, toma-se como base um transformador de potência nominal 75 kVA e a curva de carregamento típica para consumidores residenciais de baixa tensão com consumo médio entre 221 e 500 kWh/mês, apresentada na Figura 3.12, utilizada pela concessionária de distribuição de energia ENEL como referência para o seu método de cálculo ([64]).

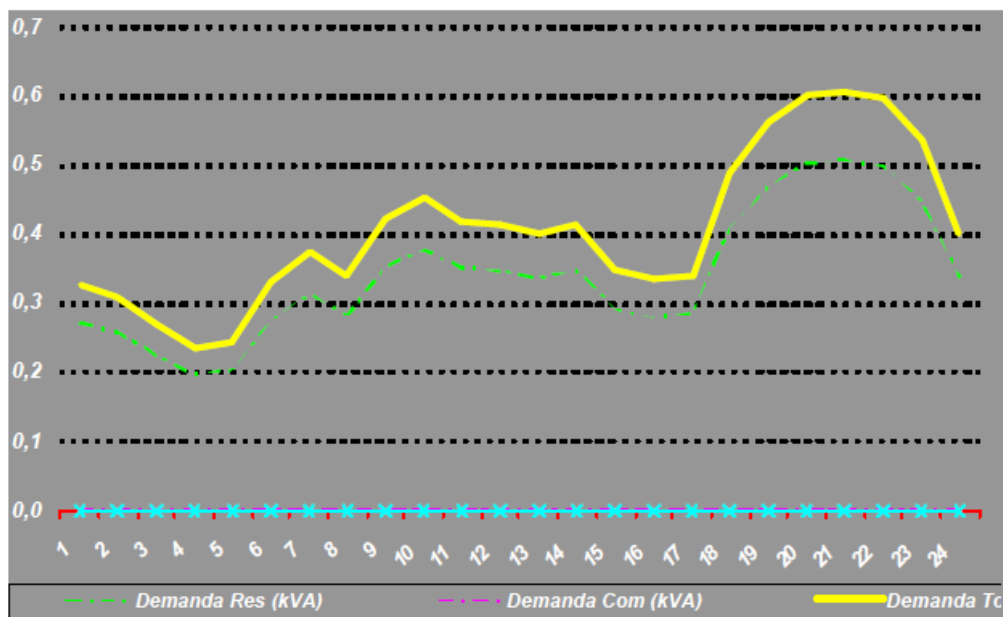


Figura 3.12 – Curva de carga típica de unidades consumidoras, com consumo entre 221 e 500 kWh/mês. [64]

Para a aplicação da curva em amarelo na Figura 3.12, considera-se que a média das unidades consumidoras consome 360 kWh/mês, o que corresponde ao ponto médio do intervalo entre 221 e 500 kWh/mês e, desta forma, cada UC possui uma demanda média de 0,50 kW, considerando um mês equivalente a 30 dias.

Além do perfil de demanda, é necessário estimar o perfil de geração com base no carregamento de um sistema fotovoltaico para um dia de céu claro, conforme destacado na Figura 1.23. Segundo [76], a partir do valor de irradiância direta na localização do sistema

fotovoltaico, o perfil de irradiância perpendicular que incide em um plano horizontal ou inclinado é ditado pelo cosseno do ângulo zenital em relação ao plano, conforme as equações (3.3) e (3.4), respectivamente.

$$G_{d,h} = G_d * \cos(\varnothing_z) \quad (3.3)$$

$$G_{d,\beta} = G_d * \cos(\varnothing_{z\beta}) \quad (3.4)$$

onde:

$G_{d,h}$ é a irradiância solar normal no plano horizontal da superfície terrestre, expressa em W/m^2 ;

G_d é a irradiância solar direta no plano horizontal da superfície terrestre, expressa em W/m^2 ;

\varnothing_z é o ângulo zenital do raio solar incidente, expresso em $^\circ$;

$G_{d,\beta}$ é a irradiância solar normal no plano com inclinação β em relação ao plano horizontal, expressa em W/m^2 ;

$\varnothing_{z\beta}$ é o ângulo entre o raio solar incidente e a normal ao plano com inclinação β em relação ao plano horizontal expresso em $^\circ$.

Ainda segundo [76], a irradiância global no plano horizontal é composta não somente pela irradiância solar perpendicular direta, mas também pela irradiância difusa proveniente do espalhamento da radiação solar pelos elementos que compõem a atmosfera como gases, material particulado e nuvens.

De acordo com [77], existem diversos modelos geométricos para estimativa do perfil de irradiância a céu claro com base no cosseno do ângulo zenital, com a sua maioria assumindo um valor constante de irradiância direta extraterrestre a atingir o globo terrestre. Ainda, uma vez adotado o valor de irradiância extraterrestre, os modelos utilizam métodos de atenuação desse valor por valores constantes ou mesmo equações, também dependentes do cosseno do ângulo zenital, a fim de obter a irradiância solar direta que atinge a superfície terrestre nos diversos horários e dias do ano. A Figura 3.13 apresenta a comparação entre seis métodos destacados em [77] e as equações de (3.5) a (3.10) apresentam cada um dos modelos da Figura 3.13.

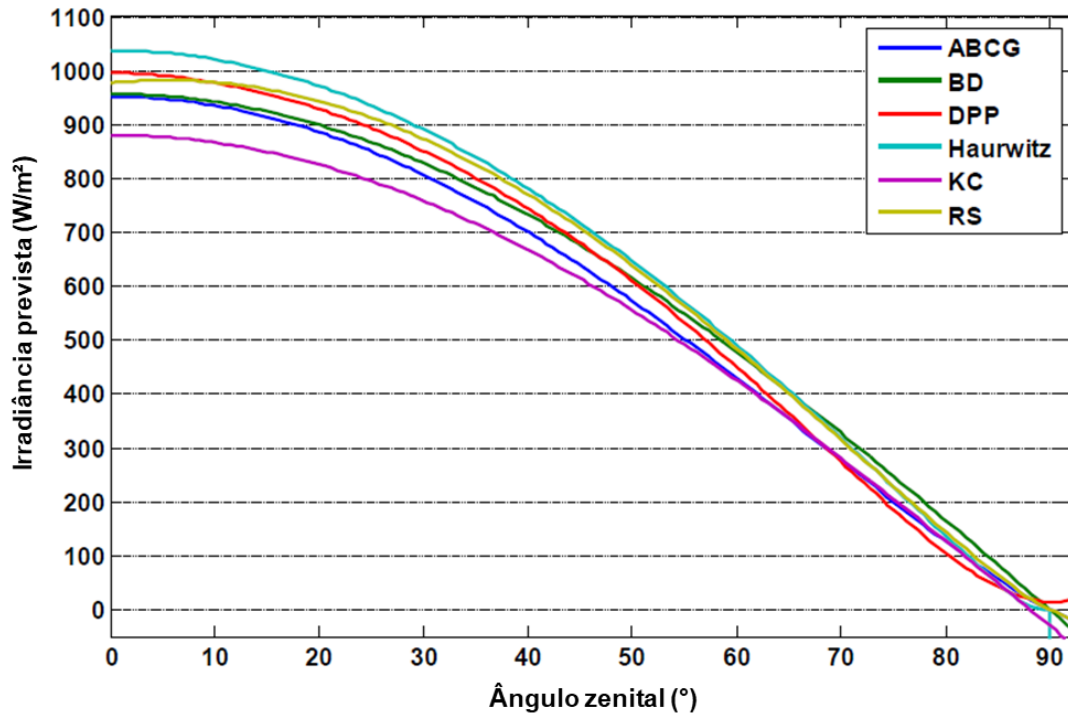


Figura 3.13 – Comparação entre os métodos de estimativa de irradiância solar. (Adaptado [77])

$$\begin{aligned}
 \text{DPP} \quad GHI &= 950,2 * (1 - e^{(-0,075*(90^\circ - \phi_z)})} * \cos(\phi_z) + 14,29 \\
 &+ 21,04 * \left(\frac{\pi}{2} - z * \frac{\pi}{180}\right) \quad (3.5)
 \end{aligned}$$

$$\text{KC} \quad GHI = 910 * \cos(\phi_z) - 30 \quad (3.6)$$

$$\text{Haurwitz} \quad GHI = 1098 * \cos(\phi_z) * e^{\left(\frac{-0,057}{\cos(\phi_z)}\right)} \quad (3.7)$$

$$\text{BD} \quad GHI = I_0 * 0,7 * \cos(\phi_z) \quad (3.8)$$

$$\text{ABCG} \quad GHI = 951,39 * (\cos(\phi_z))^{1,15} \quad (3.9)$$

$$\text{RS} \quad GHI = 1159,24 * (\cos(\phi_z))^{1,179} * e^{(-0,0019*(90^\circ - \phi_z))} \quad (3.10)$$

onde:

GHI é a irradiância solar global máxima no plano horizontal da superfície terrestre, expressa em W/m^2 ;

Os métodos geométricos percorridos em [77] foram comparados a medidas de céu claro a sol-real, obtendo-se erros entre 50 e -150 W/m² em relação à medição. Ainda de acordo com [77], modelos que consideram a influência da variação do comprimento do caminho percorrido pela irradiância solar direta e espalhamento da radiação solar, como a variação de massa de ar, “Air Mass – AM”, ou turbidez de Linke, apresentam erros inferiores a 25 W/m². Porém, mesmo sendo baseados no cosseno do ângulo zenital, necessitam de mais dados e informações sobre a atmosfera local para obtenção da irradiância solar direta na superfície terrestre.

A fim de propor um modelo simplificado capaz de definir a curva de irradiância horizontal global a céu claro e o perfil de geração para uma determinada localidade, são então considerados três pontos principais. No primeiro ponto, dado que existem modelos que propõem somente o uso do cosseno do ângulo zenital, com incertezas aceitáveis pela comunidade científica, o modelo proposto é baseado somente nesta variável ao longo do dia. No segundo ponto, como o principal agente causador da componente difusa da irradiância horizontal global são nuvens e, portanto, estas podem ser desconsideradas em modelos de céu claro, o modelo não conta com a componente difusa causada pelo espalhamento da irradiância solar na atmosfera terrestre. No terceiro ponto, ainda relativo à componente difusa e atenuação da irradiância extraterrestre que atinge o globo, considerando que a variação da irradiância solar direta necessita de dados específicos da localidade a ser aplicada, como a variação de massa de ar e turbidez de Linke, o modelo também não aborda essas variações. Cabe destacar que o intuito do modelo é permitir o traçado da curva de geração de um gerador fotovoltaico sob céu claro, onde as atenuações de irradiância podem ser compensadas por maior área de captação do recurso solar, pois o foco do estudo é verificar a incidência máxima da geração fotovoltaica. Desta forma, é definido um modelo para obtenção da curva de irradiância solar direta com base na irradiação solar diária no plano inclinado. O modelo é definido pela obtenção da componente máxima da irradiância conforme a equação (3.11) e o traçado da curva de irradiância pelo uso da equação (3.4).

$$G_d = \frac{H_{d,\beta}}{\int t * \cos(\phi_{z\beta t})} = \frac{H_{d,\beta}}{\sum \Delta t_n * \cos(\phi_{z\beta n})} \quad (3.11)$$

onde:

G_d é a irradiância solar direta máxima no plano horizontal da superfície terrestre, expressa em W/m²;

$H_{d,\beta}$ é a irradiação solar direta diária no plano com inclinação β em relação ao plano horizontal, expressa em Wh/m²;

n é o número de intervalos de tempo considerados para o cálculo;

Δt_n é o período de tempo “n” considerando um valor constante do ângulo entre o raio solar incidente e a normal ao plano com inclinação β em relação ao plano horizontal, expresso em h;

$\theta_{z\beta n}$ é o ângulo entre o raio solar incidente e a normal ao plano com inclinação β em relação ao plano horizontal no período “n”, expresso em °.

Segundo o estudo desenvolvido em [78], as regiões brasileiras apresentam médias anuais de irradiação solar direta no plano horizontal conforme apresentado na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Irradiação diária média nas regiões brasileiras. [78]

Região	Irradiação direta média diária (kWh/m ² .dia)
Norte	3,26
Nordeste	5,05
Centro-oeste	4,53
Sudeste	4,75
Sul	4,20

Desta forma e com base na irradiação diária média para a região sudeste, a curva de irradiância solar para um dia de céu claro durante o equinócio, na latitude de 23° e com a inclinação do plano equivalente à latitude, é dada pela Figura 3.14.

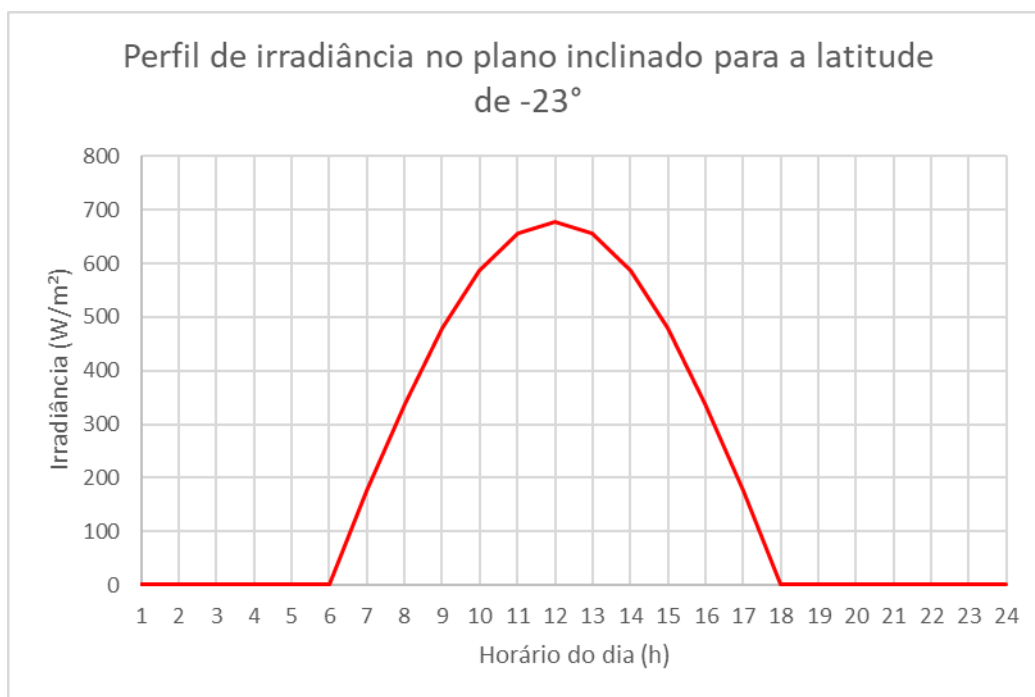


Figura 3.14 – Perfil de irradiância no plano inclinado para a latitude de -23° e irradiação diária de $4,75 \text{ kWh/m}^2$.

Utilizando a curva da Figura 3.12, conforme as instruções de normalização descritas em [50], e normalizando o perfil de irradiância da Figura 3.14 com base no valor de 1.000 W/m^2 , a Figura 3.15 apresenta os perfis de demanda e geração típicos para uma UC residencial com sistema de geração fotovoltaico conectada à rede da concessionária ENEL.

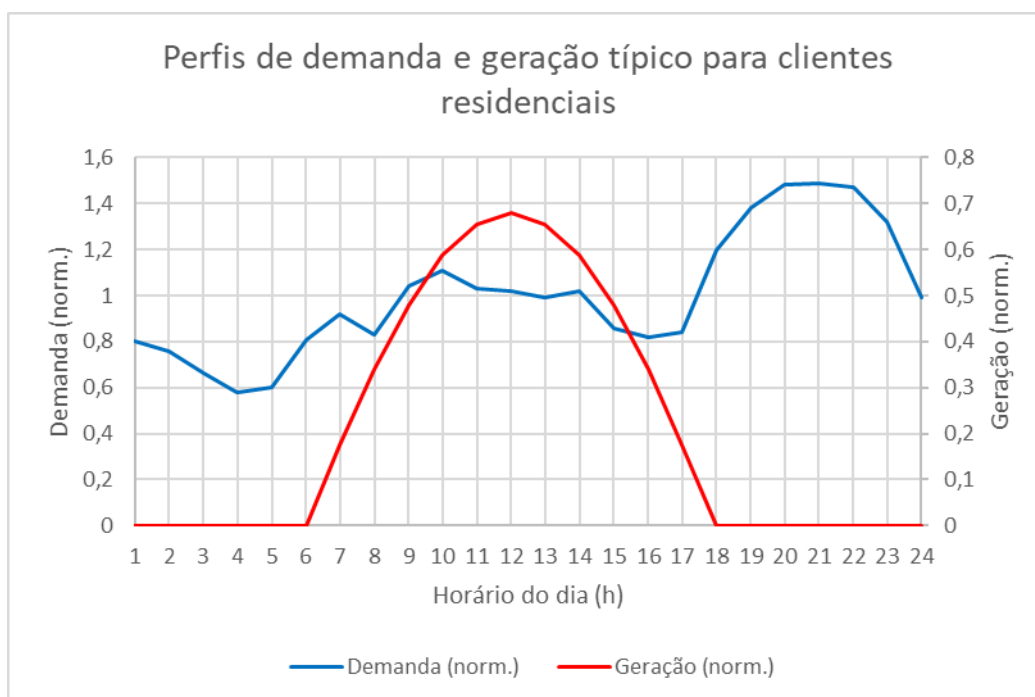


Figura 3.15 – Perfis de demanda e geração para unidades consumidoras residenciais com geração fotovoltaica conectadas à rede da concessionária ENEL.

Com base no consumo médio de 360 kWh/mês e na curva de demanda da Figura 3.15, para que as unidades consumidoras possuam uma demanda média de 0,50 kW, é necessário que elas possuam uma demanda de máxima de 0,75 kW, conforme as instruções de normalização da curva da ENEL. Assim, o perfil de demanda do transformador de 75 kVA pode ser traçado com base na curva normalizada da Figura 3.15, pela proporção entre os valores da curva de demanda, da demanda média de 0,50 kW, e do número de unidades consumidoras conectadas ao transformador. De forma a verificar o aumento de demanda em um transformador de 75 kVA, foram traçadas curvas de grupos de unidades consumidoras com 10, 30, 50, 70 e 100 indivíduos conectados, representando o aumento no número de unidades consumidoras em momentos distintos da operação do transformador. As curvas resultantes são apresentadas na Figura 3.16.

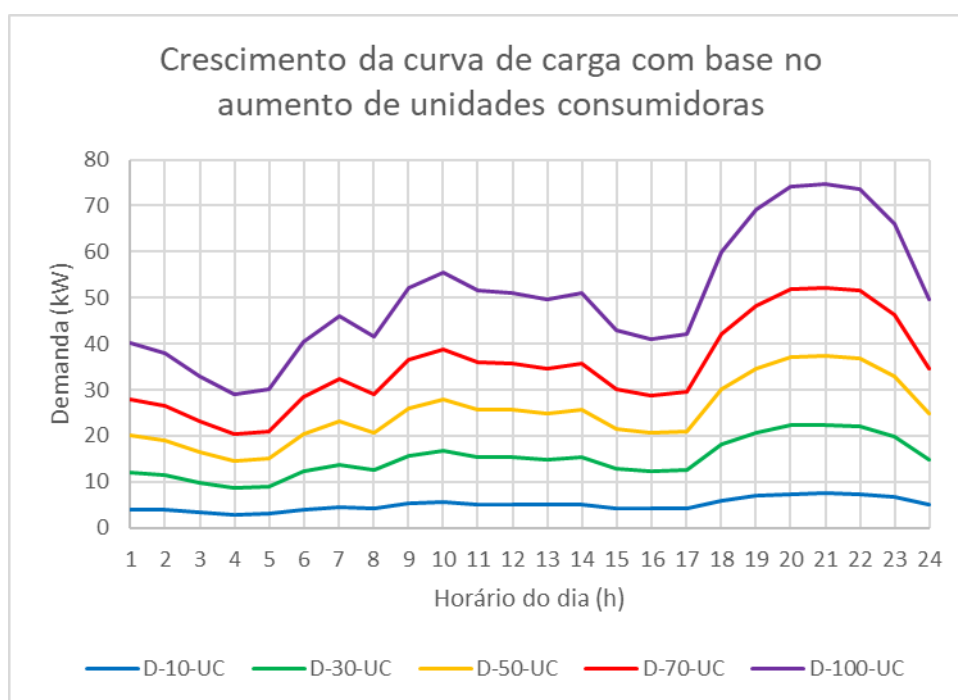


Figura 3.16 – Crescimento da curva de carga em transformadores de 75 kVA da concessionária ENEL com base no perfil típico para clientes residenciais e número de UC.

Conforme visto na Figura 3.16, para um grupo de 10 unidades consumidoras conectadas a demanda do transformador de 75 kVA é baixa. Porém, à medida que o número de unidades consumidoras aumenta, a demanda máxima aumenta de forma proporcional, com um número limite de 100 UC para que a demanda máxima atinja o valor da potência nominal do transformador.

Como pela Lei 14.300 as UC são incentivadas a produzir toda a energia consumida da rede de distribuição, para os grupos de UC da Figura 3.16 são traçados perfis de geração de forma

que cada UC seja capaz de gerar 360 kWh/mês, de acordo com o perfil de geração da Figura 3.15. A Figura 3.17 mostra o aumento da curva de geração de acordo com o aumento de geradores distribuídos.

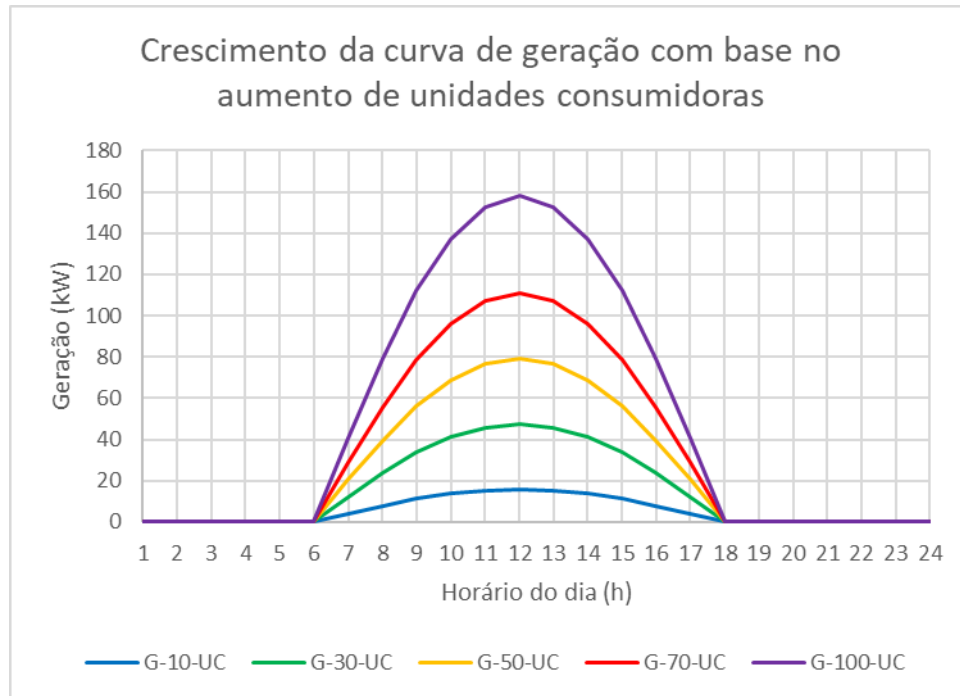


Figura 3.17 – Crescimento da curva de geração em transformadores de 75 kVA da concessionária ENEL.

Com base nas curvas de carga e geração é possível traçar a curva de fluxo de potência no transformador de 75 kVA, conforme visto na Figura 3.18.

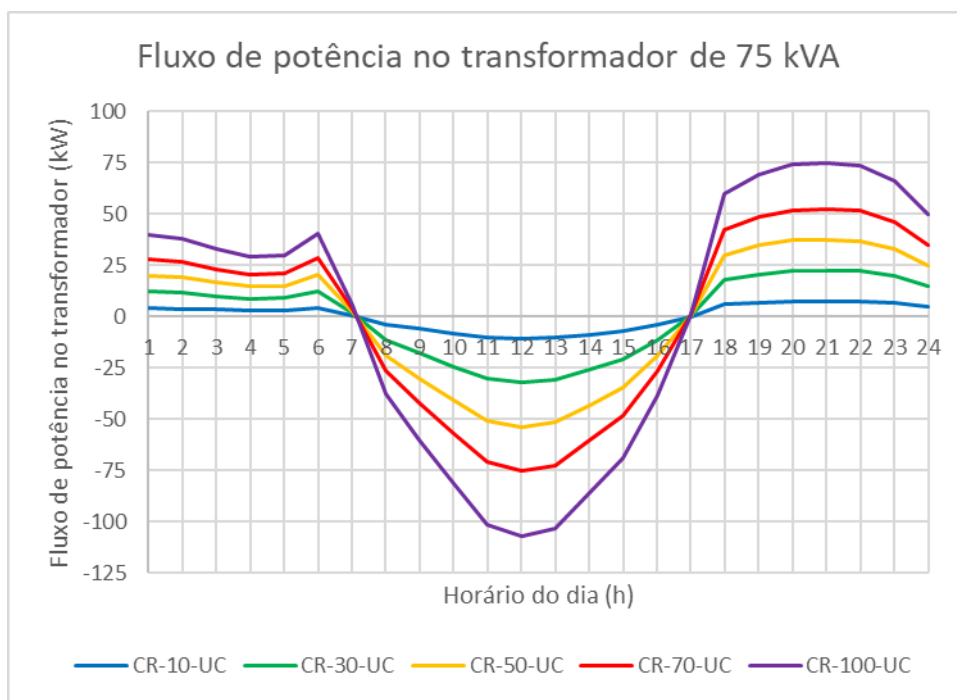


Figura 3.18 – Fluxo de potência em um transformador de 75 kVA da concessionária ENEL.

A Figura 3.18 apresenta uma “curva pato” semelhante à curva mostrada na Figura 3.11, porém em um cenário em que o fluxo de potência reverso ocasiona sobrecarregamento do transformador com uma injeção de potência de 107 kW, cerca de 43 % acima da sua capacidade nominal.

O sobrecarregamento em transformadores pode ser realizado sem redução de vida útil significativa, se a temperatura do equipamento for mantida abaixo do valor nominal de operação. Esse efeito pode ser explorado pelas distribuidoras, assim como a tolerância à redução de vida útil devido a um valor de sobrecarga admissível previsto. Porém, a alta penetração fotovoltaica para atendimento segundo o regime de compensação pode levar à operação dos transformadores em valores maiores de sobrecarga por períodos maiores e em condição de irradiância solar elevada, causando maior aumento de temperatura de operação e perda da vida útil destes equipamentos.

De acordo com o perfil de geração, é necessário que cada UC possua um sistema de geração fotovoltaico de 2,33 kW para que a injeção em um dia médio seja equivalente ao consumo. Porém, devido à sazonalidade da geração solar fotovoltaica, é esperado que os sistemas fotovoltaicos atinjam valores equivalentes à potência máxima ao longo do ano, ocasionando maiores valores de sobrecarga dos equipamentos de rede. Em relação ao exemplo da Figura

3.18 é possível ao transformador de 75 kVA sofrer uma sobrecarga de até 182 kW, cerca de 143 % em relação à sua potência nominal.

Ainda sobre o exemplo da Figura 3.18, supondo a impossibilidade de troca do transformador e considerando a injeção máxima que os sistemas de 2,33 kW podem ocasionar, apenas 70 UC poderão conectar sistemas de geração distribuída sem causar sobrecarga no transformador, segundo os critérios da empresa ENEL. Neste caso, após a conexão de 70 UC com sistemas GD, será necessário à ENEL investir em infraestrutura para atendimento das demais UC, ou seja, se a concessionária não possuir um planejamento para investimento em infraestrutura logo nas primeiras conexões de GD, chegará um limite da sobrecarga da rede em que demais acessantes sem GD deverão esperar por obras de reforços no sistema de distribuição para conexão de seus sistemas.

Além do carregamento das redes, os valores de variação de tensão também estão sujeitos à influência do aumento da injeção de potência por parte dos geradores distribuídos. De forma a ilustrar o efeito do aumento da geração fotovoltaica distribuída sobre a variação de tensão, considera-se uma linha de comprimento “L” com casos de demanda e injeção simultânea de potência pelas unidades consumidoras, conforme disposto na Figura 3.19. Se ainda forem considerados os valores de tensão máximo e mínimo referenciados pelo PRODIST para baixa tensão (Tabela 2.9), para uma linha dimensionada para obter a máxima queda de tensão no fim de linha, a variação de tensão ao longo da linha pode ser obtida conforme ilustrado na Figura 3.20. A Figura 3.20 apresenta a variação de tensão ao longo da linha para situações de demanda simultânea pelas UC e injeção simultânea para casos em que as unidades utilizam 50 %, 100 % e 150 % da sua capacidade de demanda para injeção na rede (o cenário de 150 % foi incluído devido à capacidade das UC em requerer aumento de carga perante a concessionária para injeção de potência).

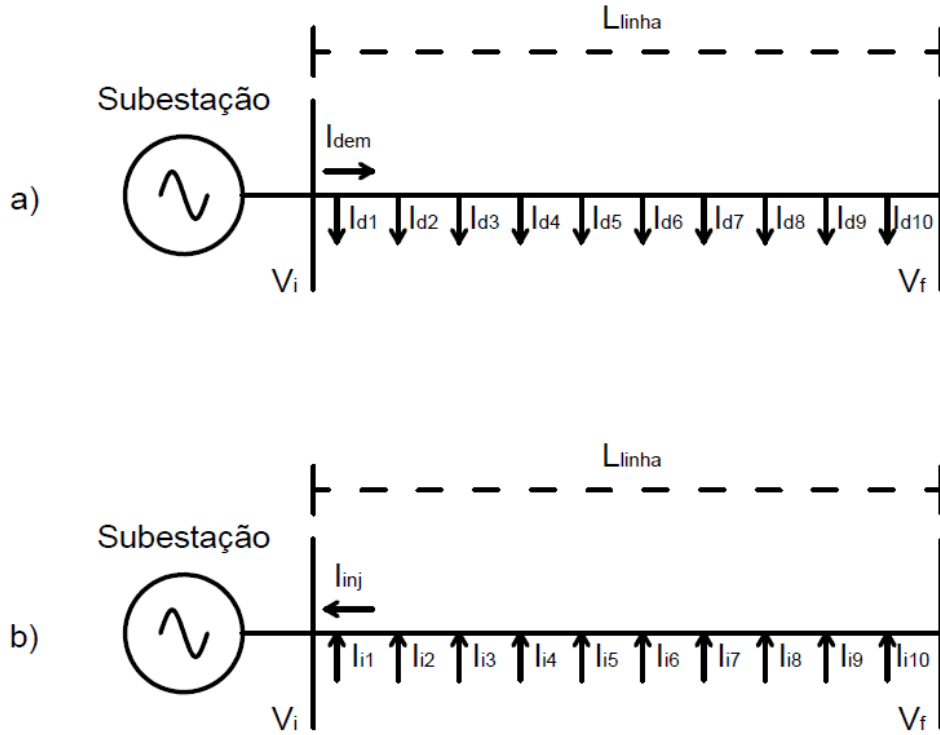


Figura 3.19 – Operação da linha com unidades consumidoras distribuídas, a) demanda de potência da subestação, b) injeção de potência na subestação.

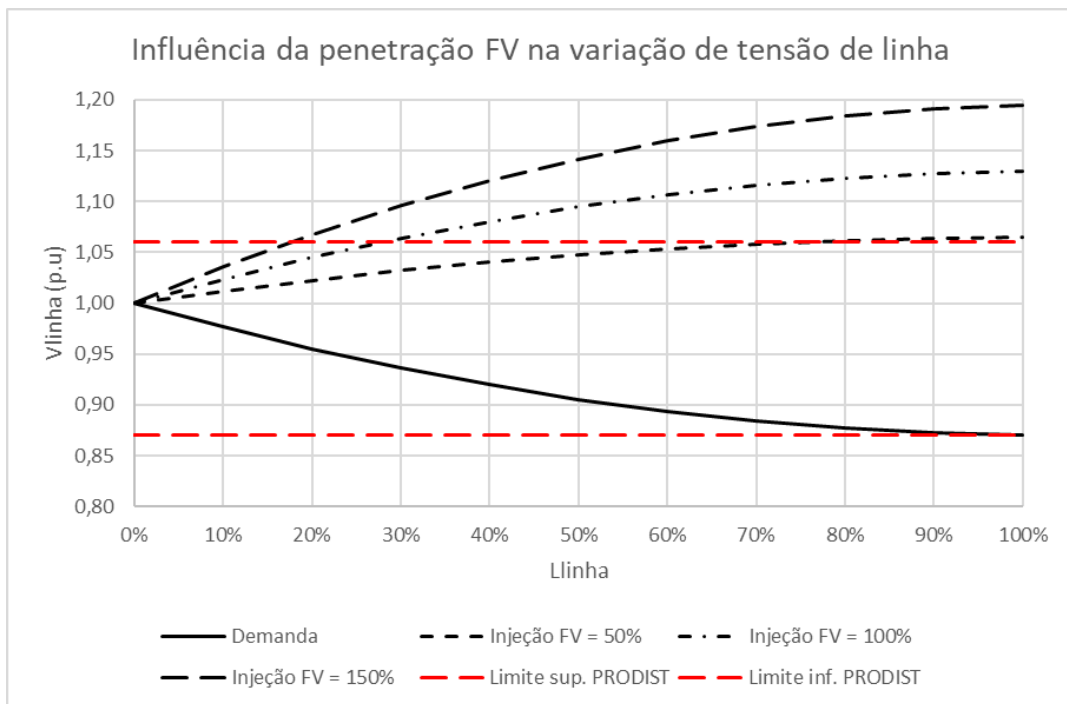


Figura 3.20 – Influência da geração fotovoltaica na variação da tensão de linha.

Conforme visto nas curvas da Figura 3.20, uma vez que os limites de variação de tensão estabelecidos pelo PRODIST não são simétricos em relação ao valor nominal, a adoção da geração distribuída pelas unidades consumidoras com capacidade de injeção de metade da sua capacidade de demanda é suficiente para atingir níveis de sobretensão considerados críticos. Se for considerada a injeção de 100 % da capacidade, a contribuição de 30 % das UC é suficiente para atingir níveis de tensão de valor crítico ao longo da linha de distribuição.

Ainda conforme discutido na seção 3.3, redes de baixa tensão dimensionadas pelas concessionárias de distribuição não necessariamente atingem o carregamento pleno de seus condutores antes de atingirem os limites de queda de tensão em suas linhas de distribuição. Como outro aspecto agravante, segundo a recomendação do PRODIST, as distribuidoras podem utilizar a variação de *taps* dos transformadores para aumentar a queda de tensão associada às linhas, permitindo maior carregamento das linhas de distribuição. Este procedimento, porém, leva a uma situação mais crítica de variação de tensão com a alta penetração da geração fotovoltaica, conforme ilustrado na Figura 3.21, considerando um aumento no *tap* da subestação de 0,05 p.u.

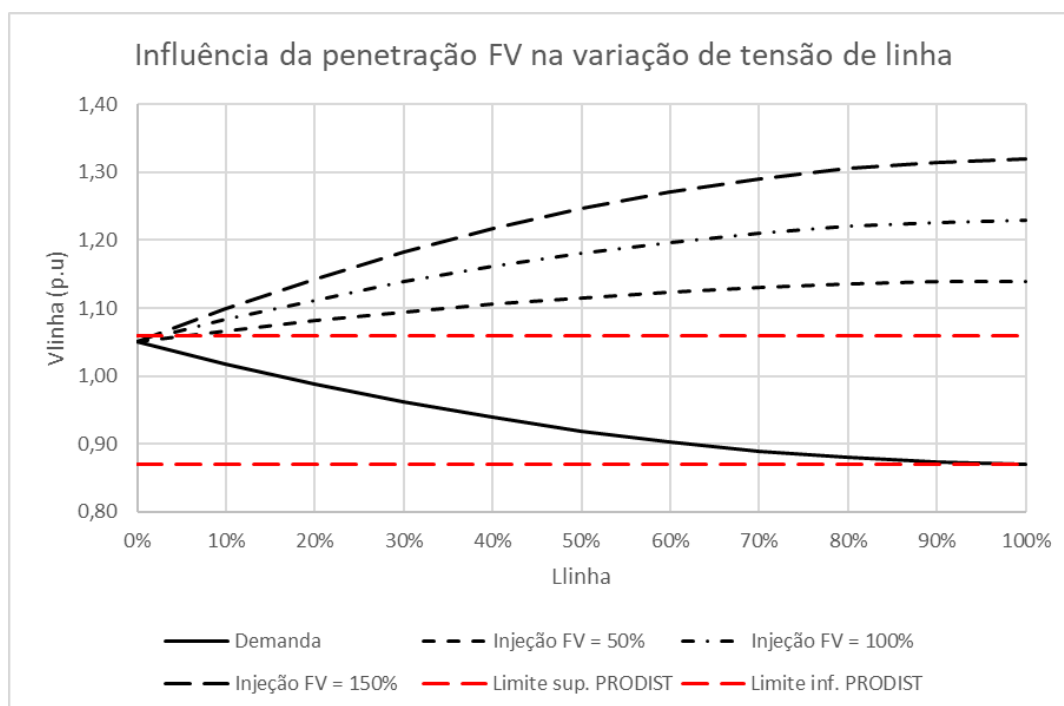


Figura 3.21 – Influência da geração fotovoltaica na variação da tensão de linha com aumento do *tap* do transformador da subestação.

De acordo com na Figura 3.21, nos casos em que os *taps* dos transformadores estão conectados para permitir maior queda de tensão ao longo da linha, pode ocorrer a inviabilização da injeção de potência por parte dos geradores distribuídos.

A fim de verificar a aplicação da caracterização dos cenários de alta penetração fotovoltaica nas redes brasileiras, são propostos estudos de caso com base nos dados da BDGD, informados à ANEEL pelas concessionárias distribuidoras de energia.

4. AVALIAÇÃO DA PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS REDES ELÉTRICAS BRASILEIRAS

4.1. Estudos de caso

Para considerar os efeitos de sobrecarga e sobretensão ocasionados pela alta penetração da geração distribuída, conforme descrito no subitem 3.4, foram selecionadas redes de baixa tensão reais das principais empresas de distribuidoras de energia do território brasileiro, com dados retirados da BDGD. Os estudos de caso consistem no levantamento dos dados de segmentos de rede conectados a um transformador de distribuição, consumo e curva típica de demanda de cada UC conectada à rede. A partir desses dados, as curvas de demanda de cada UC são obtidas, assim como o carregamento do transformador. É então desenvolvido um sistema fotovoltaico capaz de gerar a energia necessária para que o grupo de unidades consumidoras atinja a sua fatura mínima. A energia necessária para a fatura mínima é obtida conforme a equação (2.11), em que a aplicação para o caso brasileiro leva à necessidade de produção de 100 % da energia consumida pelas UC. A potência do sistema desenvolvido, assim como suas curvas de geração, é redistribuída de acordo com o consumo de cada UC, como uma aproximação aos sistemas fotovoltaicos que seriam instalados em cada UC, a fim de obter o seu faturamento mínimo frente à concessionária. Com as curvas de carregamento e geração, as redes são simuladas de forma a obter as curvas de carregamento do transformador em um cenário de alta penetração fotovoltaica e variação de tensão ao longo da rede.

Cabe ressaltar que os casos simulados não contemplam o autoconsumo remoto, em que as unidades consumidoras podem explorar o aumento de demanda para compensação de energia em outras unidades com um mesmo CPF/CNPJ na mesma área de concessão da distribuidora de energia, o que pode apresentar um incremento nos valores obtidos de sobrecarga e sobretensão.

4.1.1. Rede ENEL

A primeira rede a ser analisada é de propriedade da empresa ENEL. A rede selecionada para análise é associada a um transformador de 75 kVA localizado na Rua João Batista Leme da Silva, no bairro da Vila Madalena, na cidade de São Paulo, conforme disposto na Figura 4.1. Este transformador foi selecionado pela semelhança com o exemplo do subitem 3.4 e por estar localizado em uma região com predominância de residências térreas com disponibilidade de área para instalação de sistemas fotovoltaicos para participação no sistema de compensação

como microgeração distribuída, conforme visto na Figura 4.2. Como referência adicional a disponibilidade de área para instalação de geradores fotovoltaicos, a Figura 4.3 destaca uma vista das residências que se situam na região.

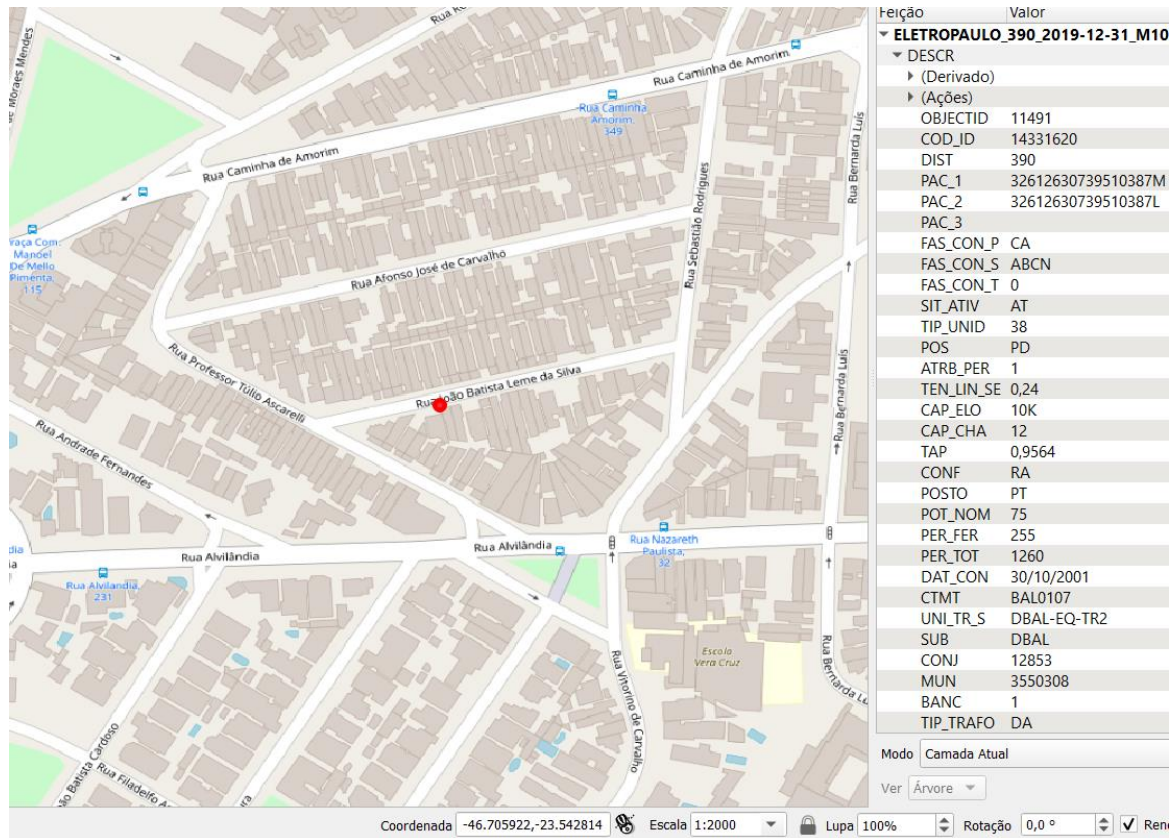


Figura 4.1 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa ENEL, de acordo com a BDGD.

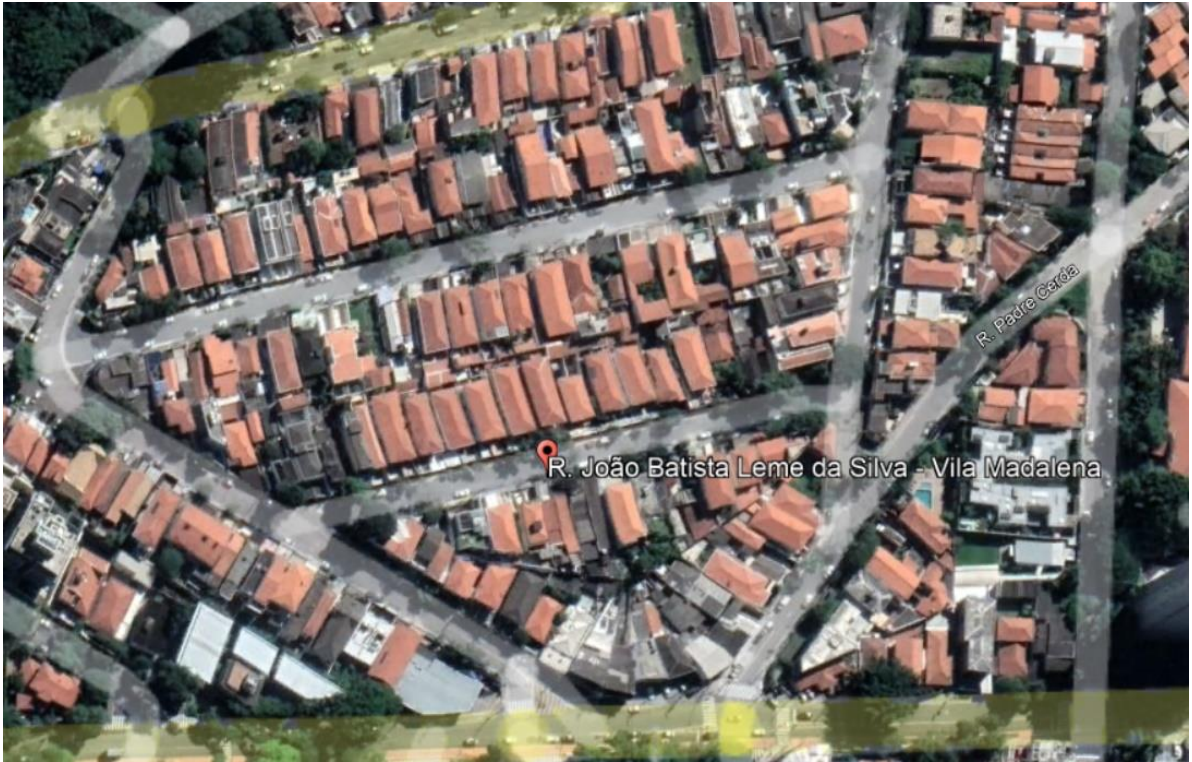


Figura 4.2 – Vista aérea da região da Rua João Batista Leme da Silva, com destaque para a área de telhado de residências térreas. (Fonte: Google Earth, acessado em 27/10/2021)



Figura 4.3 – Vista das residências da Rua João Batista Leme da Silva. (Fonte: www.google.com/maps , acessado em 21/07/2021)

De acordo com a BDGD, as características técnicas do transformador COD_ID 14331620 estão dispostas na Tabela 4.1. A este transformador são associadas 68 unidades consumidoras com consumo mensal descrito conforme o gráfico da Figura 4.4. Com base em cada consumo anual a potência média de cada UC é obtida conforme a equação (4.1).

Tabela 4.1 – Características técnicas do transformador 14331620.

Transformador	
Latitude (graus)	-23,5450
Longitude (graus)	-46,7034
Identificação (COD_ID)	14331620
Transformador de subestação (UNI_TR_S)	DBAL-EQ-TR2
Potência nominal (kVA)	75,00
Ligação do primário	CA
Ligação do secundário	ABCN
Tensão de linha do primário	13,80
Tensão de linha do secundário (kV)	0,24
Tap	0,9564
Consumo (MWh/ano)	193,47

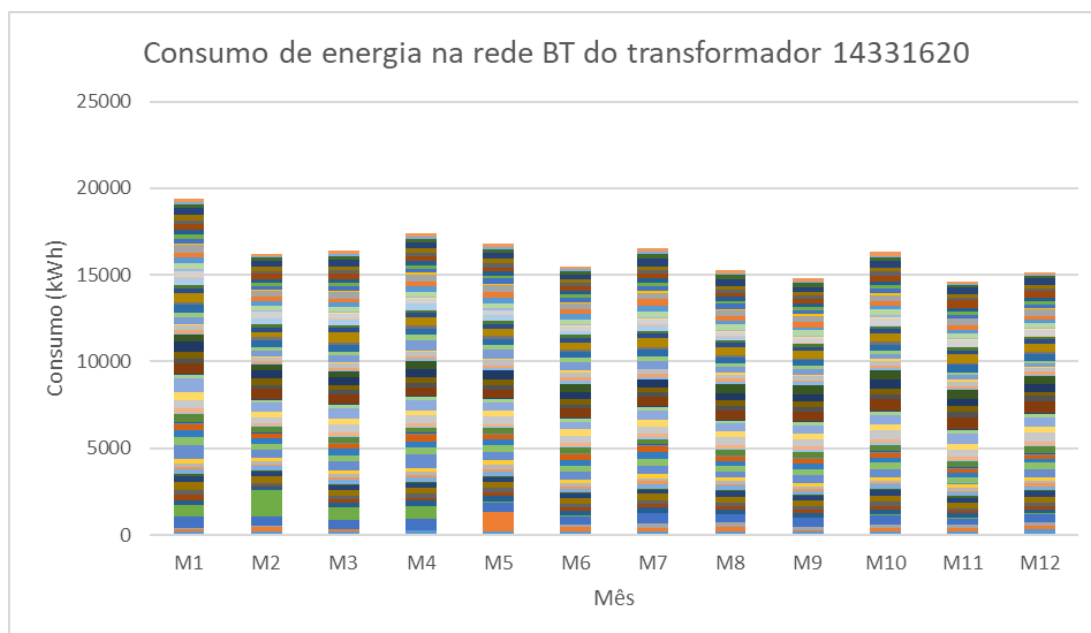


Figura 4.4 – Consumo mensal de energia total das UC conectadas ao transformador 14331620 (cada cor corresponde ao consumo de uma UC).

$$P_{mw} = \frac{\sum_{n=1}^{12} E_n}{8760} \quad (4.1)$$

onde:

P_{mw} é a potência média anual demandada pela UC, expressa em kW;

n é o número de meses considerados para o cálculo anual;

E_n é o consumo mensal da UC, expresso em kWh.

A cada UC é associada uma curva de demanda de potência da rede similar ao exemplo da Figura 3.12. As curvas de demanda são apresentadas na BDGD em valores absolutos de potência para um grupo de unidades consumidoras, sendo necessária sua adequação em valores normalizados para utilização de forma similar ao exemplo da Figura 3.12. Assim, com base no valor máximo de cada curva, estas são apresentadas em valores normalizados, conforme mostrado na Figura 4.5. Por fim, as unidades consumidoras são caracterizadas quanto ao seu valor de potência médio normalizado (P_m) com base nas curvas de demanda.

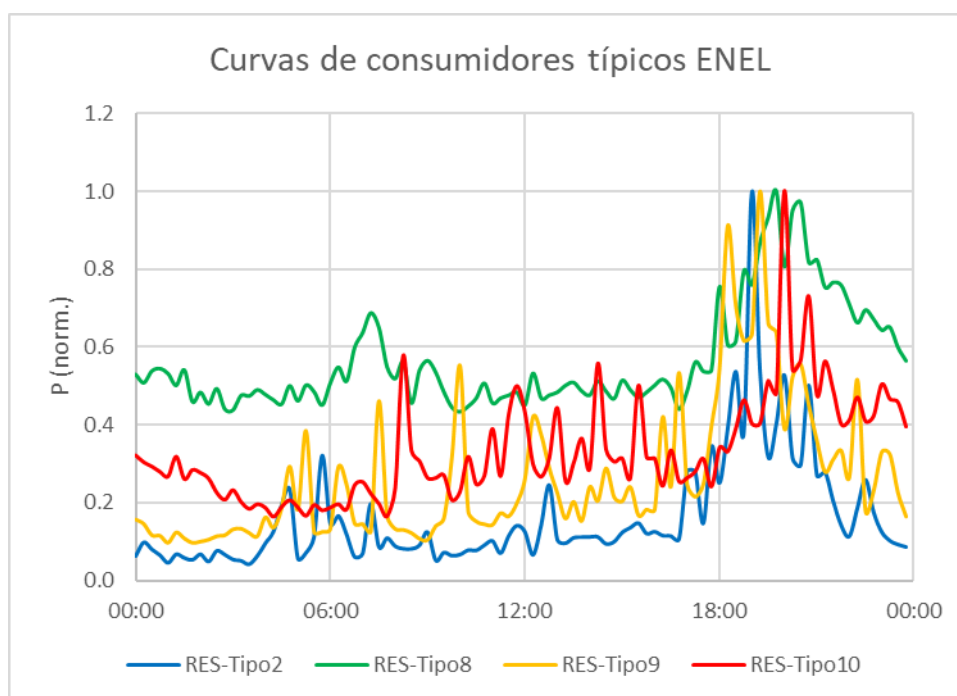


Figura 4.5 – Curvas típicas de consumo normalizadas das unidades consumidoras da distribuidora ENEL.

De forma a demonstrar o cálculo para obtenção da curva de carregamento do transformador 14331620, as unidades consumidoras, assim como os seus respectivos consumos anuais, são agrupadas de acordo com o tipo de curva de carga com os valores de P_{mw} e P_m calculados para cada grupo. Um resumo dos valores característicos de cada tipo de grupo de UC é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 14331620.

Tipo de UC	Número de UC	Ea (MWh/ano)	Pmw (kW)	Pm (norm.)	Pmw/Pm (kW)
RES-Tipo2	58	167,71	19,14	0,1604	119,35
RES-Tipo8	3	8,60	0,98	0,5664	1,73
RES-Tipo9	3	8,06	0,92	0,2670	3,45
RES-Tipo10	4	9,11	1,04	0,3310	3,14

Através da aplicação da relação P_{mw}/P_m da Tabela 4.2, juntamente com as curvas de carga da Figura 4.5, é possível construir a curva de demanda de cada grupo, e também do transformador 14331620. A Figura 4.6 apresenta o carregamento do transformador, assim como as curvas de carga de cada grupo de unidades consumidoras. Destaca-se que as curvas de demanda de cada UC foram obtidas de forma similar, porém utilizando o consumo de cada unidade a fim de criar as curvas de carregamento em cada segmento de rede nas etapas posteriores do estudo. Estas curvas não são apresentadas devido a sua quantidade e à semelhança com os perfis demonstrados na Figura 4.6.

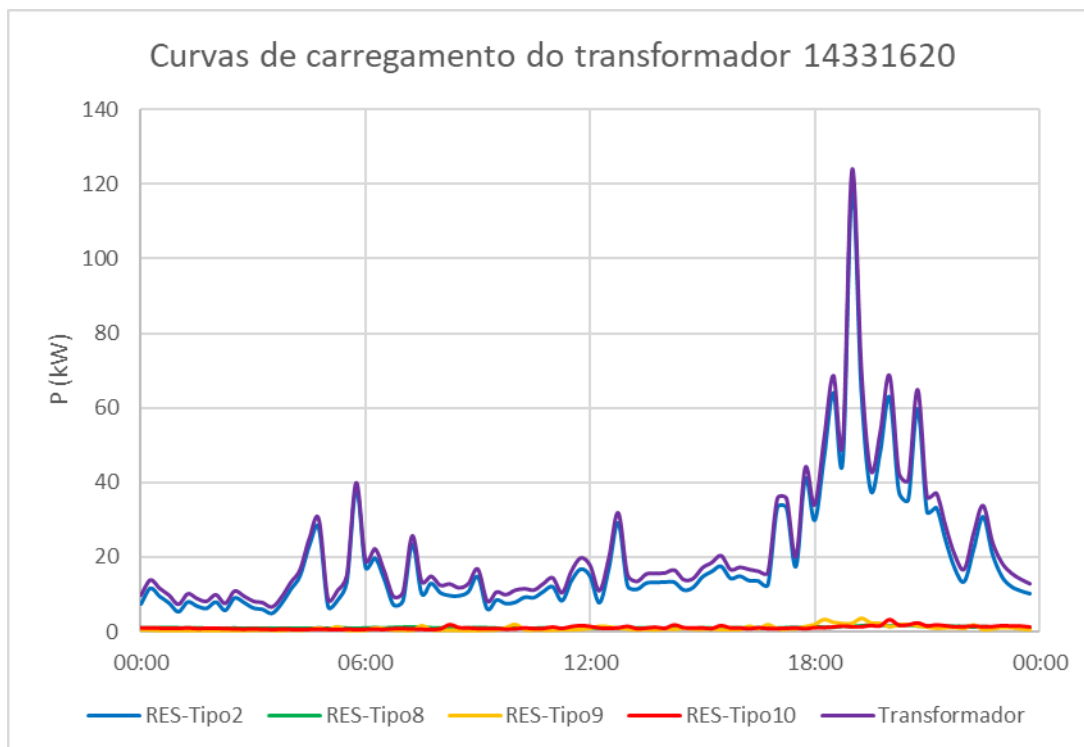


Figura 4.6 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 14331620.

Analisando a Figura 4.6, é possível verificar um carregamento máximo do transformador 14331620 de 124 kW às 19h00, que representa 165 % de sua capacidade nominal. O período

de sobrecarga do transformador é de cerca de 30 minutos, corroborando com os apontamentos sobre a tolerância de operação dos equipamentos de rede em sobrecarga pela concessionária.

De forma a dimensionar um sistema de geração fotovoltaica que pudesse gerar toda a demanda de energia do conjunto de unidades consumidoras atendidas pelo transformador 14331620, foi utilizado o programa *System Advisor Model (SAM)*, do *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, para simulação da geração anual de energia de sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de São Paulo. Para simulação pelo SAM foi utilizado o modelo “*PVWatts*” com a opção “*No financial*”, com base de dados de irradiância conforme a Tabela 4.3 e dados do modelo conforme a Tabela 4.4.

Tabela 4.3 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de São Paulo.

Base de dados de irradiância solar	
Fonte	ISD-TMYx
Identificação da estação	837800
Latitude (DD)	-23,62
Longitude (DD)	-46,65
Fuso horário	-3,00
Altitude (m)	803,00

Tabela 4.4 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 14331620.

Valores da base de simulação no SAM	
Capacidade nominal do sistema (kWp)	121,00
Tipo de módulo	Padrão
Relação cc/ca	1,00
Eficiência do inversor (%)	99,50
Tipo de arranjo	Fixo em telhado
Inclinação (graus)	23,60
Azimute (graus)	0,00
Perdas totais (%)	0,00

A simulação foi realizada por meio de um processo iterativo visando ao atendimento da demanda de energia anual do transformador 14331620, caracterizando um valor necessário de geração de 193,47 MWh/ano. Cabe destacar que foram desconsideradas as perdas sistêmicas e utilizada a eficiência máxima permitida ao inversor de 99,5 %, a fim de obter o valor característico de potência de injeção na rede elétrica. Desta forma, obteve-se um sistema de 121 kW, capaz de suprir as unidades consumidoras com 193,23 MWh/ano, que reproduz a

curva de injeção de potência necessária às UC ao longo do ano, mas não representa os aspectos de perdas reais de um sistema fotovoltaico real. A Tabela 4.5 e a curva de injeção ao longo do ano, de acordo com a Figura 4.7, apresentam os dados de produção do sistema fotovoltaico dimensionado para atendimento da demanda do transformador 14331620.

Tabela 4.5 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 14331620.

Simulação da geração de sistema fotovoltaico de 121 kW	
Energia (MWh/ano)	193,23
Fator de capacidade (%)	18,20
Rendimento energético (kWh/kW)	1.597

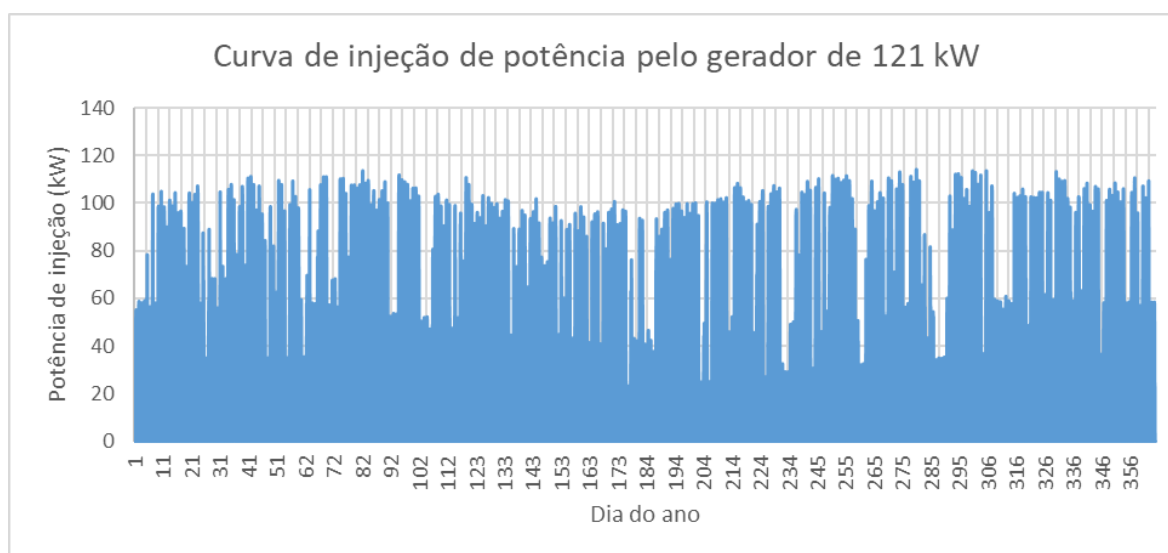


Figura 4.7 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 121 kW instalado na cidade de São Paulo.

A curva de geração da Figura 4.7 apresenta valor máximo de geração de 114,21 kW pelo gerador de 121,00 kW simulado na cidade de São Paulo, sendo destacadas as curvas de geração dos dias com maior e menor injeção máxima, e composta uma curva de média horária de injeção. Estas três curvas, caracterizadas como geração mínima, máxima e média, juntamente com a demanda do transformador, estão apresentadas na Figura 4.8.

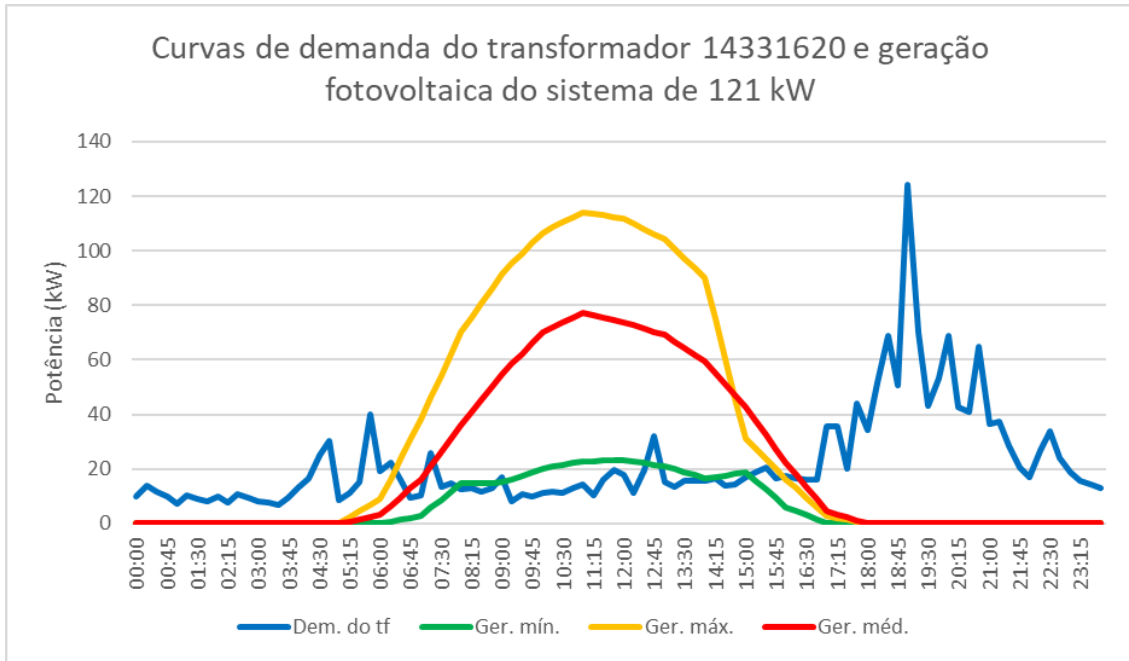


Figura 4.8 – Curvas de geração fotovoltaica e demanda do transformador 14331620.

A fim de verificar o carregamento do transformador 14331620, as curvas de geração mínima, máxima e média são subtraídas da curva de demanda do transformador, compondo as curvas de carregamento da Figura 4.9.

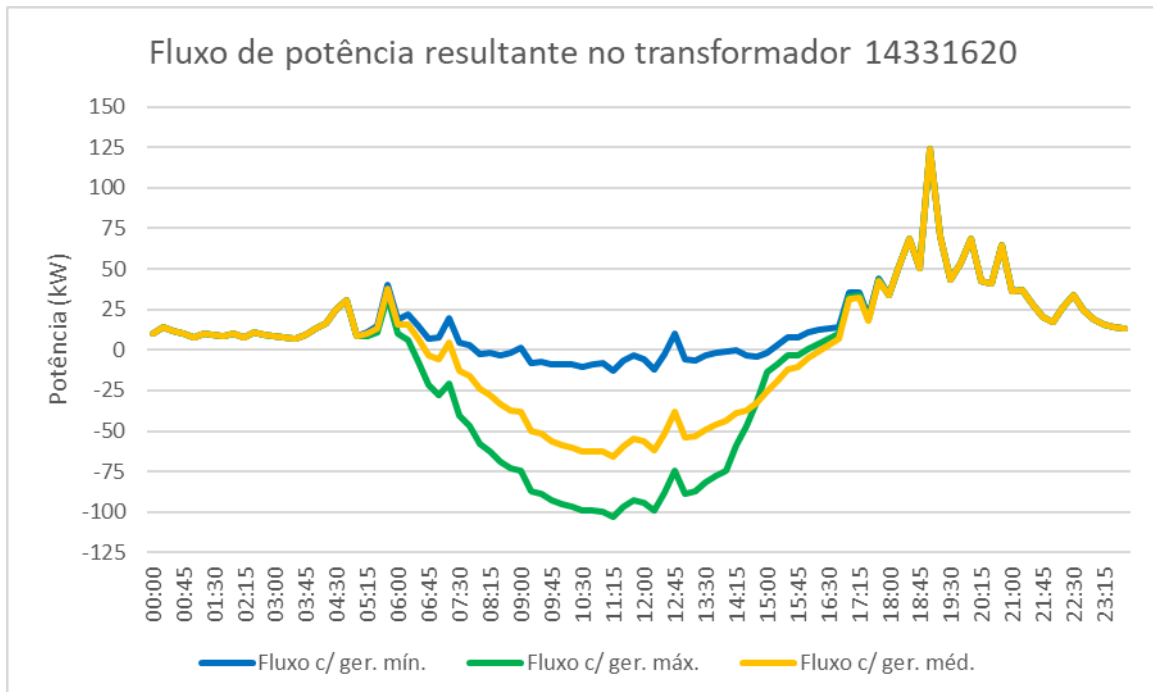


Figura 4.9 – Carregamento do transformador 14331620 com alta penetração da geração fotovoltaica.

Analisando as curvas da Figura 4.9 é possível verificar que, em dias de maior irradiância solar, o transformador 14331620 apresenta um período de sobrecarga que dura quatro horas e meia, com um carregamento que chega a 103 kW durante a injeção pelos sistemas FV. Como a redução de vida útil do transformador é proporcional ao tempo de operação em uma temperatura superior à temperatura de projeto, o transformador 14331620 irá receber um aumento de temperatura durante um intervalo de quatro horas e meia, em dias de maior irradiância solar, incorrendo em redução não prevista de sua vida útil.

Uma vez determinado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda de energia das unidades consumidoras associadas ao transformador 14331620, é necessário redistribuir o sistema em sistemas menores, de acordo com o consumo de cada UC. A Figura 4.10 apresenta os valores de demanda máxima e geração máxima de cada UC conectada ao transformador 14331620.

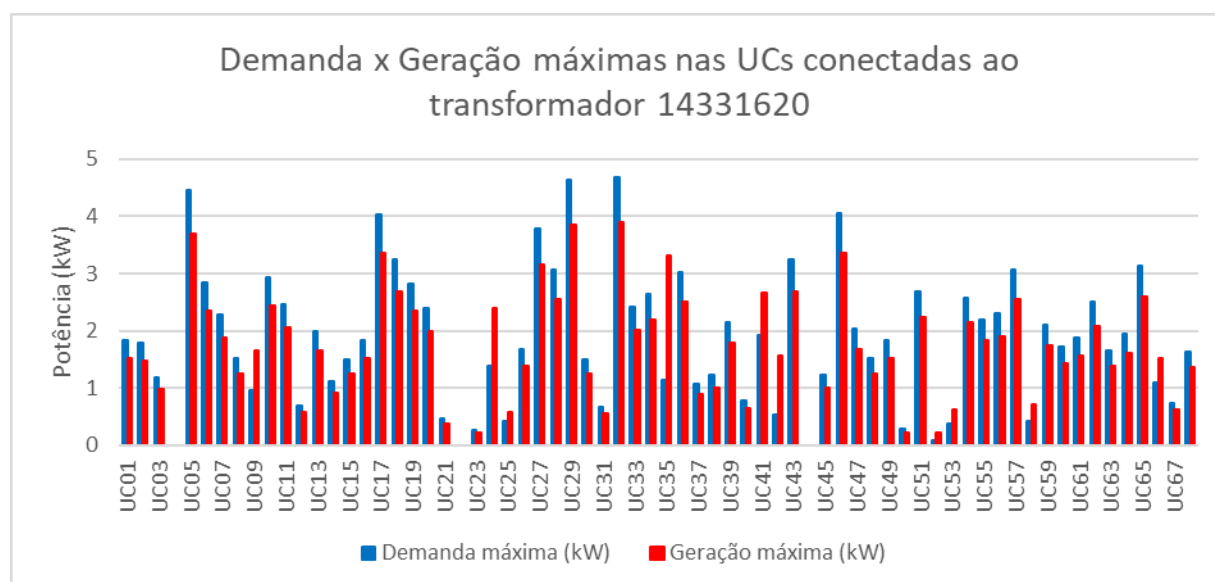


Figura 4.10 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 14331620.

A Figura 4.10 tem como objetivo identificar a distribuição da potência de geração entre as unidades consumidoras. A cada unidade são atribuídas curvas de demanda e geração proporcionais às curvas identificadas na Figura 4.5 e na Figura 4.8, respectivamente.

A fim de avaliar o comportamento da tensão na rede atendida pelo transformador 14331620, além das curvas de geração e demanda de cada UC, é necessário levantar os segmentos de rede e alocar as unidades consumidoras em cada ponto de conexão da rede. De acordo com os dados da BDGD, a Tabela 4.6 apresenta os segmentos de linha que compõem a rede atendida pelo transformador 14331620.

Tabela 4.6 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 14331620.

Segmentos de rede - Transformador 14331620					
COD_ID	PAC_1	PAC_2	UNI_TR_D	TIP_CN_D	COM P
7241710S 1	32612630739510387 L	32614326739510763 L	14331620	219	17,37
7241710S 2	32614326739510763 L	32617830739511687 L	14331620	219	36,24
7241711S 1	32612630739510387 L	32611730739509974 L	14331620	219	9,90
7240915S 1	32608222739508645 L	32605530739509987 L	14331620	373	30,08
7242688S 2	32621230739512471 L	32623130739512987 L	14331620	219	19,69
7242688S 1	32617830739511687 L	32621230739512471 L	14331620	219	34,89
7240956S 1	32608430739509287 L	32608222739508645 L	14331620	373	6,75
7241530S 2	32609930739509574 L	32608430739509287 L	14331620	373	15,27
7241530S 1	32611730739509974 L	32609930739509574 L	14331620	373	18,44

Os dados da Tabela 4.6 são então ordenados de forma a compor a rede de distribuição, com as suas unidades consumidoras distribuídas de acordo com o ponto de acoplamento comum elétrico (PAC) e impedância característica de acordo com os dados da BDGD. A Tabela 4.7 apresenta a ordem dos segmentos para compor a rede assim como seus valores de impedância característica, e a Tabela 4.8 identifica as barras da rede e o número de unidades consumidoras a elas conectadas.

Tabela 4.7 – Organização dos segmentos de rede do transformador 14331620.

Rede - Transformador 14331620							
Linha	PAC_1	PAC_2	Comp. (m)	R _c (Ω/km)	X _c (Ω/km)	R _L (Ω)	X _L (Ω)
0102	32612630739 510387L	326143267395 10763L	17,37	0,6355	0,4327	0,0110	0,0075
0203	32614326739 510763L	326178307395 11687L	36,24	0,6355	0,4327	0,0230	0,0157
0304	32617830739 511687L	326212307395 12471L	34,89	0,6355	0,4327	0,0222	0,0151
0405	32621230739 512471L	326231307395 12987L	19,69	0,6355	0,4327	0,0125	0,0085
0106	32612630739 510387L	326117307395 09974L	9,90	0,6355	0,4327	0,0063	0,0043
0607	32611730739 509974L	326099307395 09574L	18,44	0,6355	0,4327	0,0117	0,0080
0708	32609930739 509574L	326084307395 09287L	15,27	0,6355	0,4327	0,0097	0,0066
0809	32608430739 509287L	326082227395 08645L	6,75	0,6355	0,4327	0,0043	0,0029
0910	32608222739 508645L	326055307395 09987L	30,08	0,6355	0,4327	0,0191	0,0130

Tabela 4.8 – Distribuição das UC na rede do transformador 14331620.

Distribuição de unidades consumidoras		
PAC	Barra	N° UC
32612630739510387L	B01	4
32614326739510763L	B02	14
32617830739511687L	B03	13
32621230739512471L	B04	7
32623130739512987L	B05	1
32611730739509974L	B06	4
32609930739509574L	B07	1
32608430739509287L	B08	6
32608222739508645L	B09	3
32605530739509987L	B10	15

Com base nos dados da Tabela 4.7 e da Tabela 4.8, a rede de distribuição atendida pelo transformador 14331620 foi simulada por meio do programa OpenDSS. A Figura 4.11 apresenta a topologia da rede simulada.

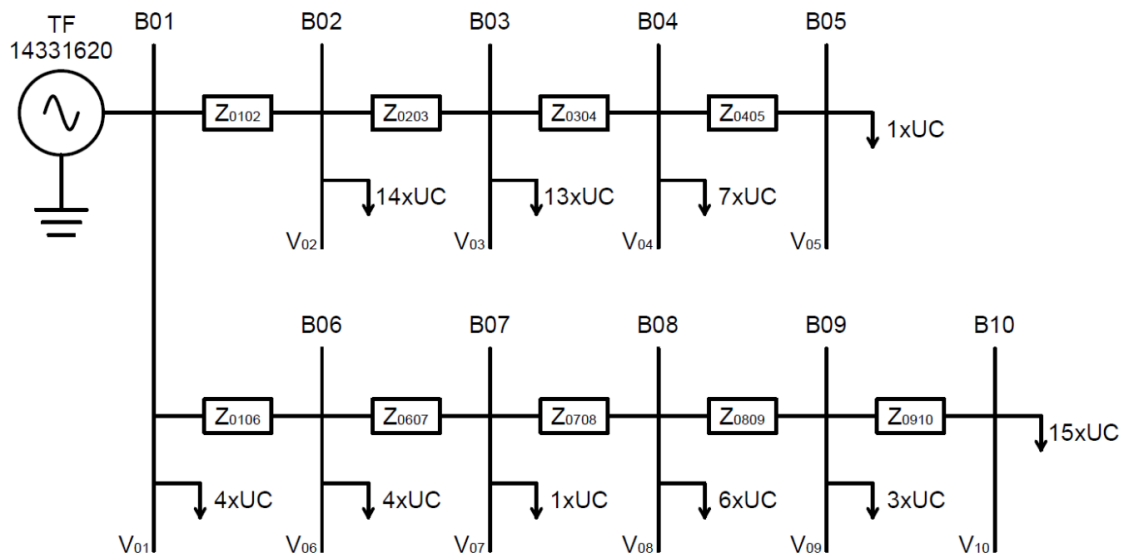


Figura 4.11 – Modelo de linha para avaliação de variação de tensão na rede atendida pelo transformador 14331620.

A simulação do modelo da Figura 4.11 retornou os valores de tensão para quatro cenários de operação: o cenário sem geração, com geração mínima, com geração máxima e com geração média. A avaliação do pior caso demonstrou que a barra B05 apresentou os maiores valores de elevação de tensão. Os valores de variação de tensão ao longo do dia para os quatro cenários podem ser vistos na Figura 4.12.

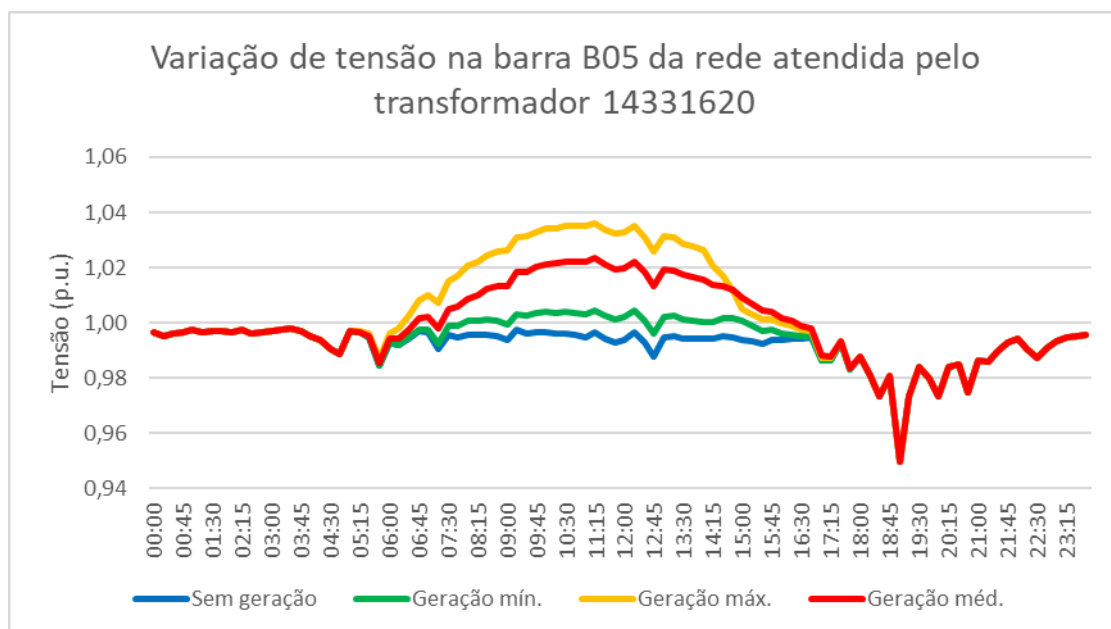


Figura 4.12 – Variação de tensão na barra B05 da rede atendida pelo transformador 14331620.

Conforme o gráfico da Figura 4.12, a tensão na barra B05 apresenta um valor máximo de 1,036 p.u. Neste caso, a inserção de geradores distribuídos pelas unidades consumidoras não

incorreria em problemas de sobretensão, caso a tensão no secundário do transformador se mantenha igual a 1 p.u. durante a operação, e recursos para aumento da tensão por meio da manipulação do *tap* do transformador não sejam utilizados.

4.1.2. Rede CEMIG

Como segundo caso a ser avaliado para os pontos de carregamento e sobretensão ocasionados pela alta penetração da geração distribuída, foi selecionada uma rede real da concessionária distribuidora de energia CEMIG. A rede selecionada para análise de carregamento é a rede de baixa tensão associada a um transformador de 75 kVA localizado na Rua Indo, no bairro Betânia, na cidade de Belo Horizonte, no estado de Minas Gerais, conforme disposto na Figura 4.13. Esse transformador foi selecionado pela semelhança com o exemplo do subitem 3.4 e por estar localizado em uma região com predominância de residências térreas, seguindo o mesmo intuito da seleção do transformador da distribuidora ENEL.

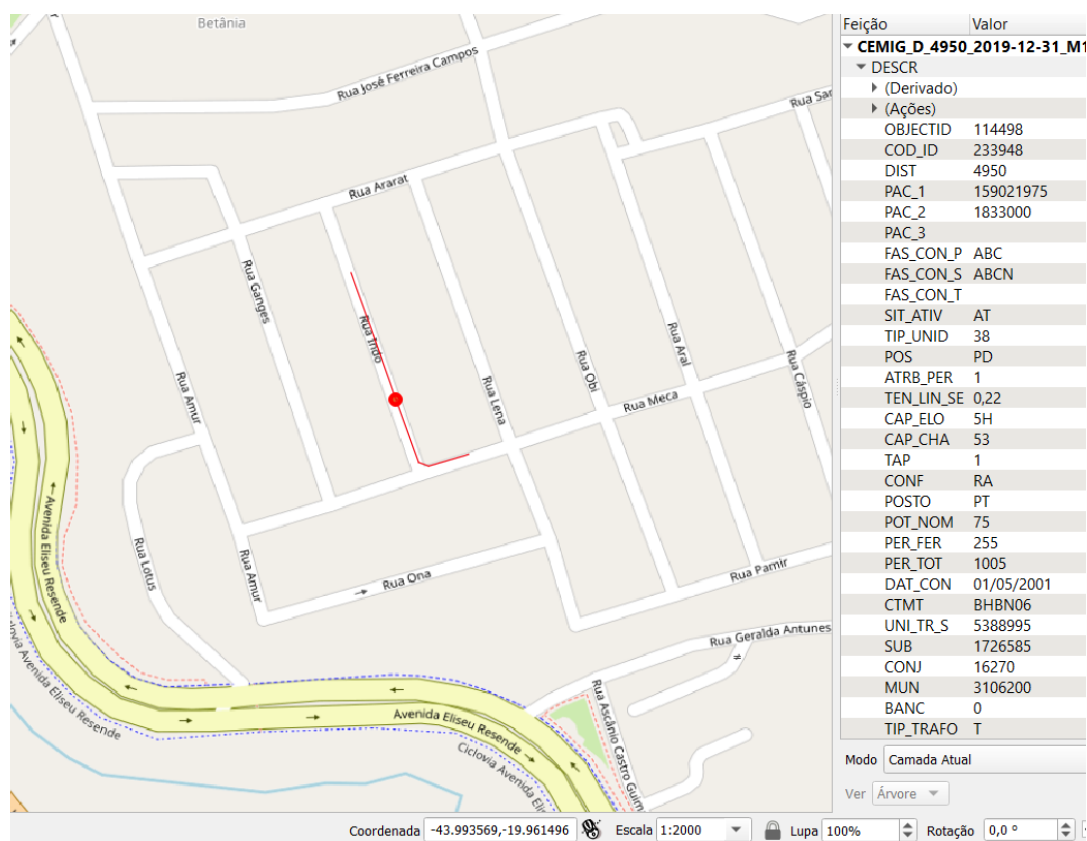


Figura 4.13 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa CEMIG, de acordo com a BDGD.

De acordo com a BDGD, as características técnicas do transformador COD_ID 233948 estão dispostas na Tabela 4.9. A esse transformador são associadas 42 unidades consumidoras com consumo mensal conforme o gráfico da Figura 4.14.

Tabela 4.9 – Características técnicas do transformador 233948.

Transformador	
Latitude (graus)	-19,9633
Longitude (graus)	-43,9955
Identificação (COD_ID)	233948
Transformador de subestação (UNI_TR_S)	5388995
Potência nominal (kVA)	75,00
Ligação do primário	ABC
Ligação do secundário	ABCN
Tensão de linha do primário (kV)	13,80
Tensão de linha do secundário (kV)	0,22
Tap	1,0000
Consumo (MWh/ano)	82,94

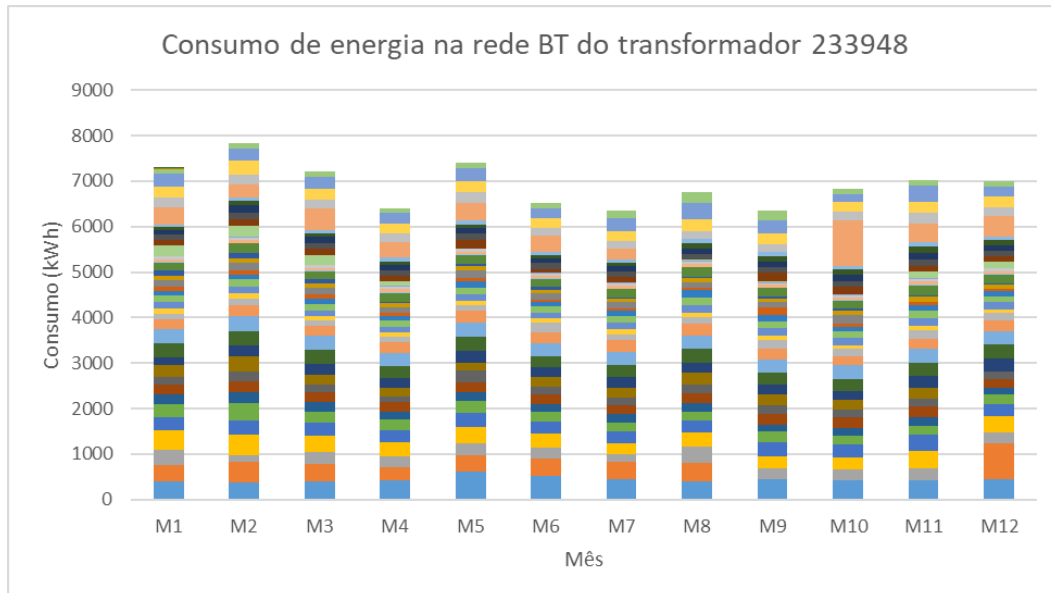


Figura 4.14 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 233948 (cada cor corresponde ao consumo de uma UC).

A cada UC é associada uma curva de demanda de potência da rede, sendo estas unidades agrupadas de acordo com o tipo de curva de demanda, e caracterizadas de acordo com sua potência média anual, de maneira análoga ao demonstrado no subitem 4.1.1. As unidades consumidoras então são caracterizadas quanto ao seu valor de potência médio normalizado com base nas curvas de demanda. Um resumo dos valores característicos de cada tipo de UC é apresentado na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 233948.

Tipo de UC	Número de UC	Ea (MWh/ano)	Pmw (kW)	Pm (norm.)	Pmw/Pm
RES1_10	1	0,95	0,11	0,2460	0,4423
RES1_17	1	0,00	0,00	0,6375	0,0000
RES1_3	5	1,81	0,04	0,1062	0,3893
RES1_4	1	0,00	0,00	0,0983	0,0000
RES2_1	1	1,51	0,17	0,2186	0,7894
RES2_10	1	1,57	0,18	0,2054	0,8732
RES2_5	10	14,30	0,16	0,2377	0,6870
RES2_7	1	1,51	0,17	0,1766	0,9780
RES2_9	1	1,10	0,13	0,1823	0,6864
RES3_14	1	1,10	0,13	0,2976	0,4215
RES3_15	1	1,61	0,18	0,2352	0,7822
RES3_19	1	2,86	0,33	0,5047	0,6465
RES3_4	1	2,33	0,27	0,2170	1,2254
RES3_5	8	22,19	0,32	0,1323	2,3943
RES4_12	1	3,24	0,37	0,3172	1,1649
RES4_8	4	13,37	0,38	0,2185	1,7464
RES5_7	2	9,11	0,52	0,5352	0,9715
RES6_7	1	4,37	0,50	0,4384	1,1386

Como existem 18 tipos de curvas características relacionadas às unidades consumidoras conectadas ao transformador 233948, somente será mostrado o resultado da curva de carga do transformador, com cálculo realizado de maneira análoga ao cálculo apresentado no subitem 4.1.1. A Figura 4.15 apresenta a curva de carga do transformador 233948 e dos principais grupos de unidades consumidoras. Grupos com poucas unidades consumidoras de menor consumo anual foram somados e apresentados como um conjunto de unidades.

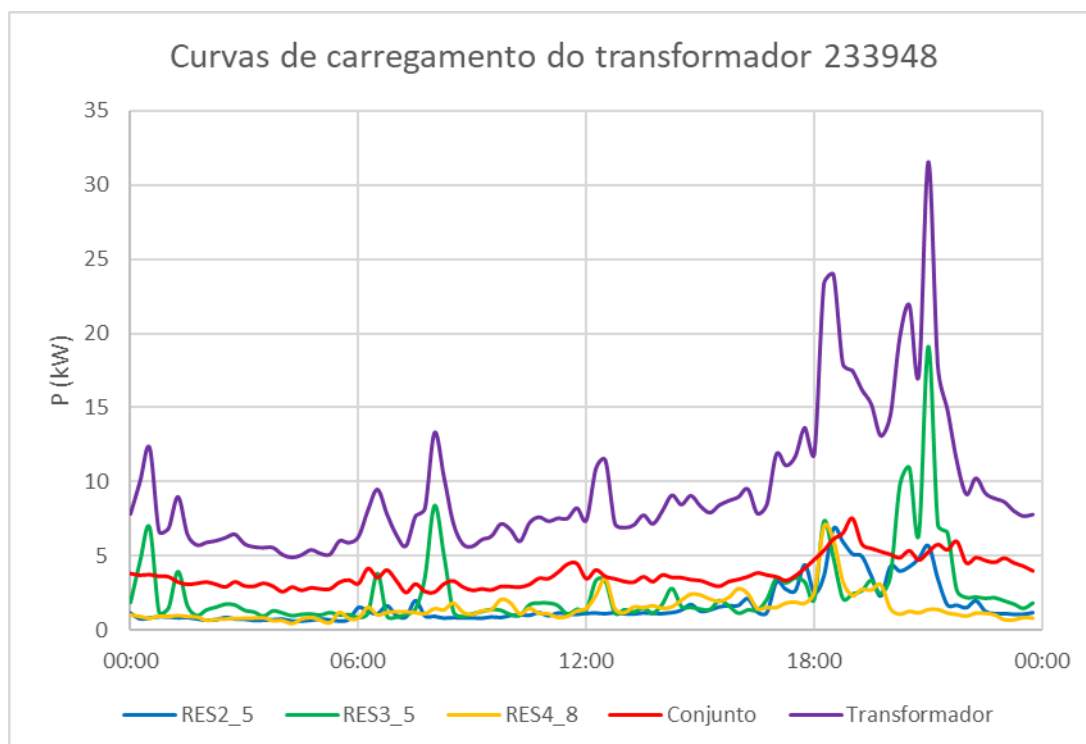


Figura 4.15 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 233948.

Analisando a Figura 4.15, é possível verificar um carregamento máximo de 32 kW às 21h00, que representa 42 % da potência nominal do transformador, não incorrendo em sobrecarga do mesmo durante a operação do sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para atendimento da demanda de energia de todas as unidades consumidoras foi realizado de forma similar ao dimensionamento do sistema do subitem 4.1.1, utilizando o programa SAM. A Tabela 4.11 apresenta as informações da base de dados de irradiância utilizada, e a Tabela 4.12 apresenta os dados do modelo de geração fotovoltaica.

Tabela 4.11 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Belo Horizonte.

Base de dados de irradiância solar	
Fonte	NSRDB
Identificação da estação	1938914
Latitude (DD)	-19,91
Longitude (DD)	-43,94
Fuso horário	-3,00
Altitude (m)	803,00

Tabela 4.12 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 233948.

Valores da base de simulação no SAM	
Capacidade nominal do sistema (kWcc)	42,00
Tipo de módulo	Padrão
Relação cc/ca	1,00
Eficiência do inversor (%)	99,50
Tipo de arranjo	Fixo em telhado
Inclinação (graus)	19,90
Azimute (graus)	0,00
Perdas totais (%)	0,00

A simulação foi realizada de forma similar ao procedimento do subitem 4.1.1, visando ao atendimento da demanda de energia anual do transformador 233948, caracterizando um valor necessário de geração de 82,94 MWh/ano. Desta forma, obteve-se um sistema fotovoltaico de 42 kW, capaz de suprir as unidades consumidoras com 82,43 MWh/ano. A Tabela 4.13 e a Figura 4.16 apresentam os dados de produção do sistema fotovoltaico dimensionado para atendimento da demanda do transformador 233948.

Tabela 4.13 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 233948.

Simulação da geração de sistema fotovoltaico de 42 kW	
Energia (MWh/ano)	82,43
Fator de capacidade (%)	22,40
Rendimento energético (kWh/kW)	1.963

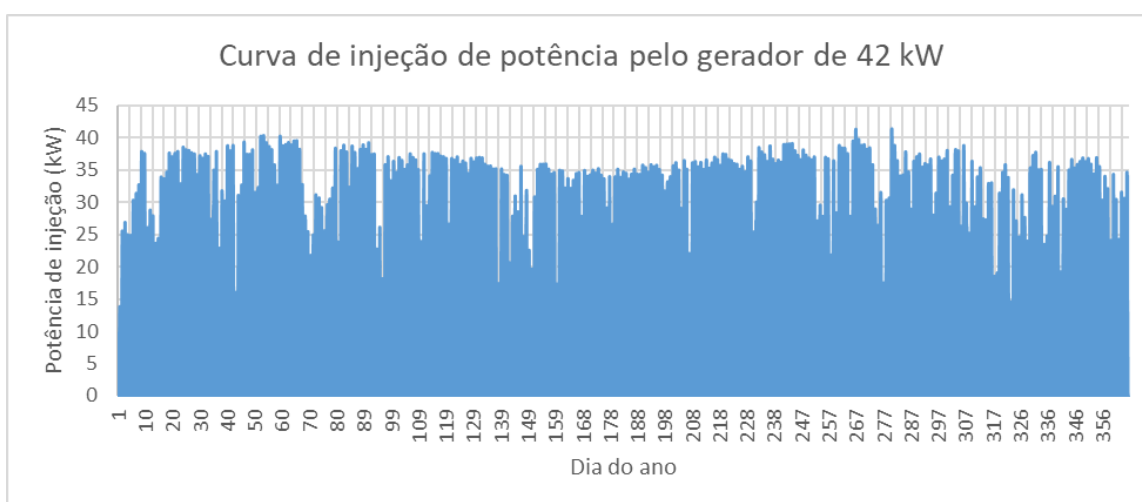


Figura 4.16 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 42 kW instalado na cidade de Belo Horizonte.

A curva de geração da Figura 4.16 apresenta valor máximo de geração de 41,39 kW pelo gerador de 42 kW simulado na cidade de Belo Horizonte, sendo destacadas as curvas de geração dos dias com maior e menor injeção máxima e composta uma curva de média horária de injeção. Estas três curvas, estão apresentadas na Figura 4.8.

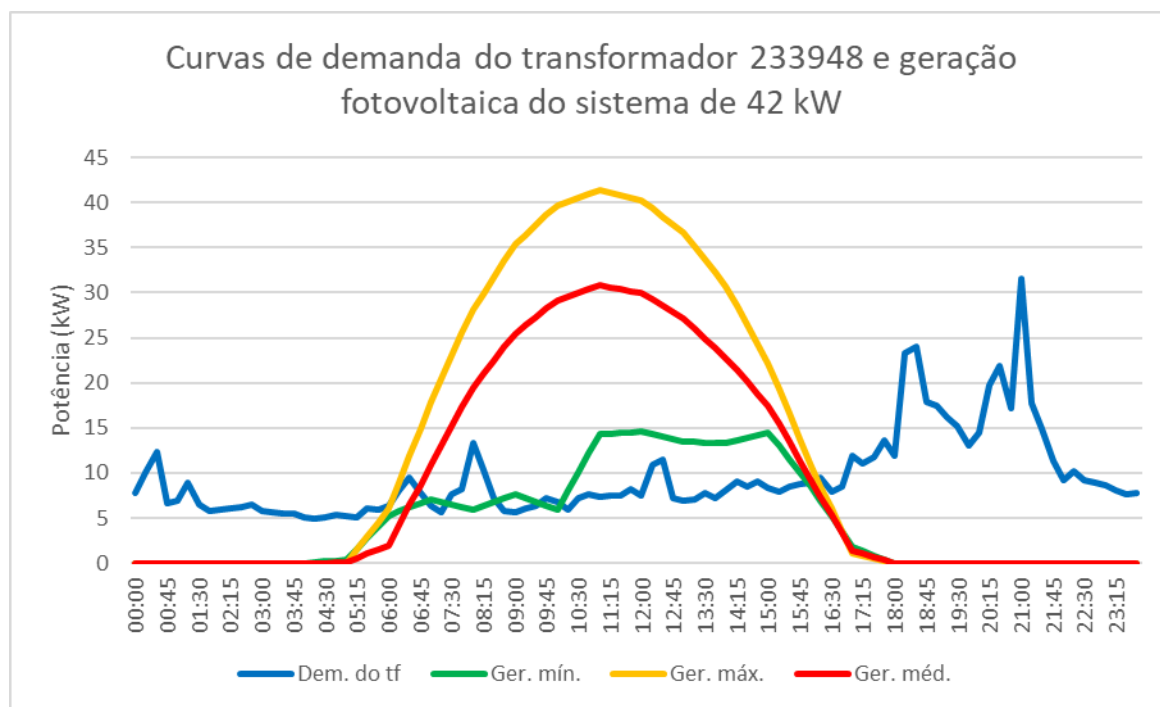


Figura 4.17 – Curvas de demanda e geração do transformador 233948.

A fim de verificar o carregamento do transformador 233948, as curvas de geração mínima, máxima e média são subtraídas da curva de demanda do transformador, compondo as curvas de carregamento da Figura 4.18.

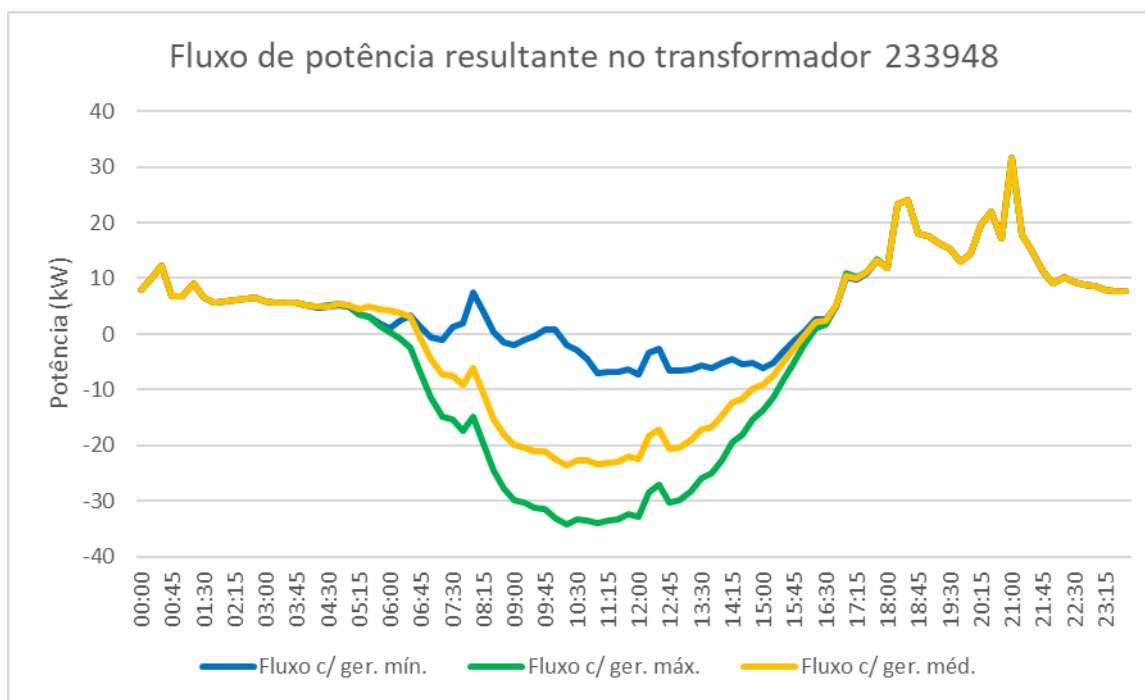


Figura 4.18 – Carregamento do transformador 233948 com alta penetração da geração fotovoltaica.

Analisando as curvas da Figura 4.18 não é possível verificar sobrecarga no transformador 233948, indicando que em um cenário de alta penetração fotovoltaica, desconsiderando a utilização de autoconsumo remoto pelas unidades consumidoras, o transformador não está sujeito a danos advindos da injeção de potência da geração distribuída. Também não é possível perceber um aumento expressivo no fluxo de potência máximo, com um valor original de 32 kW, passando para 34 kW após a instalação dos sistemas FV.

Uma vez determinado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda de energia das unidades consumidoras associadas ao transformador 233948, é necessário redistribuir o sistema em sistemas menores, de acordo com o consumo de cada UC. A Figura 4.19 apresenta os valores de demanda máxima e geração máxima de cada UC conectada ao transformador 233948.

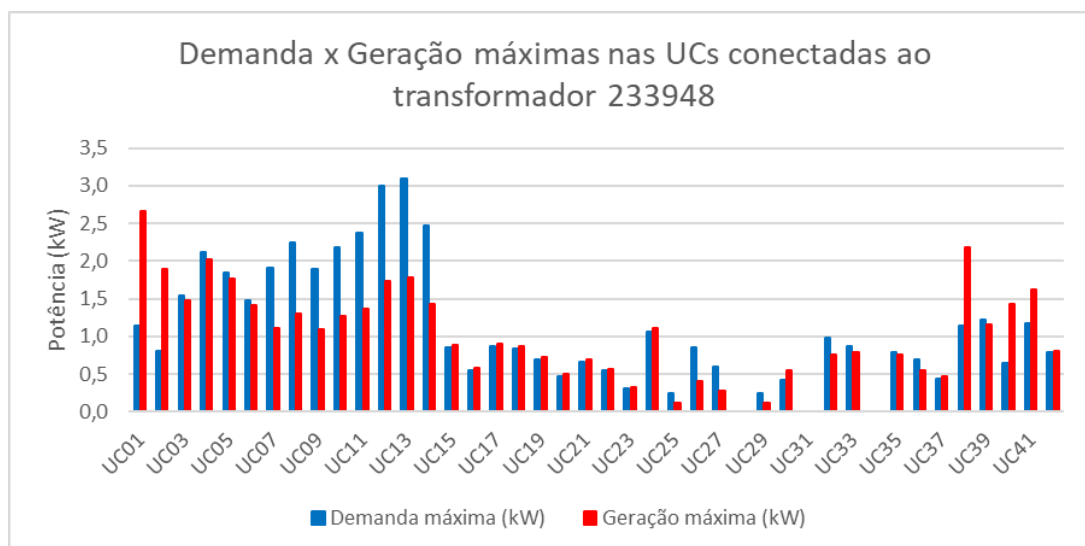


Figura 4.19 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 233948.

Com as atribuições das curvas de demanda e geração, com base na Figura 4.19, são então levantados os segmentos de linha que compõem a rede atendida pelo transformador 233948, com as suas informações dispostas conforme a Tabela 4.14.

Tabela 4.14 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 233948.

Segmentos de rede					
COD_ID	PAC_1	PAC_2	UNI_TR_D	TIP_CND	COMP
5656288	1833000	1833007	233948	BT313_BT313_7_3_1	0,50
5656295	1833007	3025289	233948	BT803_BT803_4_3_4	34,80
5656302	1833007	3025303	233948	BT803_BT803_4_3_4	35,75
9176308	3025296	3027879	233948	BT803_BT803_4_3_4	20,89
9176427	3025289	3025296	233948	BT803_BT803_4_3_4	5,39
10362969	3025303	3025310	233948	BT803_BT803_4_3_4	34,80

Os dados da Tabela 4.14 são então ordenados de forma a compor a rede de distribuição, com as suas unidades consumidoras distribuídas de acordo com o PAC e impedância característica de acordo com os dados da BDGD. A Tabela 4.15 apresenta a ordem dos segmentos para compor a rede, assim como seus valores de impedância característica. A Tabela 4.16 identifica as barras da rede e o número de unidades consumidoras a elas conectadas.

Tabela 4.15 – Organização dos segmentos de rede do transformador 233948.

Rede - Transformador 233948							
Linha	PAC_1	PAC_2	Comp. (m)	R _c (Ω/km)	X _c (Ω/km)	R _L (Ω/km)	X _L (Ω/km)
0102	1833000	1833007	0,50	0,1719	0,1140	0,0001	0,0001
0203	1833007	3025289	34,80	0,5323	0,0800	0,0185	0,0028
0304	3025289	3025296	5,39	0,5323	0,0800	0,0029	0,0004
0405	3025296	3027879	20,89	0,5323	0,0800	0,0111	0,0017
0206	1833007	3025303	35,75	0,5323	0,0800	0,0190	0,0029
0607	3025303	3025310	34,80	0,5323	0,0800	0,0185	0,0028

Tabela 4.16 – Distribuição das UC na rede do transformador 233948.

Distribuição de unidades consumidoras		
PAC	Barramento	N° UC
1833000	B01	0
1833007	B02	10
3025289	B03	1
3025296	B04	2
3027879	B05	4
3025303	B06	11
3025310	B07	14

Com base nos dados da Tabela 4.15 e da Tabela 4.16, a rede de distribuição atendida pelo transformador 233948 foi simulada por meio do programa OpenDSS. A Figura 4.20 apresenta a topologia da rede simulada.

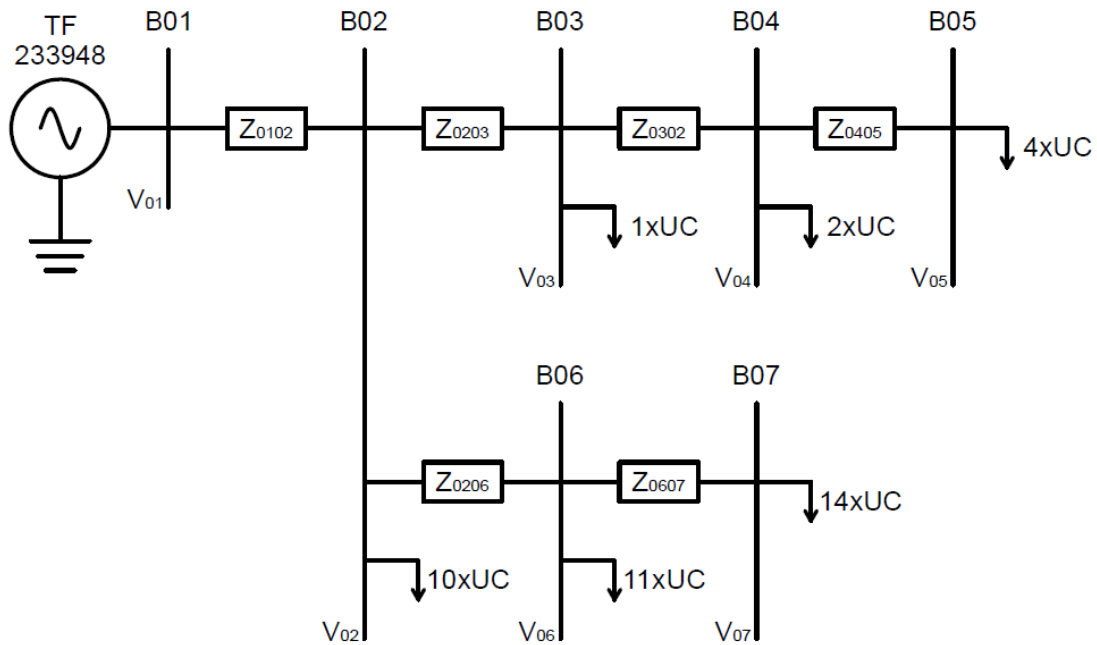


Figura 4.20 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 233948.

Utilizando o programa OpenDSS a rede da Figura 4.20 foi simulada com as atribuições de curvas de demanda e geração em cada barra da rede, de forma similar ao descrito no subitem 4.1.1. A simulação retornou os valores de tensão para quatro cenários de operação: o cenário sem geração, com geração mínima, com geração máxima, e com geração média. A avaliação do pior caso demonstrou que a barra B07 apresentou os maiores valores de elevação de tensão. Os valores de variação de tensão ao longo do dia para os quatro cenários podem ser vistos na Figura 4.21.

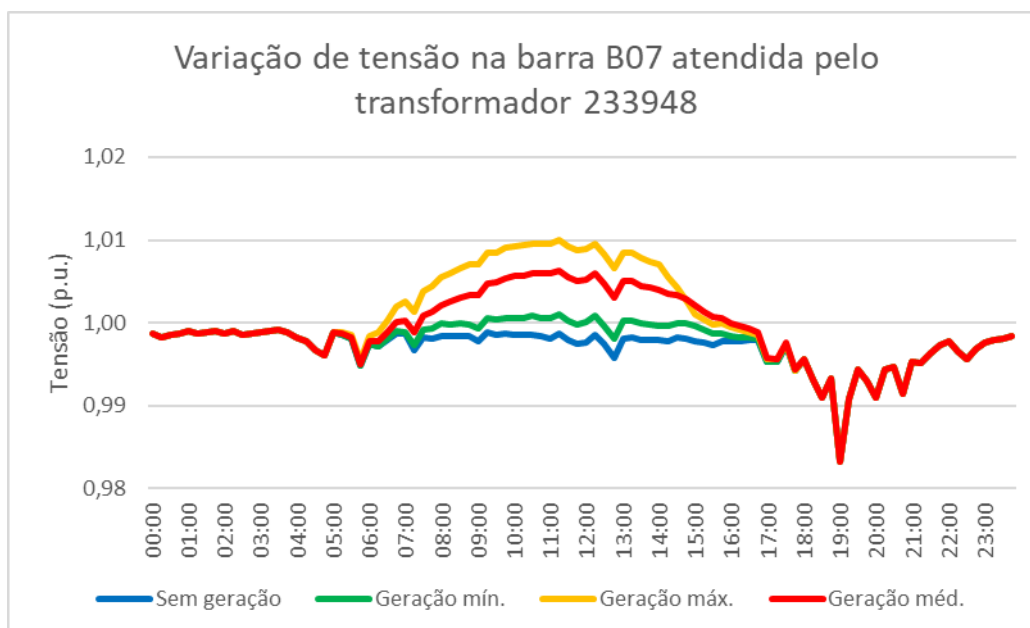


Figura 4.21 – Variação de tensão na barra B07 da rede atendida pelo transformador 233948.

Conforme o gráfico da Figura 4.21, a tensão na barra B07 apresenta um valor máximo de 1,01 p.u. Neste caso a inserção de geradores distribuídos pelas unidades consumidoras não incorreria em problemas de sobretensão, porém considerando-se a tensão do transformador igual a 1 p.u. e sem oscilações durante a operação do sistema.

4.1.3. Rede COELBA

Como terceiro caso a ser avaliado para os pontos de carregamento e sobretensão ocasionados pela alta penetração da geração distribuída, foi selecionada uma rede real da concessionária distribuidora de energia COELBA. A rede selecionada para análise de carregamento é a rede de baixa tensão associada a um transformador de 75 kVA localizado na Rua das Acácias, no bairro Pituba, na cidade de Salvador, no estado da Bahia, conforme disposto na Figura 4.22. Este transformador foi selecionado pela semelhança com o exemplo do subitem 3.4 e por estar localizado em uma região com predominância de residências térreas, seguindo o mesmo intuito da seleção dos transformadores dos casos anteriores.

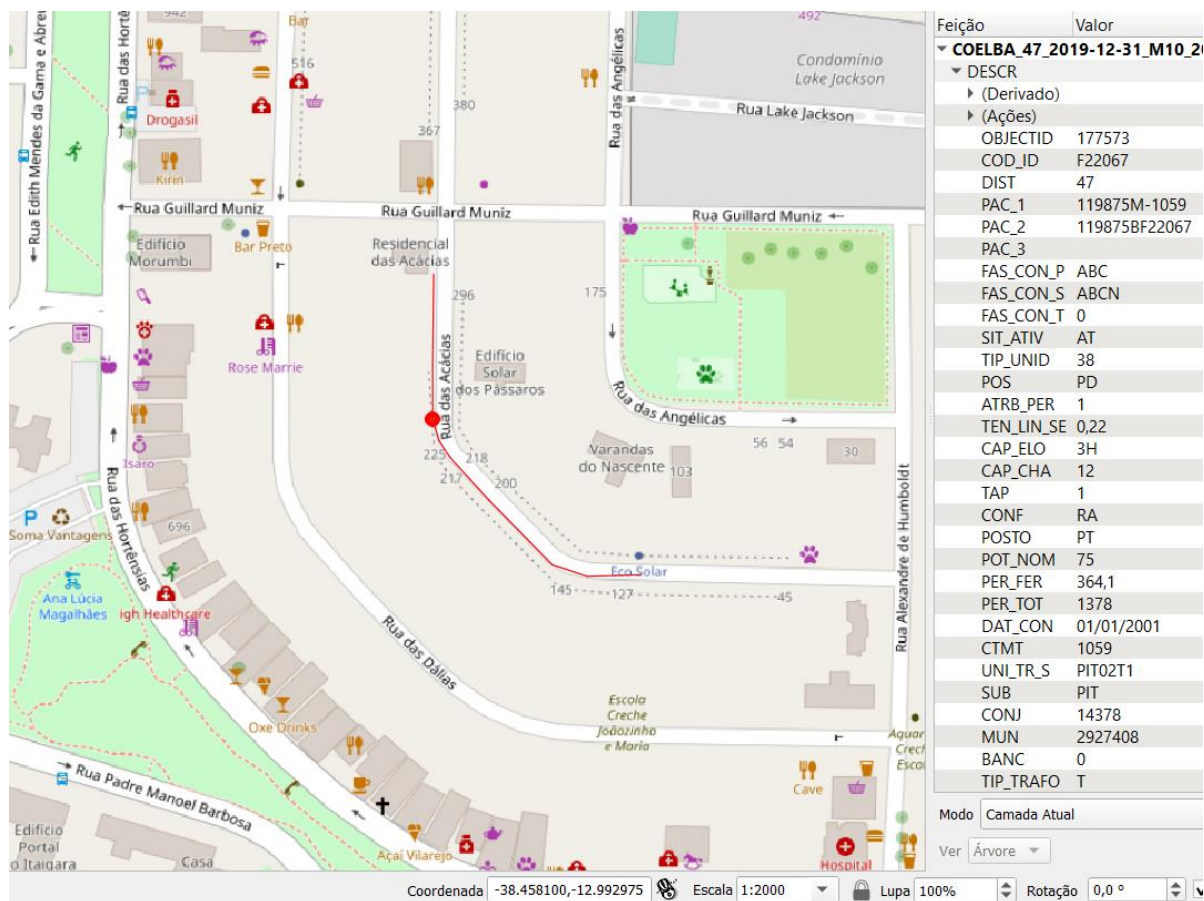


Figura 4.22 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa COELBA, de acordo com a BDGD.

De acordo com a BDGD, as características técnicas do transformador COD_ID F22067 estão dispostas na Tabela 4.13. A este transformador são associadas 44 unidades consumidoras, com consumo mensal descrito conforme o gráfico da Figura 4.23.

Tabela 4.17 – Características técnicas do transformador F22067.

Transformador	
Latitude (graus)	-12,9923
Longitude (graus)	-38,4600
Identificação (COD_ID)	F22067
Transformador de subestação (UNI_TR_S)	PIT02T1
Potência nominal (kVA)	75,00
Ligação do primário	ABC
Ligação do secundário	ABCN
Tensão de linha do primário (kV)	13,80
Tensão de linha do secundário (kV)	0,22
Tap	1,0000
Consumo (MWh/ano)	196,11

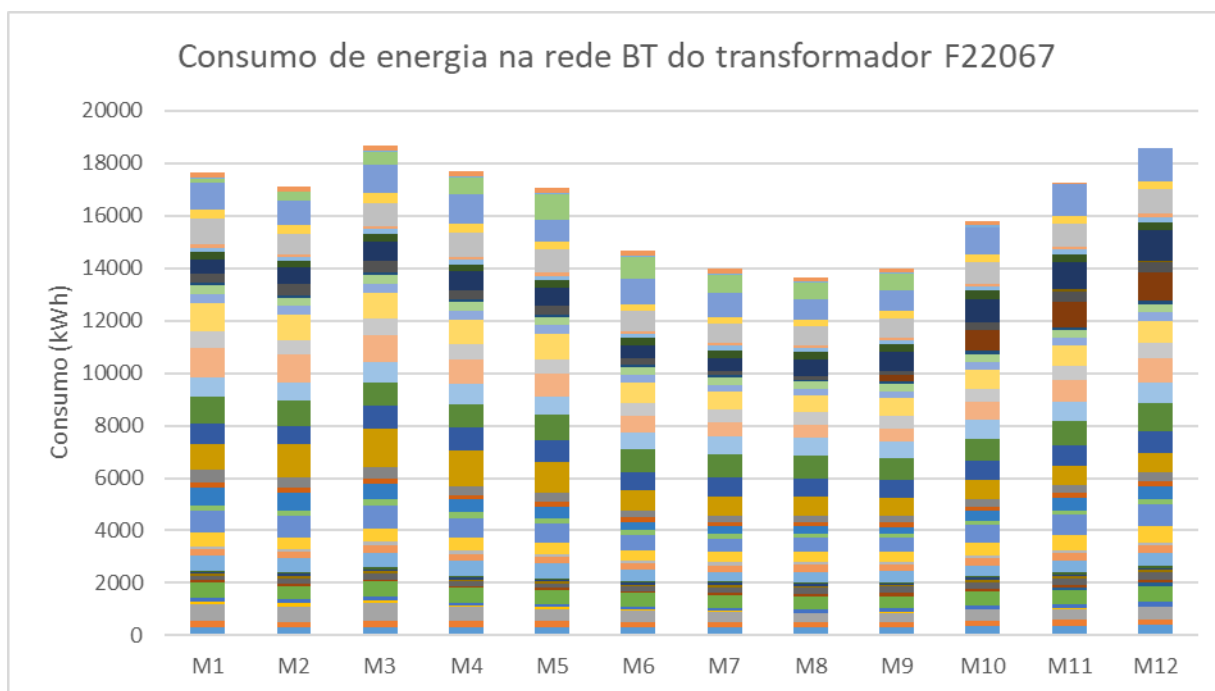


Figura 4.23 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador F22067 (cada cor corresponde ao consumo de uma UC).

A associação de curvas de carga típicas e caracterização dos grupos de UC para o transformador F22067, como demonstrado no subitem 4.1.1, são expostos na Tabela 4.10.

Tabela 4.18 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador F22067.

Tipo de UC	Número de UC	Ea (MWh/ano)	Pmw (kW)	Pm (norm.)	Pmw/Pm
COM-Tipo9	3	10,82	0,41	0,5401	0,7623
RES-Tipo1	2	1,08	0,06	0,9114	0,0678
RES-Tipo10	3	5,03	0,19	0,7038	0,2722
RES-Tipo2	2	14,87	0,85	0,4569	1,8570
RES-Tipo3	3	9,60	0,37	0,5760	0,6345
RES-Tipo4	2	14,46	0,83	0,5772	1,4295
RES-Tipo5	2	4,02	0,23	0,6927	0,3311
RES-Tipo6	2	13,47	0,77	0,3173	2,4228
RES-Tipo7	1	1,58	0,18	0,6473	0,2778
RES-Tipo8	1	2,17	0,25	0,7321	0,3388
RES-Tipo9	23	119,01	0,59	0,3576	1,6519

Como existem 11 tipos de curvas características relacionadas às unidades consumidoras conectadas ao transformador F22067, somente será mostrado o resultado da curva de carga do transformador, com cálculo realizado de maneira análoga ao apresentado no subitem 4.1.1. A Figura 4.15 apresenta a curva de carga do transformador F22067 e dos principais grupos de unidades consumidoras. Grupos com poucas unidades consumidoras de menor consumo anual foram somados e apresentados como um conjunto de unidades.

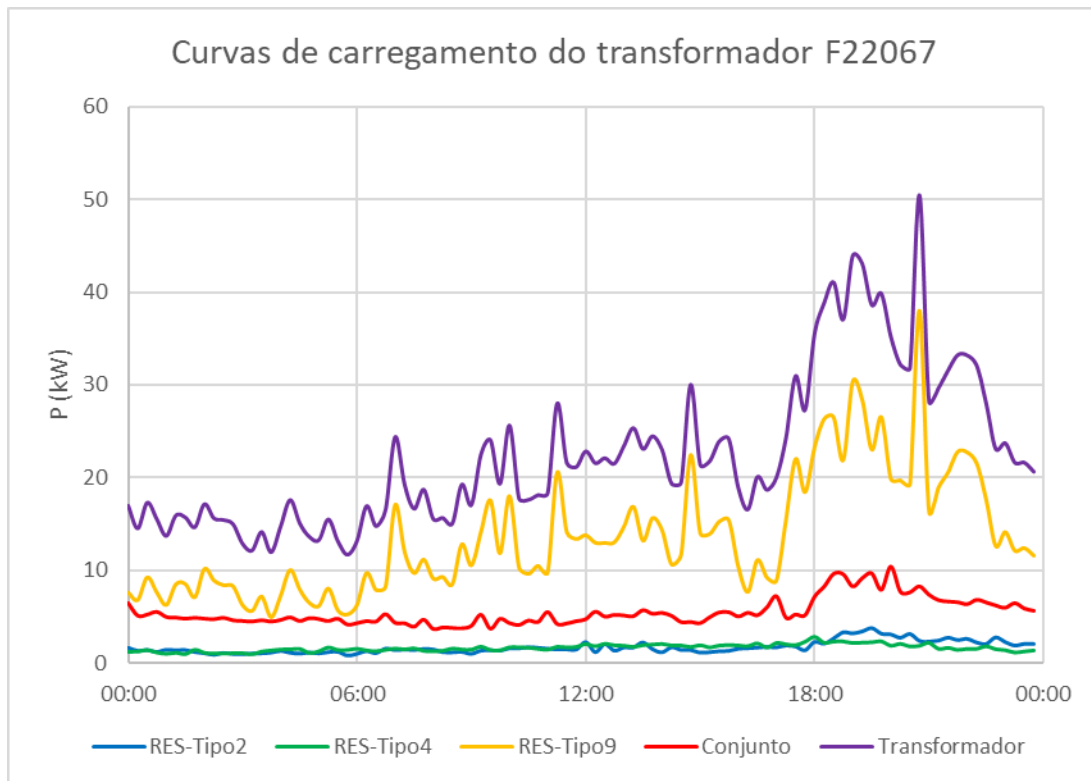


Figura 4.24 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador F22067.

Analisando a Figura 4.24, é possível verificar um carregamento máximo de 51 kW às 20h45, que representa 67 % da potência nominal do transformador, não incorrendo em sobrecarga do mesmo durante a operação do sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para atendimento da demanda de energia de todas as unidades consumidoras foi realizado de forma similar ao do sistema do subitem 4.1.1, utilizando o programa SAM. A Tabela 4.19 apresenta as informações da base de dados de irradiância utilizada, e a Tabela 4.20 apresenta os dados do modelo de geração fotovoltaica.

Tabela 4.19 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Salvador.

Base de dados de irradiância solar	
Fonte	NSRDB
Identificação da estação	1998687
Latitude (DD)	-12,99
Longitude (DD)	-38,50
Fuso horário	-3,00
Altitude (m)	2,00

Tabela 4.20 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador F22067.

Valores da base de simulação no SAM	
Capacidade nominal do sistema (kWcc)	104,00
Tipo de módulo	Padrão
Relação cc/ca	1,00
Eficiência do inversor (%)	99,50
Tipo de arranjo	Fixo em telhado
Inclinação (graus)	13,00
Azimute (graus)	0,00
Perdas totais (%)	0,00

A simulação foi realizada de forma similar ao procedimento do subitem 4.1.1, visando ao atendimento da demanda de energia anual do transformador F22067, caracterizando um valor necessário de geração de 196,11 MWh/ano. Desta forma obteve-se um sistema fotovoltaico de 104 kW, capaz de suprir as unidades consumidoras com 195,86 MWh/ano. A Tabela 4.21 e a Figura 4.25 apresentam os dados de produção do sistema fotovoltaico dimensionado para atendimento da demanda do transformador F22067.

Tabela 4.21 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador F22067.

Simulação da geração de sistema fotovoltaico de 104 kW	
Energia (MWh/ano)	195,86
Fator de capacidade (%)	21,50
Rendimento energético (kWh/kW)	1.883

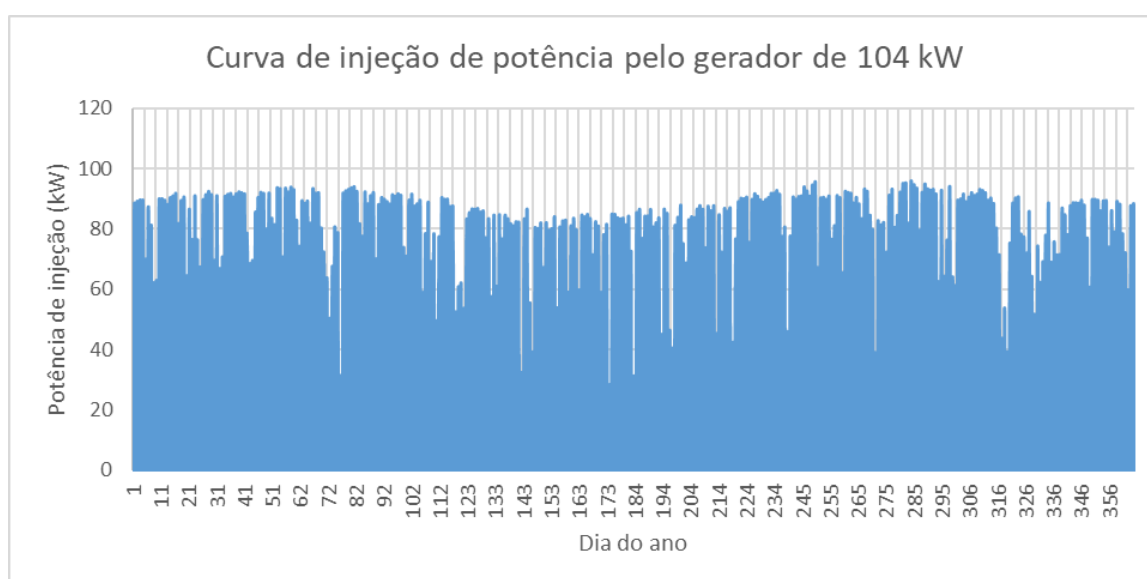


Figura 4.25 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 104 kW instalado na cidade de Salvador.

A curva de geração da Figura 4.25 apresenta valor máximo de geração de 96,00 kW pelo gerador de 104,00 kW simulado na cidade de Salvador, sendo destacadas as curvas de geração dos dias com maior e menor injeção máxima e composta uma curva de média horária de injeção. Estas três curvas, juntamente com a demanda do transformador, estão apresentadas na Figura 4.26.

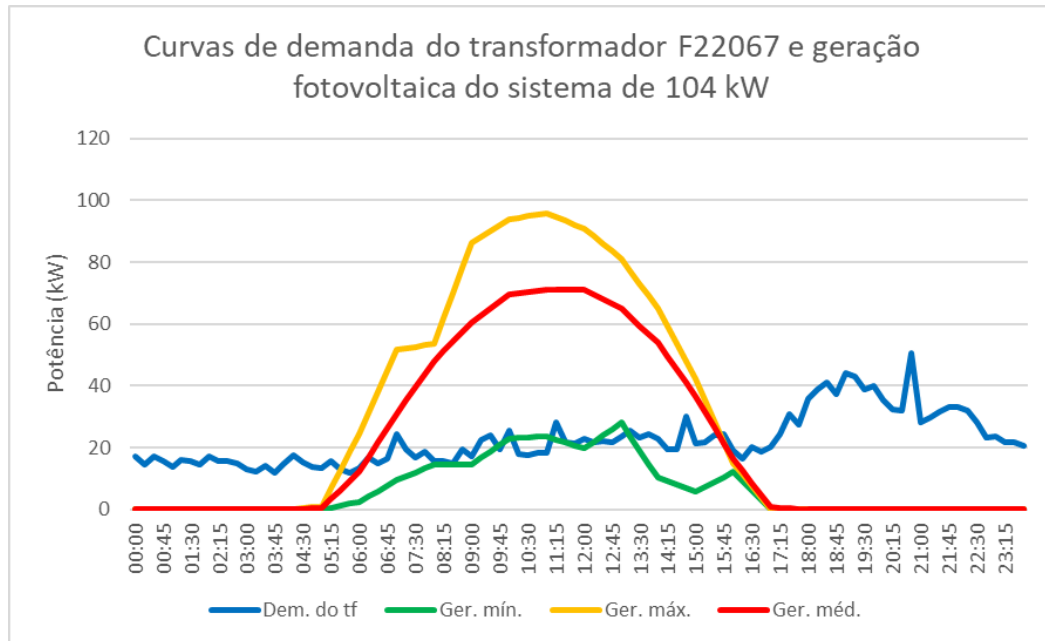


Figura 4.26 – Curvas de demanda e geração do transformador F22067.

A fim de verificar o carregamento do transformador F22067, as curvas de geração mínima, máxima e média são subtraídas da curva de demanda do transformador compondo as curvas de carregamento da Figura 4.27.

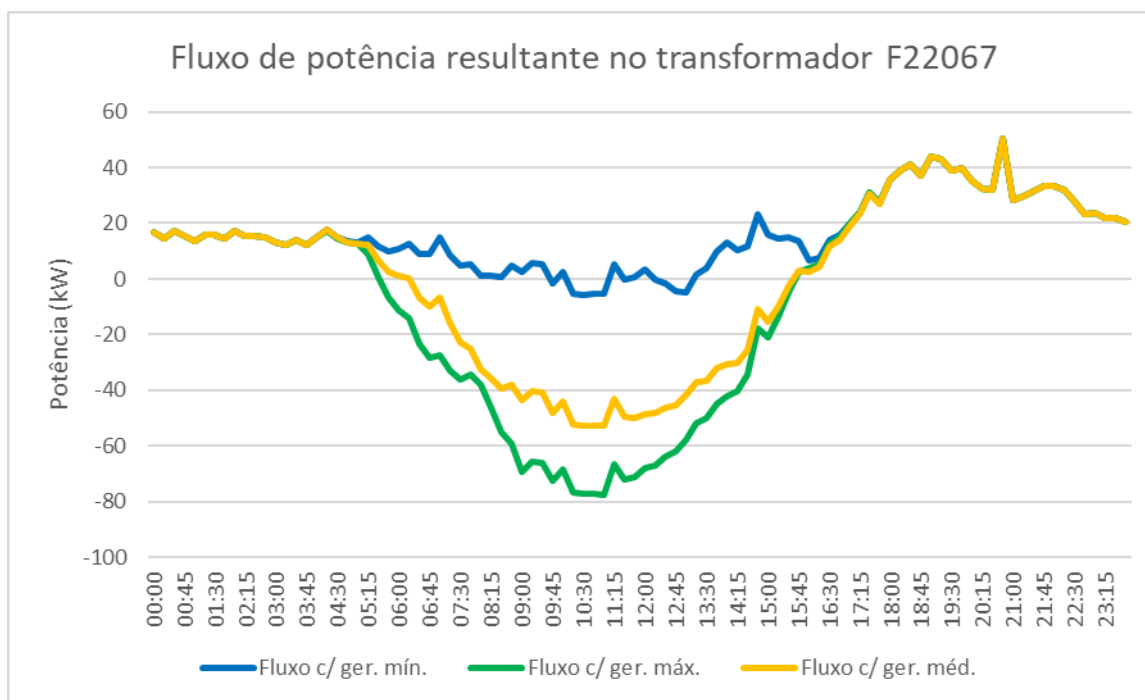


Figura 4.27 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador F22067.

Analisando as curvas da Figura 4.27 é possível verificar que, em dias de maior irradiância solar, o transformador F22067 apresenta um período de sobrecarga que dura uma hora, com um carregamento que chega a 77 kW durante a injeção pelos sistemas FV. Como a redução de vida útil do transformador é proporcional ao tempo de operação em uma temperatura superior à temperatura de projeto, o transformador F22067 irá receber um aumento de temperatura durante um intervalo de uma hora, em dias de maior irradiância solar, incorrendo em redução não prevista de sua vida útil.

Uma vez determinado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda de energia das unidades consumidoras associadas ao transformador F22067, é necessário redistribuir o sistema em sistemas menores, de acordo com o consumo de cada UC. A Figura 4.28 apresenta os valores de demanda máxima e geração máxima de cada UC conectada ao transformador F22067.

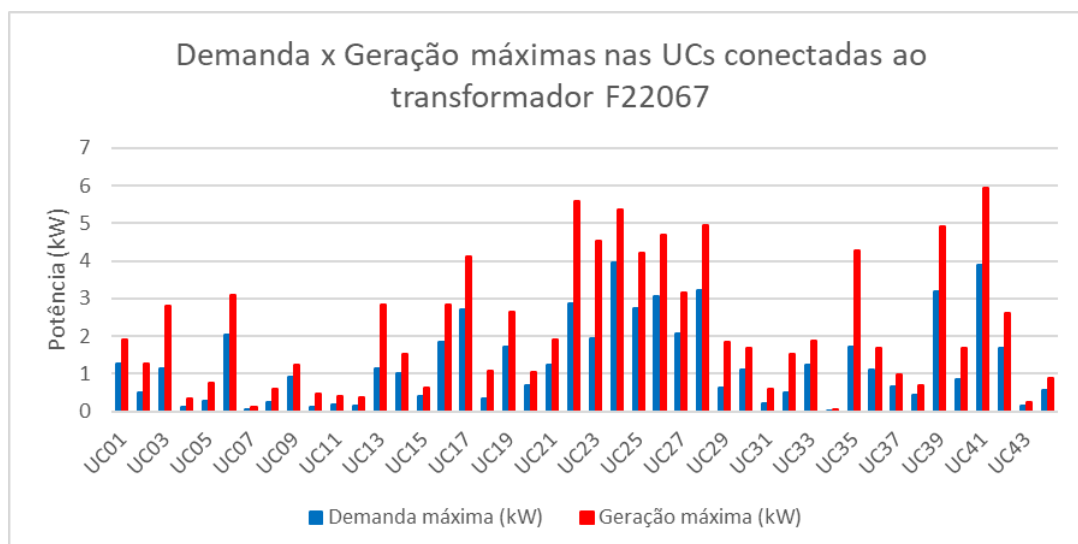


Figura 4.28 – Comparação entre a potência máxima de demanda e a geração das UC conectadas ao transformador F22067.

Com as atribuições das curvas de demanda e geração, com base na Figura 4.28, são então levantados os segmentos de linha que compõem a rede atendida pelo transformador F22067, com as suas informações dispostas conforme a Tabela 4.22.

Tabela 4.22 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador F22067.

Segmentos de rede					
COD_ID	PAC_1	PAC_2	UNI_TR_D	TIP_CND	COMP
144528	119928BF22067	119806BF22067	F22067	2230038_B_3	16,20
144559	119806BF22067	119833BF22067	F22067	2203014_B_3	23,27
144572	119875BF22067	119885BF22067	F22067	2230038_B_3	9,89
144577	119885BF22067	119892BF22067	F22067	2230038_B_3	8,87
144599	119892BF22067	119910BF22067	F22067	2230038_B_3	25,64
144615	119910BF22067	119928BF22067	F22067	2230038_B_3	40,26
144663	119875BF22067	119876BF22067	F22067	2230038_B_3	24,25
144664	119876BF22067	119877BF22067	F22067	2230038_B_3	40,21

Os dados da Tabela 4.22 são então ordenados de forma a compor a rede de distribuição, com as suas unidades consumidoras distribuídas de acordo com o PAC e impedância característica de acordo com os dados da BDGD. A Tabela 4.23 apresenta a ordem dos segmentos para compor a rede, assim como seus valores de impedância característica. A Tabela 4.24 identifica as barras da rede e o número de unidades consumidoras a elas conectadas.

Tabela 4.23 – Organização dos segmentos de rede do transformador F22067.

Rede - Transformador F22067							
Linha	PAC_1	PAC_2	Comp (m)	R _c (Ω/km)	X _c (Ω/km)	R _L (Ω/km)	X _L (Ω/km)
0102	119875BF22067	119885BF22067	9,89	0,5060	0,0972	0,0050	0,0010
0203	119885BF22067	119892BF22067	8,87	0,5060	0,0972	0,0045	0,0009
0304	119892BF22067	119910BF22067	25,64	0,5060	0,0972	0,0130	0,0025
0405	119910BF22067	119928BF22067	40,26	0,5060	0,0972	0,0204	0,0039
0506	119928BF22067	119806BF22067	16,20	0,5060	0,0972	0,0082	0,0016
0607	119806BF22067	119833BF22067	23,27	1,3080	0,4993	0,0304	0,0116
0108	119875BF22067	119876BF22067	24,25	0,5060	0,0972	0,0123	0,0024
0809	119876BF22067	119877BF22067	40,21	0,5060	0,0972	0,0203	0,0039

Tabela 4.24 – Distribuição das UC na rede do transformador F22067.

Distribuição de unidades consumidoras		
PAC	Barra	Nº UC
119875BF22067	B01	0
119885BF22067	B02	3
119892BF22067	B03	1
119910BF22067	B04	7
119928BF22067	B05	3
119806BF22067	B06	0
119833BF22067	B07	10
119876BF22067	B08	0
119877BF22067	B09	18

Com base nos dados da Tabela 4.23 e da Tabela 4.24, a rede de distribuição atendida pelo transformador F22067 foi simulada por meio do programa OpenDSS. A Figura 4.29 apresenta a topologia da rede simulada.

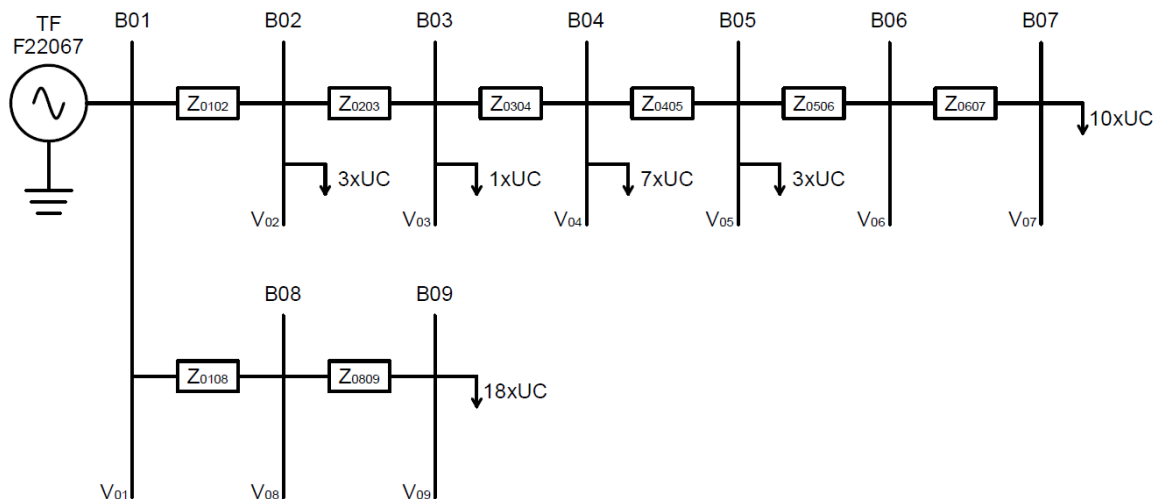


Figura 4.29 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador F22067.

Utilizando o programa OpenDSS, a rede da Figura 4.29 foi simulada com as atribuições de curvas de demanda e geração em cada barra da rede, de forma similar ao descrito no subitem 4.1.1. A simulação retornou os valores de tensão para quatro cenários de operação: o cenário sem geração, com geração mínima, com geração máxima, e com geração média. A avaliação do pior caso demonstrou que a barra B07 apresentou os maiores valores de elevação de tensão. Os valores de variação de tensão ao longo do dia para os quatro cenários podem ser vistos na Figura 4.30.

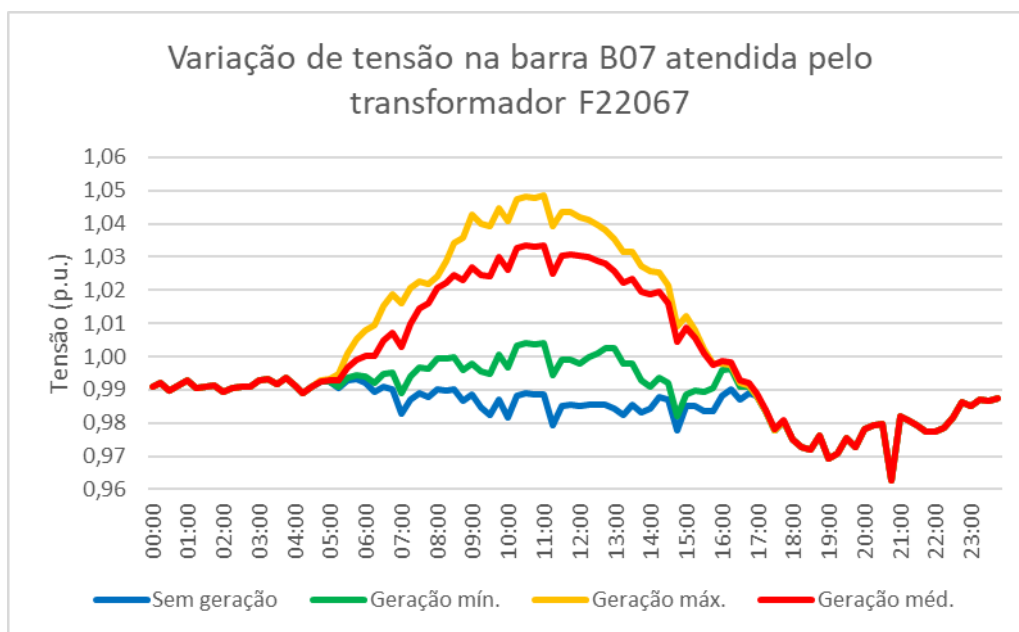


Figura 4.30 – Variação de tensão de fim de linha na barra B07 atendida pelo transformador F22067.

Conforme o gráfico da Figura 4.30, a tensão na barra B07 apresenta um valor máximo de 1,048 p.u. Neste caso a inserção de geradores distribuídos pelas unidades consumidoras não incorreria em problemas de sobretensão, porém considerando-se a tensão do transformador igual a 1 p.u. e sem oscilações durante a operação do sistema.

4.1.4. Rede COPEL

Como quarto caso a ser avaliado para os pontos de carregamento e sobretensão ocasionados pela alta penetração da geração distribuída, foi selecionada uma rede real da concessionária distribuidora de energia COPEL. A rede selecionada para análise de carregamento é a rede de baixa tensão associada a um transformador de 75 kVA localizado na Rua José Miranda de Castro, no bairro Portão, na cidade de Curitiba, no estado do Paraná, conforme disposto na Figura 4.31. Este transformador foi selecionado pela semelhança com o exemplo do subitem 3.4 e por estar localizado em uma região com predominância de residências térreas, seguindo o mesmo intuito da seleção dos transformadores dos casos anteriores. A Figura 4.31 apresenta a visão aérea da região onde está localizado o transformador.

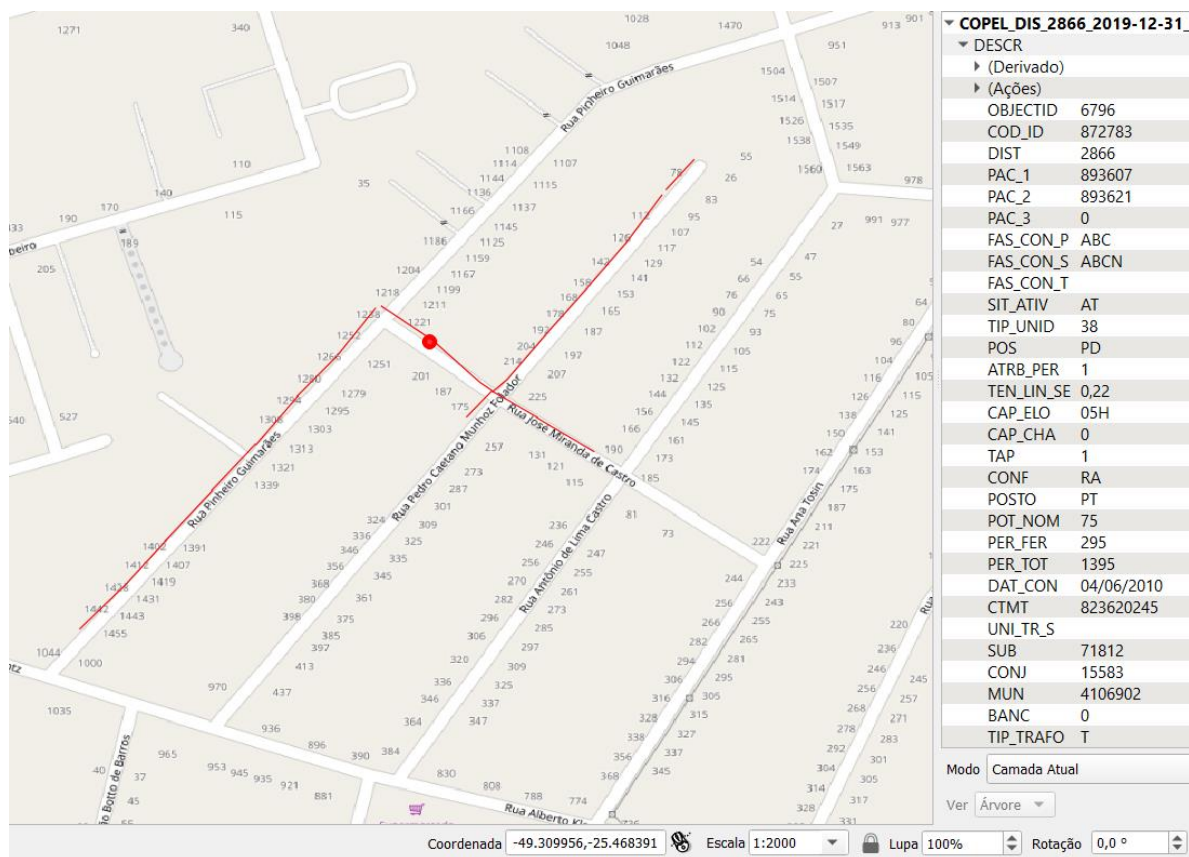


Figura 4.31 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa COPEL, de acordo com a BDGD.

De acordo com a BDGD, as características técnicas do transformador de COD_ID 822783 estão dispostas na Tabela 4.25. A este transformador são associadas 104 unidades consumidoras, com consumo mensal descrito conforme o gráfico da Figura 4.32.

Tabela 4.25 – Características técnicas do transformador 872783.

Transformador	
Latitude (graus)	-25,4703
Longitude (graus)	-49,3114
Identificação (COD_ID)	872783
Transformador de subestação (UNI_TR_S)	-----
Potência nominal (kVA)	75,00
Ligação do primário	ABC
Ligação do secundário	ABCN
Tensão de linha do primário (kV)	13,80
Tensão de linha do secundário (kV)	0,22
Tap	1,0000
Consumo (MWh/ano)	203,46

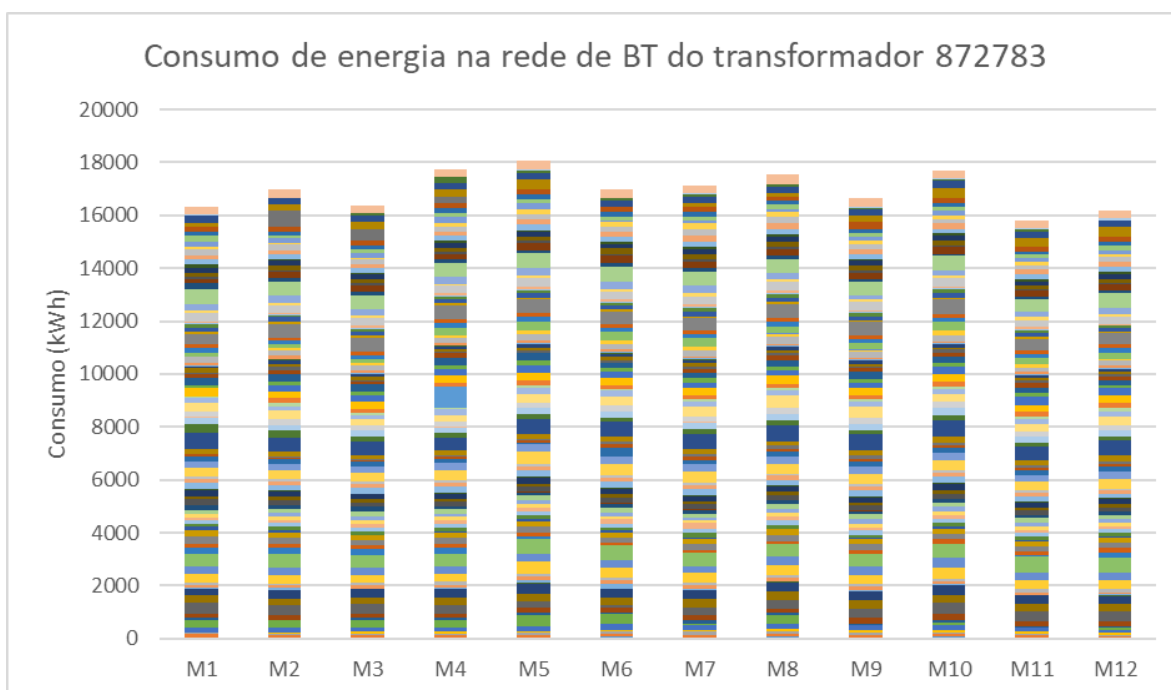


Figura 4.32 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 872783 (cada cor corresponde ao consumo de uma UC).

A associação de curvas de carga típicas e a caracterização dos grupos de UC para o transformador 822783, como demonstrado no subitem 4.1.1, são expostas na Tabela 4.26.

Tabela 4.26 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 872783.

Tipo de UC	Número de UC	Ea (MWh/ano)	Pmw (kW)	Pm (norm.)	Pmw/Pm
COM-Tipo 1	1	1,29	0,15	0,6783	0,2163
COM-Tipo 3	1	2,28	0,26	0,3820	0,6808
COM-Tipo 5	1	0,11	0,01	0,4477	0,0282
RES-Tipo 1	29	48,53	0,19	0,5398	0,3539
RES-Tipo 2	2	5,12	0,29	0,2738	1,0679
RES-Tipo 3	9	19,52	0,25	0,2563	0,9658
RES-Tipo 4	12	22,59	0,21	0,4799	0,4478
RES-Tipo 5	28	58,26	0,24	0,6533	0,3636
RES-Tipo 6	15	30,86	0,23	0,3481	0,6746
RES-Tipo 7	2	6,45	0,37	0,8159	0,4509
RES-Tipo 8	4	8,46	0,24	0,1287	1,8766

Como existem 11 tipos de curvas características relacionadas às unidades consumidoras conectadas ao transformador 872783, somente será mostrado o resultado da curva de carga do transformador, com cálculo realizado de maneira análoga ao apresentado no subitem 4.1.1. A Figura 4.33 apresenta a curva de carga do transformador 872783 e dos principais grupos de unidades consumidoras. Os grupos com poucas unidades consumidoras ou menor consumo anual foram somados e apresentados como um conjunto de unidades.

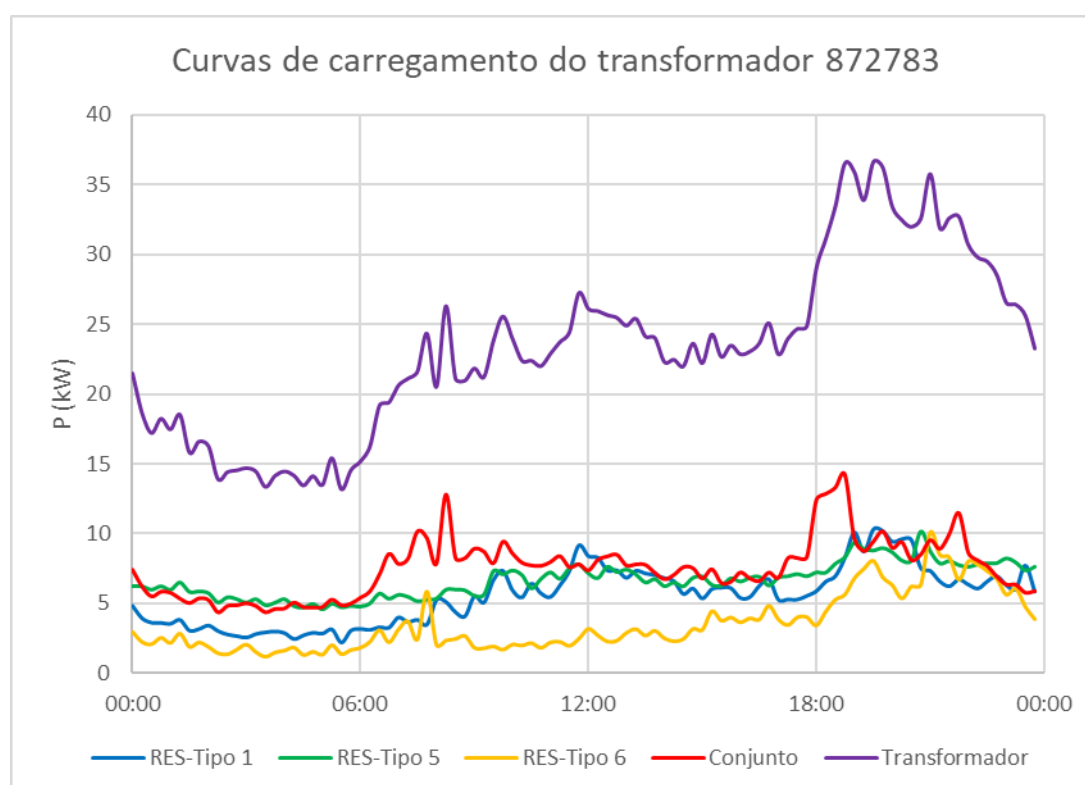


Figura 4.33 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 872783.

Analisando a Figura 4.33, é possível verificar um carregamento máximo de 37 kW às 19h30, que representa 49 % da potência nominal do transformador, não incorrendo em sobrecarga do mesmo durante a operação do sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para atendimento da demanda de energia de todas as unidades consumidoras foi realizado de forma similar ao do sistema do subitem 4.1.1, utilizando o programa SAM. A Tabela 4.27 apresenta as informações da base de dados de irradiância utilizada, e a Tabela 4.28 apresenta os dados do modelo de geração fotovoltaica.

Tabela 4.27 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Curitiba.

Base de dados de irradiância solar	
Fonte	ISD-TMYx
Identificação da estação	838400
Latitude (DD)	-25,53
Longitude (DD)	-49,18
Fuso horário	-3,00
Altitude (m)	910,70

Tabela 4.28 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 872783.

Valores da base de simulação no SAM	
Capacidade nominal do sistema (kWcc)	140,00
Tipo de módulo	Padrão
Relação cc/ca	1,00
Eficiência do inversor (%)	99,50
Tipo de arranjo	Fixo em telhado
Inclinação (graus)	25,50
Azimute (graus)	0,00
Perdas totais (%)	0,00

A simulação foi realizada de forma similar ao procedimento do subitem 4.1.1, visando ao atendimento da demanda de energia anual do transformador 872783, caracterizando um valor necessário de geração de 230,46 MWh/ano. Desta forma obteve-se um sistema fotovoltaico de 140 kW capaz de suprir as unidades consumidoras com 230,40 MWh/ano. A Tabela 4.29 e a curva de injeção ao longo do ano de acordo com a Figura 4.34 apresentam os dados de produção do sistema fotovoltaico dimensionado para atendimento da demanda do transformador 872783.

Tabela 4.29 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 872783.

Simulação da geração de sistema fotovoltaico de 140 kW	
Energia (MWh/ano)	230,46
Fator de capacidade (%)	16,60
Rendimento energético (kWh/kW)	1.453

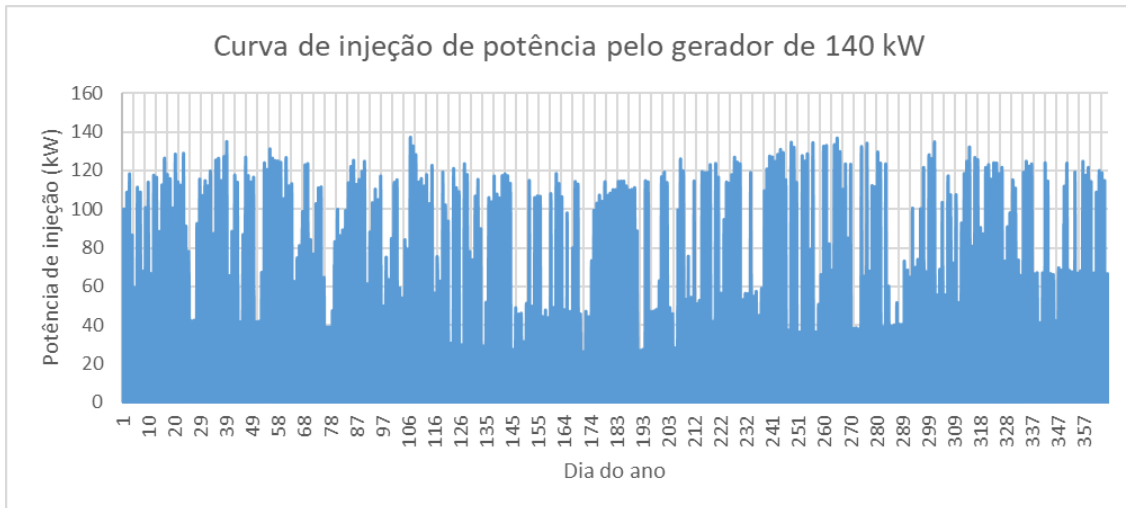


Figura 4.34 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 140 kW instalado na cidade de Curitiba.

A curva de geração da Figura 4.34 apresenta valor máximo de geração de 137,18 kW pelo gerador de 140,00 kW simulado na cidade de Curitiba, sendo destacadas as curvas de geração dos dias com maior e menor injeção máxima e composta uma curva de média horária de injeção. Estas três curvas, caracterizadas como geração mínima, máxima e média, juntamente com a demanda do transformador, estão apresentadas na Figura 4.26.

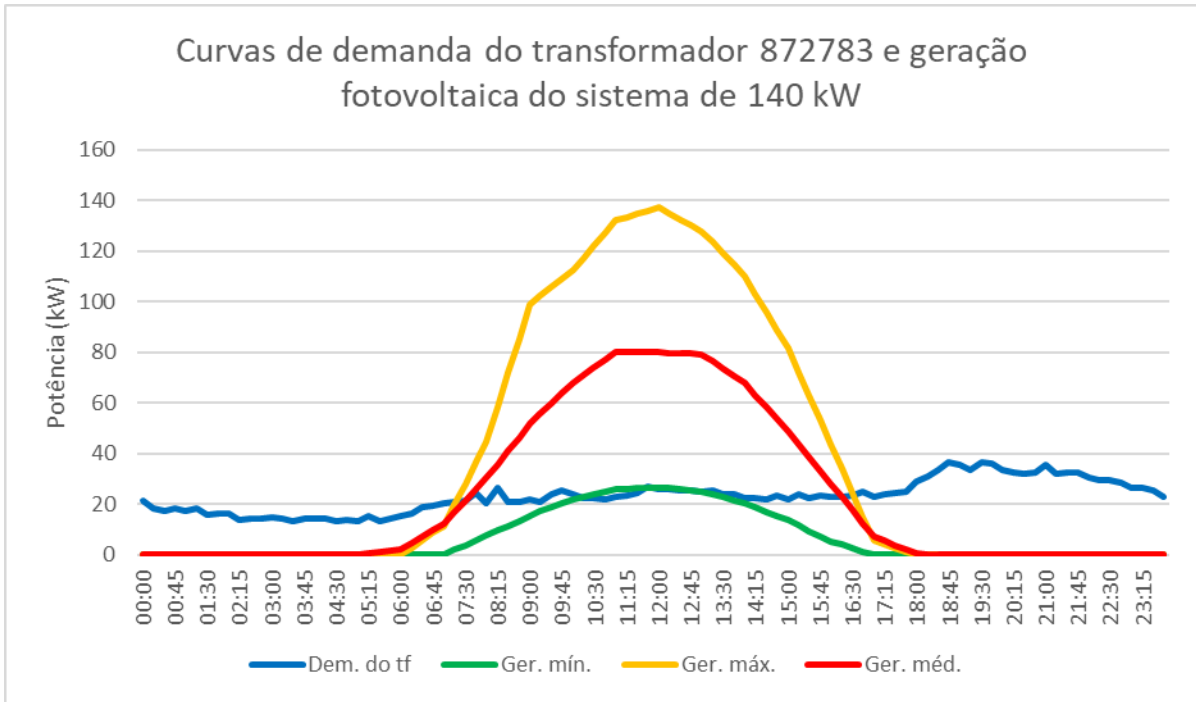


Figura 4.35 – Curvas de demanda e geração do transformador 872783.

A fim de verificar o carregamento do transformador 872783, as curvas de geração mínima, máxima e média são subtraídas da curva de demanda do transformador compondo as curvas de carregamento da Figura 4.36.

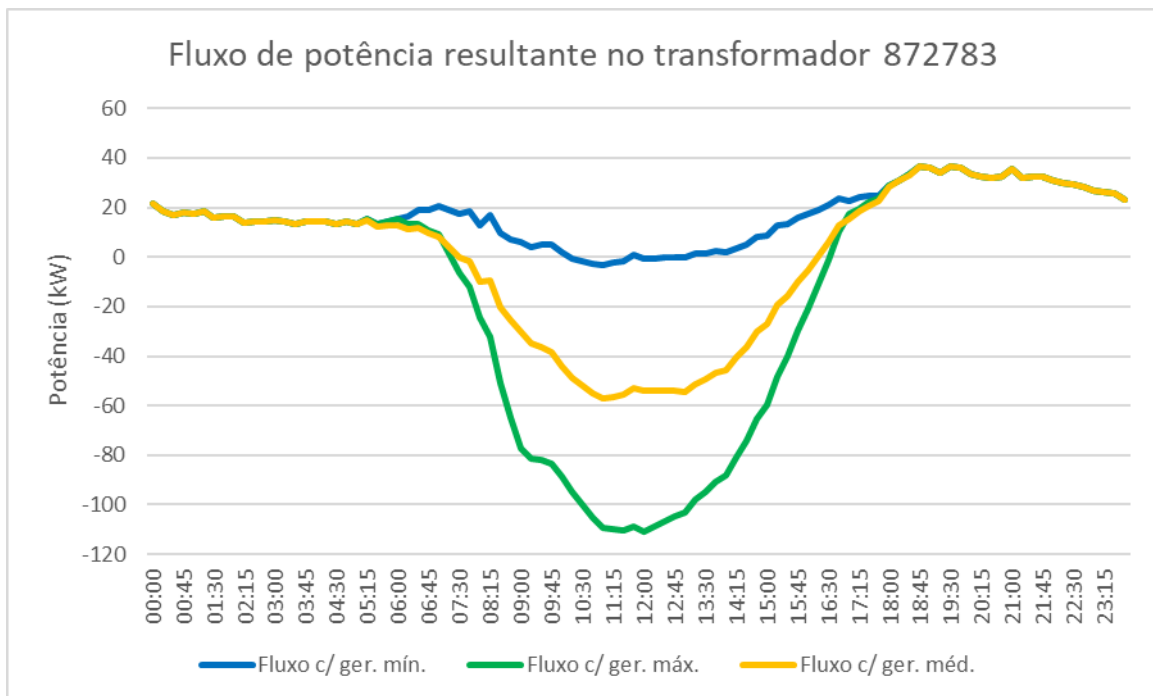


Figura 4.36 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador 872783.

Analisando as curvas da Figura 4.36 é possível verificar que, em dias de maior irradiância solar, o transformador 872783 apresenta um período de sobrecarga que dura cinco horas e meia,

com um carregamento que chega a 110,3 kW durante a injeção pelos sistemas FV. Como a redução de vida útil do transformador é proporcional ao tempo de operação em uma temperatura superior à temperatura de projeto, o transformador 872783 irá receber um aumento de temperatura durante um intervalo de cinco horas e meia, em dias de maior irradiância solar, incorrendo em redução não prevista de sua vida útil.

Uma vez determinado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda de energia das unidades consumidoras associadas ao transformador 872783, é necessário redistribuir o sistema em sistemas menores, de acordo com o consumo de cada UC. A Figura 4.25 apresenta os valores de demanda máxima e geração máxima de cada UC conectada ao transformador 872783.

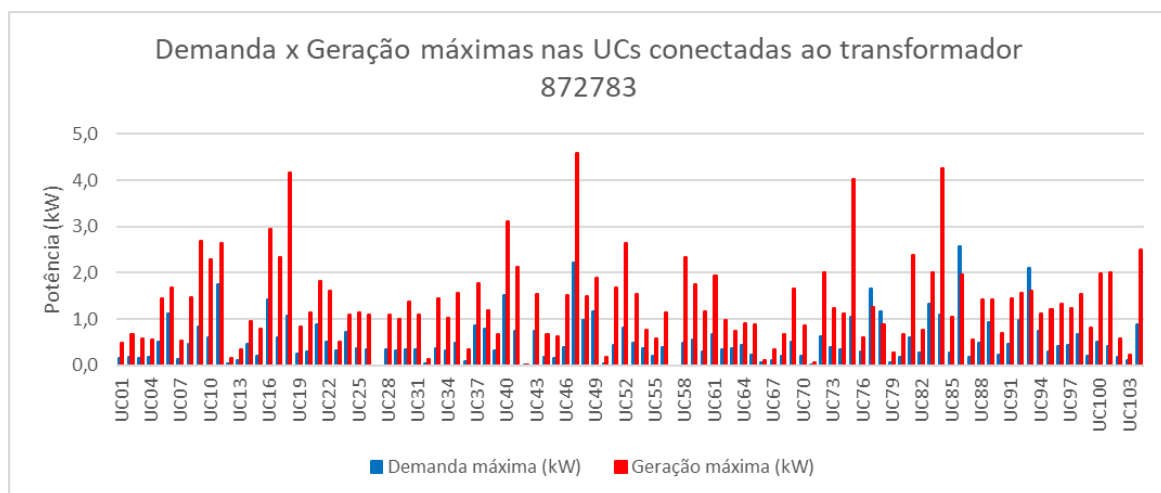


Figura 4.37 – Comparação entre a potência máxima de demanda e geração das UC conectadas ao transformador 872783.

Com as atribuições das curvas de demanda e geração, com base na Figura 4.37, são então levantados os segmentos de linha que compõem a rede atendida pelo transformador 872783, com as suas informações dispostas conforme a Tabela 4.30.

Tabela 4.30 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 872783.

Segmentos de rede					
COD_ID	PAC_1	PAC_2	UNI_TR_D	TIP_CND	COMP
2789412	2889422	2889424	872783	254892548904010000	33,30
2789413	2889420	2889422	872783	254892548904010000	33,97
2789414	2889411	2889415	872783	254892548904010000	34,09
2789415	893621	2889429	872783	254902549004010000	32,66
2789416	2889410	2889412	872783	254892548904010000	19,48
2789417	2889413	2889416	872783	254892548904010000	31,22
2789418	2889416	2889419	872783	254892548904010000	33,30
2789419	2889414	2889417	872783	254902549004010000	34,89
2789420	893621	2889408	872783	254902549004010000	34,09
2789421	2889410	2889413	872783	254892548904010000	9,40
2789422	2889410	2889414	872783	254902549004010000	26,95
2789423	2889421	2889423	872783	254892548904010000	33,46
2789424	2889418	2889420	872783	254892548904010000	36,18
2789425	2889415	2889418	872783	254892548904010000	33,97
2789426	2889409	2889411	872783	254892548904010000	30,33
2789427	2889429	2889409	872783	254892548904010000	34,74
2789428	2889419	2889421	872783	254892548904010000	32,66
2789429	2889408	2889410	872783	254902549004010000	7,97
550109568	2889423	550109586	872783	254842548404010000	25,88

Os dados da Tabela 4.30 são então ordenados de forma a compor a rede de distribuição, com as suas unidades consumidoras distribuídas de acordo com o PAC, e impedância característica de acordo com os dados da BDGD. A Tabela 4.31 apresenta a ordem dos segmentos para compor a rede assim como seus valores de impedância característica. A Tabela 4.32 identifica as barras da rede e o número de unidades consumidoras a elas conectadas.

Tabela 4.31 – Organização dos segmentos de rede do transformador 872783.

Rede - Transformador 872783							
Linha	PAC_1	PAC_2	Comp. (m)	R _c (Ω/km)	X _c (Ω/km)	R _L (Ω)	X _L (Ω)
0102	893621	2889429	32,66	0,3100	0,3128	0,0101	0,0102
0203	2889429	2889409	34,74	0,4900	0,3304	0,0170	0,0115
0304	2889409	2889411	30,33	0,4900	0,3304	0,0149	0,0100
0405	2889411	2889415	34,09	0,4900	0,3304	0,0167	0,0113
0506	2889415	2889418	33,97	0,4900	0,3304	0,0166	0,0112
0607	2889418	2889420	36,18	0,4900	0,3304	0,0177	0,0120
0708	2889420	2889422	33,97	0,4900	0,3304	0,0166	0,0112
0809	2889422	2889424	33,30	0,4900	0,3304	0,0163	0,0110
0110	893621	2889408	34,09	0,3100	0,3128	0,0106	0,0107
1011	2889408	2889410	7,97	0,3100	0,3128	0,0025	0,0025
1112	2889410	2889412	19,48	0,4900	0,3304	0,0095	0,0064
1113	2889410	2889413	9,40	0,4900	0,3304	0,0046	0,0031
1314	2889413	2889416	31,22	0,4900	0,3304	0,0153	0,0103
1415	2889416	2889419	33,30	0,4900	0,3304	0,0163	0,0110
1516	2889419	2889421	32,66	0,4900	0,3304	0,0160	0,0108
1617	2889421	2889423	33,46	0,4900	0,3304	0,0164	0,0111
1718	2889423	550109586	25,88	0,9900	0,3601	0,0256	0,0093
1119	2889410	2889414	26,95	0,3100	0,3128	0,0084	0,0084
1920	2889414	2889417	34,89	0,3100	0,3128	0,0108	0,0109

Tabela 4.32 – Distribuição das UC na rede do transformador 872783.

Distribuição de unidades consumidoras		
PAC	Barra	N° UC
893621	B01	12
2889429	B02	7
2889409	B03	7
2889411	B04	4
2889415	B05	10
2889418	B06	6
2889420	B07	6
2889422	B08	11
2889424	B09	2
2889408	B10	0
2889410	B11	0
2889412	B12	0
2889413	B13	3
2889416	B14	14
2889419	B15	7
2889421	B16	5
2889423	B17	6
550109586	B18	0
2889414	B19	0
2889417	B20	4

Com base nos dados da Tabela 4.31 e da Tabela 4.32, a rede de distribuição atendida pelo transformador 872783 foi simulada por meio do programa OpenDSS. A Figura 4.38 apresenta a topologia da rede simulada.

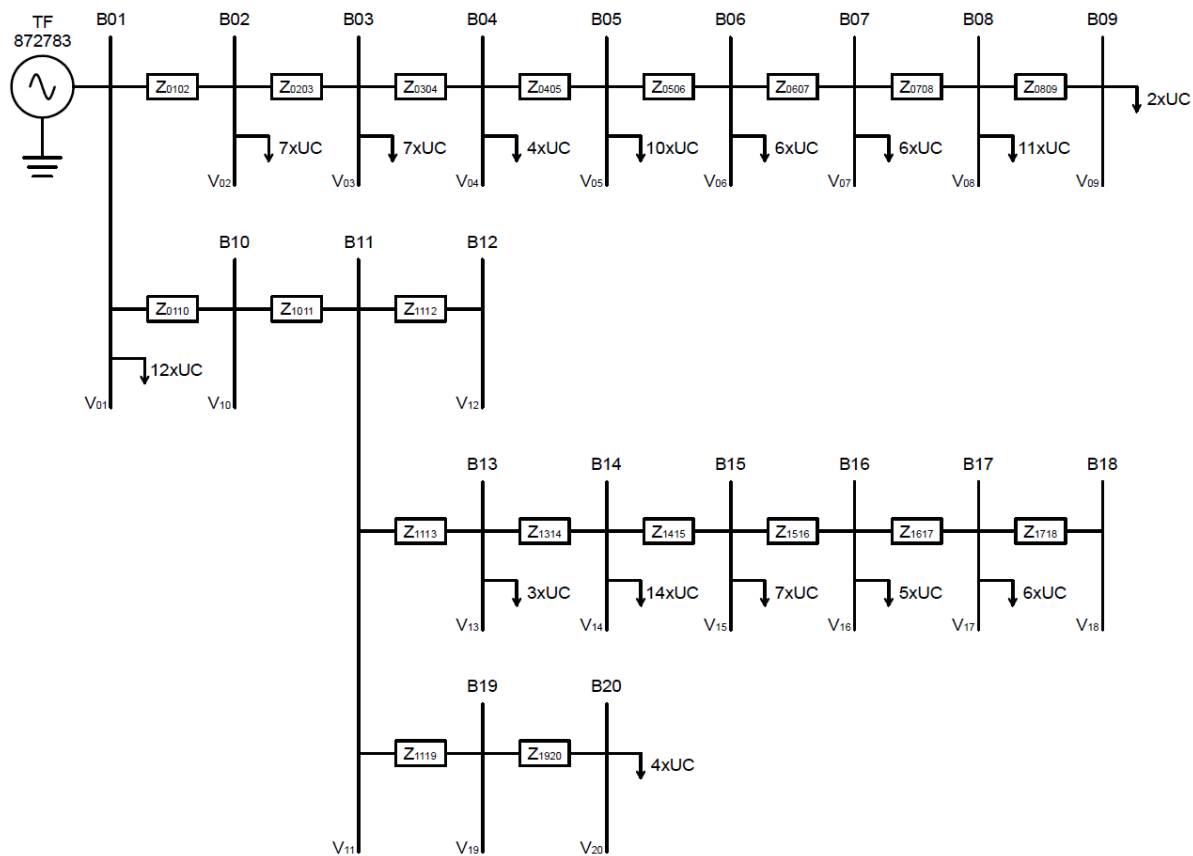


Figura 4.38 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 872783.

Utilizando o programa OpenDSS, a rede da Figura 4.38 foi simulada com as atribuições de curvas de demanda e geração em cada barra da rede, de forma similar ao descrito no subitem 4.1.1. A simulação retornou os valores de tensão para quatro cenários de operação: o cenário sem geração, com geração mínima, com geração máxima, e com geração média. A avaliação do pior caso demonstrou que a barra B09 apresentou os maiores valores de elevação de tensão. Os valores de variação de tensão ao longo do dia para os quatro cenários podem ser vistos na Figura 4.39.

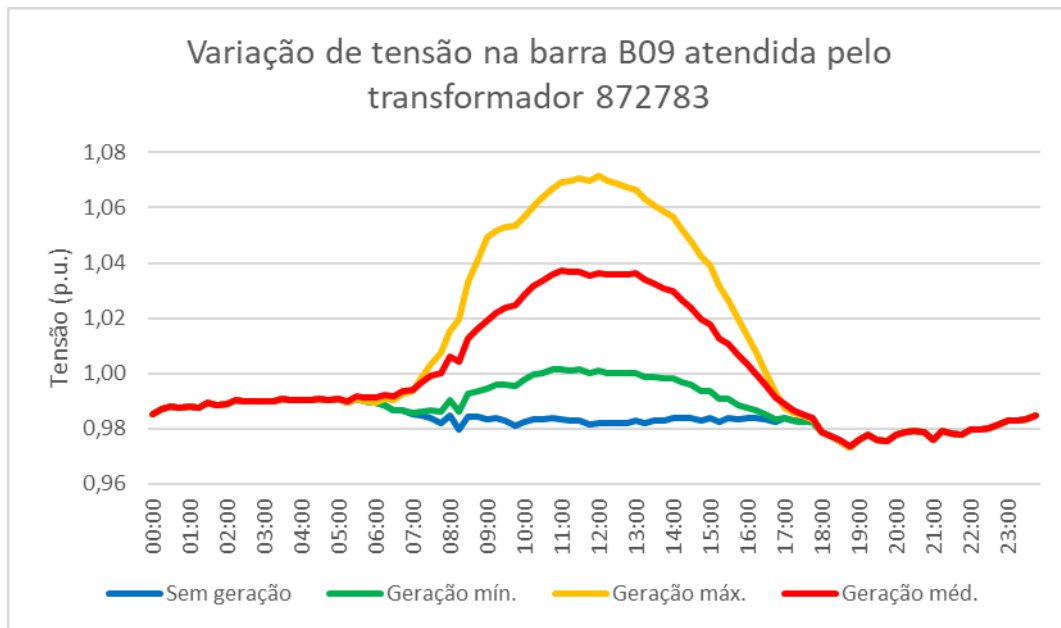


Figura 4.39 – Variação de tensão de fim de linha na barra B09 atendida pelo transformador 872783.

Conforme o gráfico da Figura 4.39, a tensão na barra B09 apresenta um valor máximo de 1,071 p.u. Neste caso, a inserção de geradores distribuídos pelas unidades consumidoras incorreria em problemas de sobretensão, mesmo sem considerar outros efeitos, como aumento na tensão do primário do transformador ou alteração nos taps.

4.1.5. Rede CPFL

Como quinto caso a ser avaliado para os pontos de carregamento e sobretensão ocasionados pela alta penetração da geração distribuída, foi selecionada uma rede real da concessionária distribuidora de energia CPFL. A rede selecionada para análise de carregamento é a rede de baixa tensão associada a um transformador de 75 kVA localizado na Rua Luiz Libermann, no bairro Jardim Pauliceia, na cidade de Campinas, no estado de São Paulo, conforme disposto na Figura 4.40. Este transformador foi selecionado pela semelhança com o exemplo do subitem 3.4 e por estar localizado em uma região com predominância de residências térreas, seguindo o mesmo intuito da seleção dos transformadores dos casos anteriores.

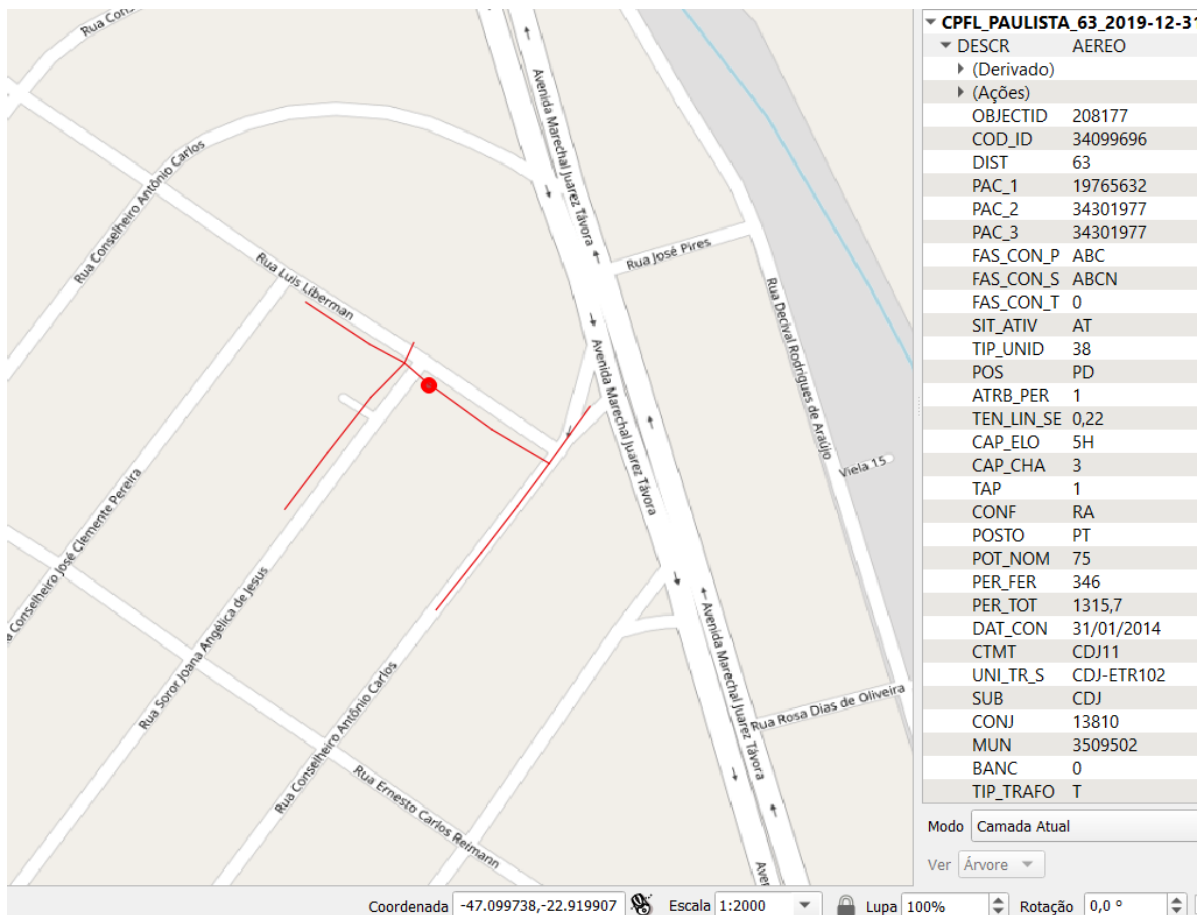


Figura 4.40 – Localização e dados de transformador de 75 kVA da empresa CPFL, de acordo com a BDGD.

De acordo com a BDGD, as características técnicas do transformador COD_ID 34099696 estão dispostas na Tabela 4.33. A esse transformador são associadas 58 unidades consumidoras com consumo mensal descrito conforme o gráfico da Figura 4.41.

Tabela 4.33 – Características técnicas do transformador 34099696.

Transformador	
Latitude (°)	-22,9219
Longitude (°)	-47,0995
Identificação (COD_ID)	34099696
Transformador de subestação (UNI_TR_S)	CDJ-ETR102
Potência nominal (kVA)	75,00
Ligação do primário	ABC
Ligação do secundário	ABCN
Tensão de linha do primário (kV)	13,80
Tensão de linha do secundário (kV)	0,22
Tap	1,0000
Consumo (MWh/ano)	153,91

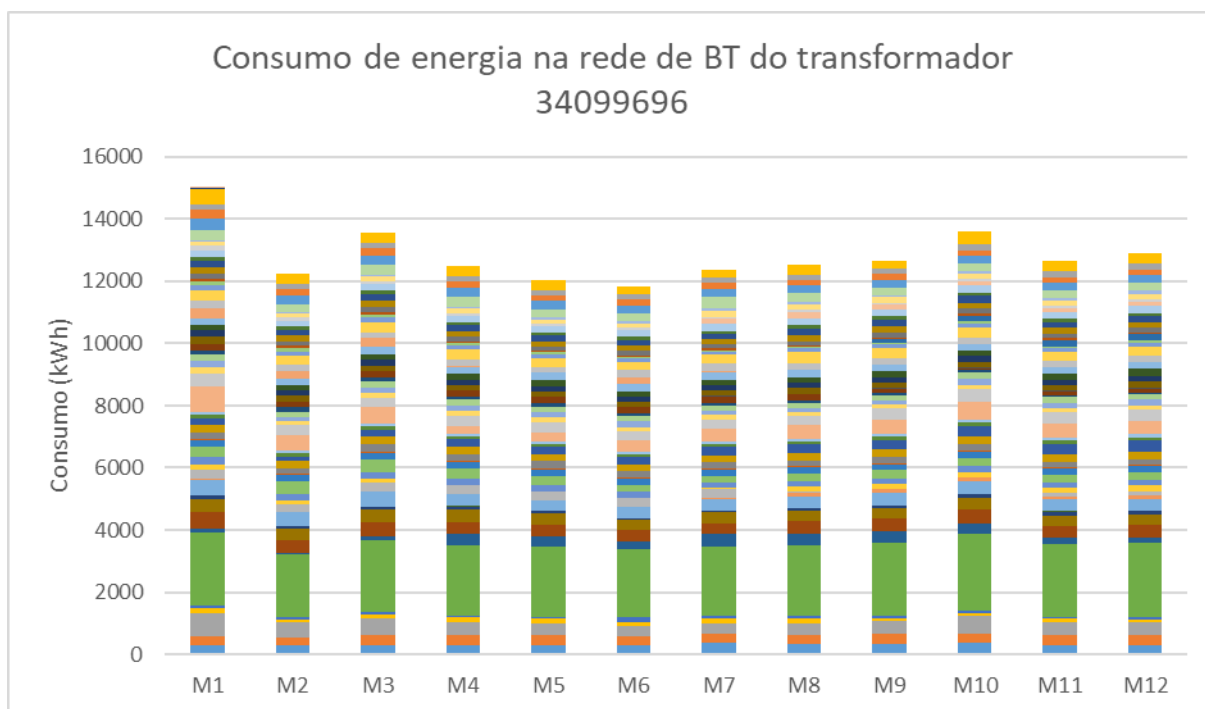


Figura 4.41 – Consumo mensal de energia total pelas UC conectadas ao transformador 34099696 (cada cor corresponde ao consumo de uma UC).

A associação de curvas de carga típicas e caracterização dos grupos de UC para o transformador 34099696, como demonstrado no subitem 4.1.1, são expostas na Tabela 4.34.

Tabela 4.34 – Caracterização das unidades consumidoras conectadas ao transformador 34099696.

Tipo de UC	Número de UC	Ea (MWh/ano)	Pmw (kW)	Pm (norm.)	Pmw/Pm
COM-Tipo7	1	27,38	3,13	0,5332	5,8620
RES-Tipo1	8	16,23	0,23	0,2036	1,1376
RES-Tipo10	2	7,40	0,42	0,4940	0,8547
RES-Tipo2	3	7,99	0,30	0,3219	0,9440
RES-Tipo3	7	13,52	0,22	0,3631	0,6071
RES-Tipo4	9	14,41	0,18	0,5554	0,3290
RES-Tipo5	5	15,45	0,35	0,6868	0,5135
RES-Tipo6	8	12,90	0,18	0,2332	0,7894
RES-Tipo7	7	16,40	0,27	0,3495	0,7652
RES-Tipo8	6	15,31	0,29	0,3272	0,8905
RES-Tipo9	2	6,92	0,40	0,2325	1,6995

Como existem 11 tipos de curvas características relacionadas às unidades consumidoras conectadas ao transformador 34099696, somente será mostrado o resultado da curva de carga do transformador, com cálculo realizado de maneira análoga ao apresentado no subitem 4.1.1. A Figura 4.42 apresenta a curva de carga do transformador 34099696 e dos principais grupos

de unidades consumidoras. Os grupos com poucas unidades consumidoras de menor consumo anual foram somados e apresentados como um conjunto de unidades.

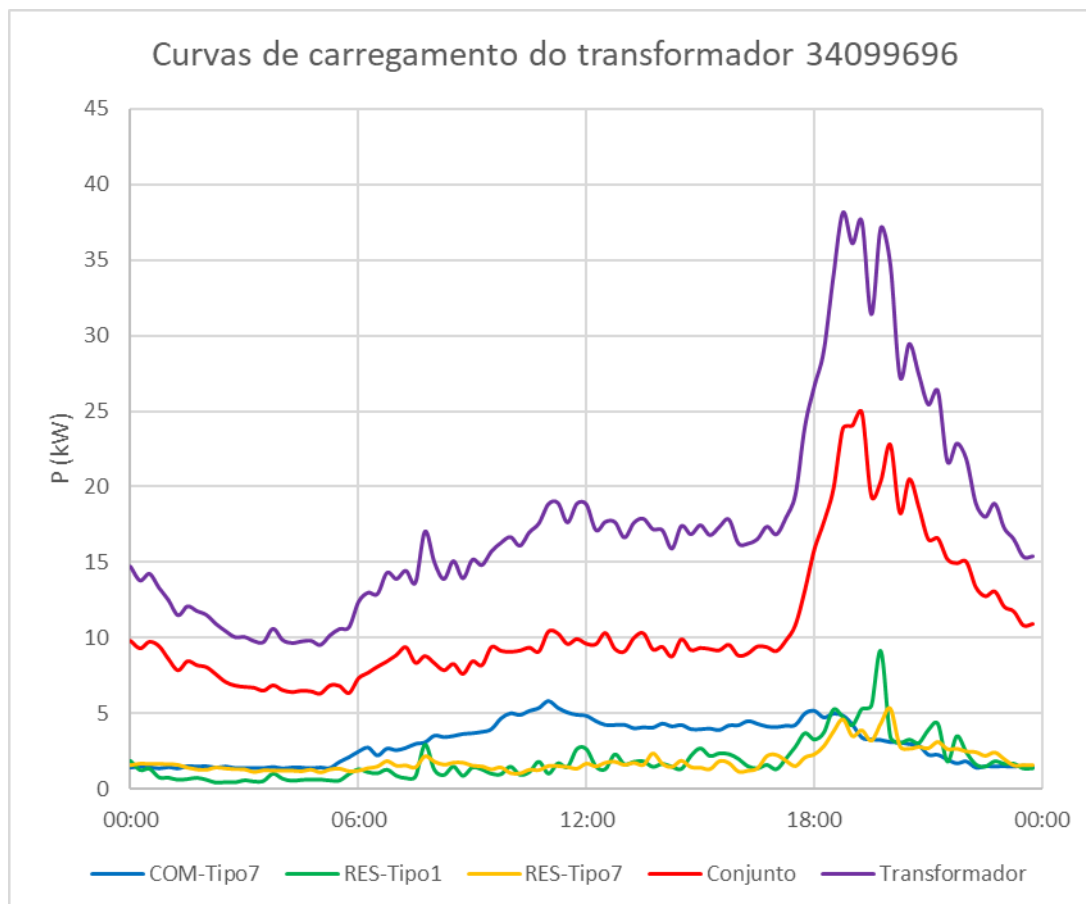


Figura 4.42 – Curvas de carregamento de cada grupo de UC e total do transformador 34099696.

Analisando a Figura 4.42, é possível verificar um carregamento máximo de 38 kW às 18h45, que representa 51 % da potência nominal do transformador, não incorrendo em sobrecarga do mesmo durante a operação do sistema.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico para atendimento da demanda de energia de todas as unidades consumidoras foi realizado de forma similar ao do sistema do subitem 4.1.1, utilizando o programa SAM. A Tabela 4.35 apresenta as informações da base de dados de irradiância utilizada, com os dados inseridos no programa apresentados conforme a Figura 4.24.

Tabela 4.35 – Informações da base de dados de irradiância utilizada na simulação de sistemas fotovoltaicos localizados na cidade de Campinas.

Base de dados de irradiância solar	
Fonte	ISD-TMYx
Station ID	837210
Latitude (DD)	-23,01
Longitude (DD)	-47,14
Time zone	-3,00
Elevation (m)	661,40

Tabela 4.36 – Dados de simulação do sistema fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 34099696.

Valores da base de simulação no SAM	
Capacidade nominal do sistema (kWcc)	85,50
Tipo de módulo	Padrão
Relação cc/ca	1,00
Eficiência do inversor (%)	99,50
Tipo de arranjo	Fixo em telhado
Inclinação (graus)	23,00
Azimute (graus)	0,00
Perdas totais (%)	0,00

A simulação foi realizada de forma similar ao procedimento do subitem 4.1.1, visando ao atendimento da demanda de energia anual do transformador 34099696, caracterizando um valor necessário de geração de 153,91 MWh/ano. Desta forma, obteve-se um sistema fotovoltaico de 85,5 kW, capaz de suprir as unidades consumidoras com 153,06 MWh/ano. A Tabela 4.37 e a curva de injeção ao longo do ano de acordo com a Figura 4.43 apresentam os dados de produção do sistema fotovoltaico dimensionado para atendimento da demanda do transformador 34099696.

Tabela 4.37 – Resultado da simulação de gerador fotovoltaico para atendimento de demanda das UC do transformador 34099696.

Simulação da geração de sistema fotovoltaico de 85,5 kW	
Energia (MWh/ano)	153,06
Fator de capacidade (%)	20,40
Rendimento energético (kWh/kW)	1.790

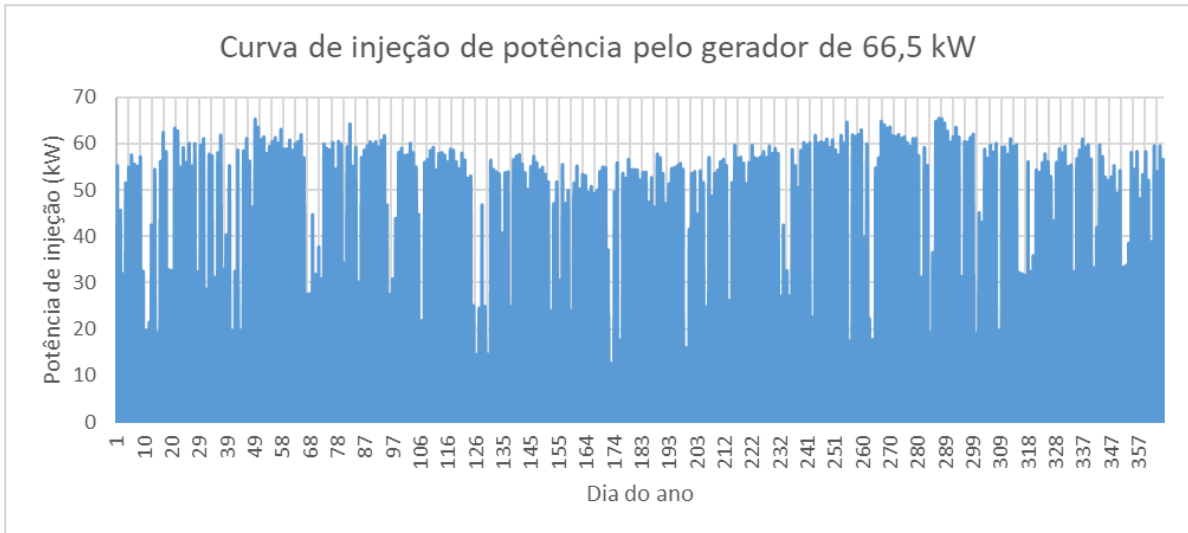


Figura 4.43 – Curva de injeção da geração de um sistema fotovoltaico de 66,5 kW instalado na cidade de Campinas.

A curva de geração da Figura 4.43 apresenta valor máximo de geração de 83,92 kW pelo gerador de 85,50 kW simulado na cidade de Campinas, sendo destacadas as curvas de geração dos dias com maior e menor injeção máxima e composta uma curva de média horária de injeção. Estas três curvas, caracterizadas como geração mínima, máxima e média, juntamente com a demanda do transformador estão apresentadas na Figura 4.44.

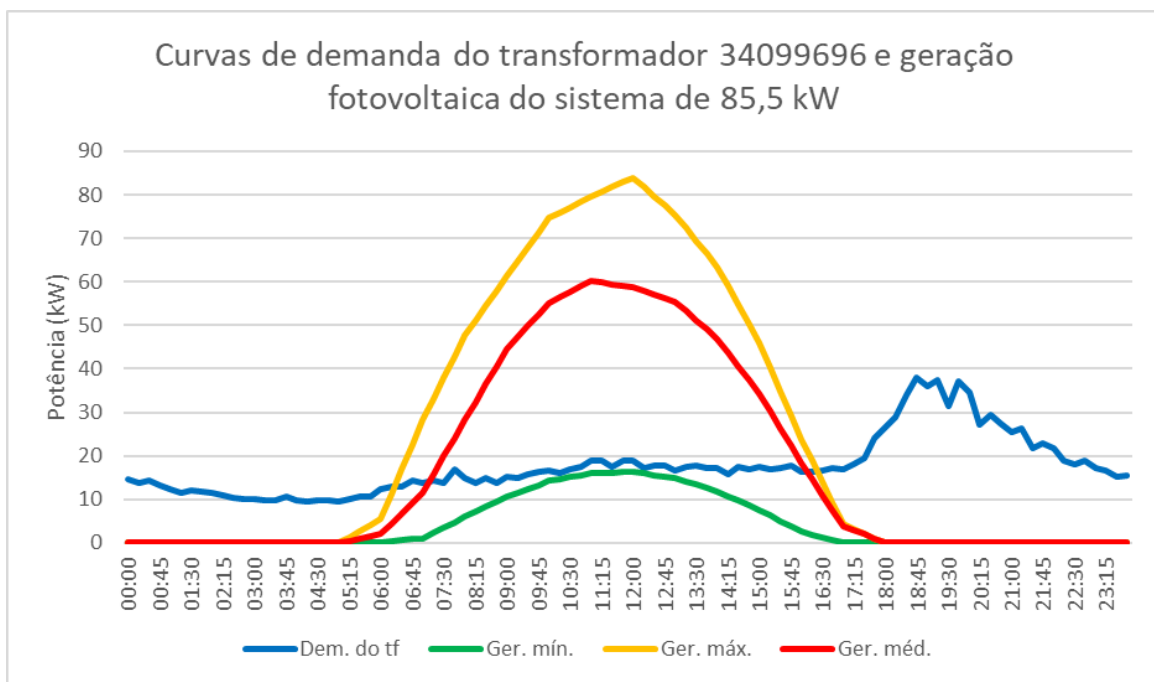


Figura 4.44 – Curvas de demanda e geração do transformador 34099696.

A fim de verificar o carregamento do transformador 34099696, as curvas de geração mínima, máxima e média são subtraídas da curva de demanda do transformador, compondo as curvas de carregamento da Figura 4.45.

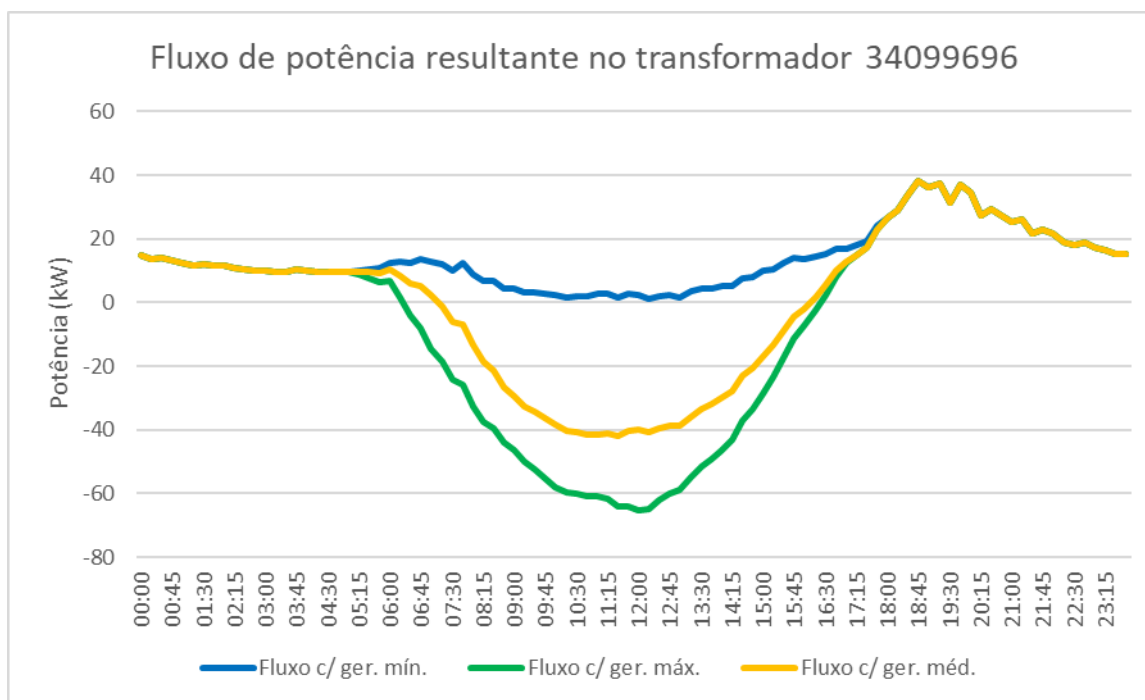


Figura 4.45 – Fluxo de potência com alta penetração da geração fotovoltaica no transformador 34099696.

Analisando as curvas da Figura 4.45 não é possível verificar sobrecarga no transformador 34099696, indicando que em um cenário de alta penetração fotovoltaica, desconsiderando a utilização de autoconsumo remoto pelas unidades consumidoras, o transformador não está sujeito a danos advindos da injeção de potência da geração distribuída. Porém, cabe destacar um aumento do fluxo de potência máximo no transformador para 65 kW em relação ao fluxo original de 38 kW.

Uma vez determinado o sistema fotovoltaico para suprir a demanda de energia das unidades consumidoras associadas ao transformador 34099696, é necessário redistribuir o sistema em sistemas menores, de acordo com o consumo de cada UC. A Figura 4.25 apresenta os valores de demanda máxima e geração máxima de cada UC conectada ao transformador 34099696.

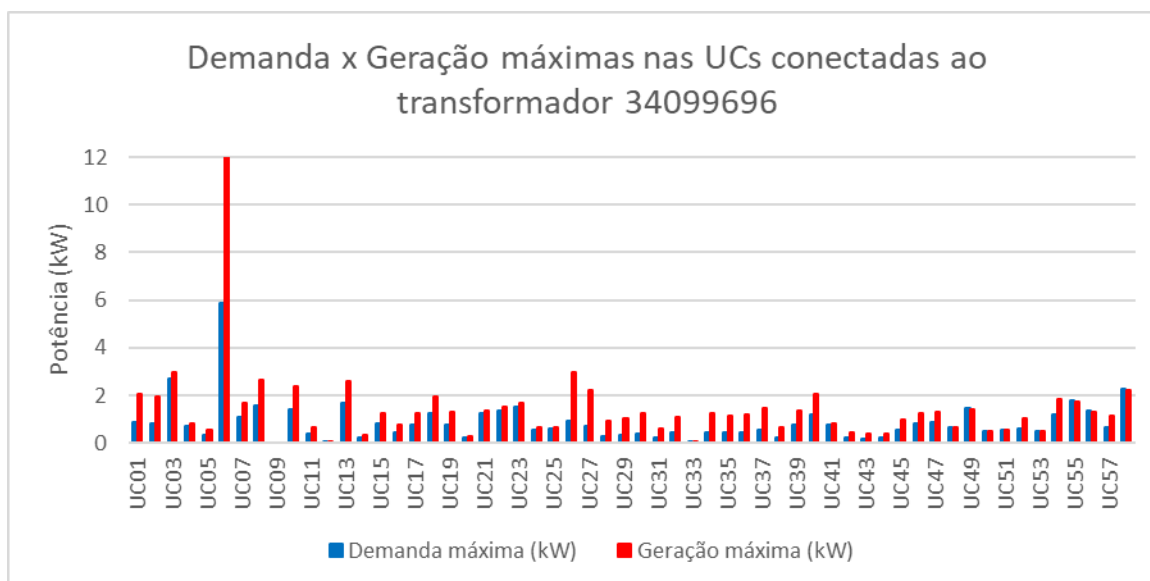


Figura 4.46 – Comparação entre a potência máxima de demanda e a geração das UC conectadas ao transformador 34099696.

Com as atribuições das curvas de demanda e geração, com base na Figura 4.46, são então levantados os segmentos de linha que compõem a rede atendida pelo transformador 34099696, com as suas informações dispostas conforme a Tabela 4.38.

Tabela 4.38 – Segmentos de rede atendidos pelo transformador 34099696.

Segmentos de rede					
COD_ID	PAC_1	PAC_2	UNI_TR_S	TIP_CND	COMP
14016938	34297147	34294000	CDJ-ETR102	SA2060	33,68
14020318	34306906	34309393	CDJ-ETR102	SA2060	25,74
14017638	34300018	34300029	CDJ-ETR102	SA2060	10,99
14020319	34306906	34311028	CDJ-ETR102	SA2060	33,95
14017636	34300018	34296865	CDJ-ETR102	SA2080	18,72
14016863	34296865	34292060	CDJ-ETR102	SA2080	35,93
14019101	34306002	34303031	CDJ-ETR102	SA2060	35,10
14019919	34309393	34306002	CDJ-ETR102	SA2060	28,58
14016162	34294000	34290901	CDJ-ETR102	SA2060	34,51
14017637	34300018	34297147	CDJ-ETR102	SA2060	23,12
14018121	34301977	34302010	CDJ-ETR102	SA2080	37,13
14019315	34302010	34306906	CDJ-ETR102	SA2080	31,14
14018120	34301977	34300018	CDJ-ETR102	SA2080	15,16

Os dados da Tabela 4.38 são então ordenados de forma a compor a rede de distribuição, com as suas unidades consumidoras distribuídas de acordo com o PAC, e impedância característica de acordo com os dados da BDGD. A Tabela 4.39 apresenta a ordem dos

segmentos para compor a rede, assim como seus valores de impedância característica. A Tabela 4.40 identifica as barras da rede e o número de unidades consumidoras a elas conectadas.

Tabela 4.39 – Organização dos segmentos de rede do transformador 34099696.

Rede - Transformador 34099696							
Linha	PAC_1	PAC_2	Comp (m)	R _c (Ω/km)	X _c (Ω/km)	R _L (Ω)	X _L (Ω)
0102	34301977	34302010	37,13	0,2955	0,2969	0,0110	0,0110
0203	34302010	34306906	31,14	0,2955	0,2969	0,0092	0,0092
0304	34306906	34309393	25,74	0,5962	0,3239	0,0153	0,0083
0405	34309393	34306002	28,58	0,5962	0,3239	0,0170	0,0093
0506	34306002	34303031	35,10	0,5962	0,3239	0,0209	0,0114
0307	34306906	34311028	33,95	0,5962	0,3239	0,0202	0,0110
0108	34301977	34300018	15,16	0,2955	0,2969	0,0045	0,0045
0809	34300018	34300029	10,99	0,5962	0,3239	0,0066	0,0036
0810	34300018	34296865	18,72	0,2955	0,2969	0,0055	0,0056
1011	34296865	34292060	35,93	0,2955	0,2969	0,0106	0,0107
0812	34300018	34297147	23,12	0,5962	0,3239	0,0138	0,0075
1213	34297147	34294000	33,68	0,5962	0,3239	0,0201	0,0109
1314	34294000	34290901	34,51	0,5962	0,3239	0,0206	0,0112

Tabela 4.40 – Distribuição das UC na rede do transformador 34099696.

Distribuição de unidades consumidoras		
PAC	Barra	N° UC
34301977	B01	4
34302010	B02	2
34306906	B03	4
34309393	B04	5
34306002	B05	7
34303031	B06	7
34311028	B07	2
34300018	B08	0
34300029	B09	6
34296865	B10	5
34292060	B11	2
34297147	B12	3
34294000	B13	8
34290901	B14	3

Com base nos dados da Tabela 4.39 e da Tabela 4.40, a rede de distribuição atendida pelo transformador 34099696 foi simulada por meio do programa OpenDSS. A Figura 4.47 apresenta a topologia da rede simulada.

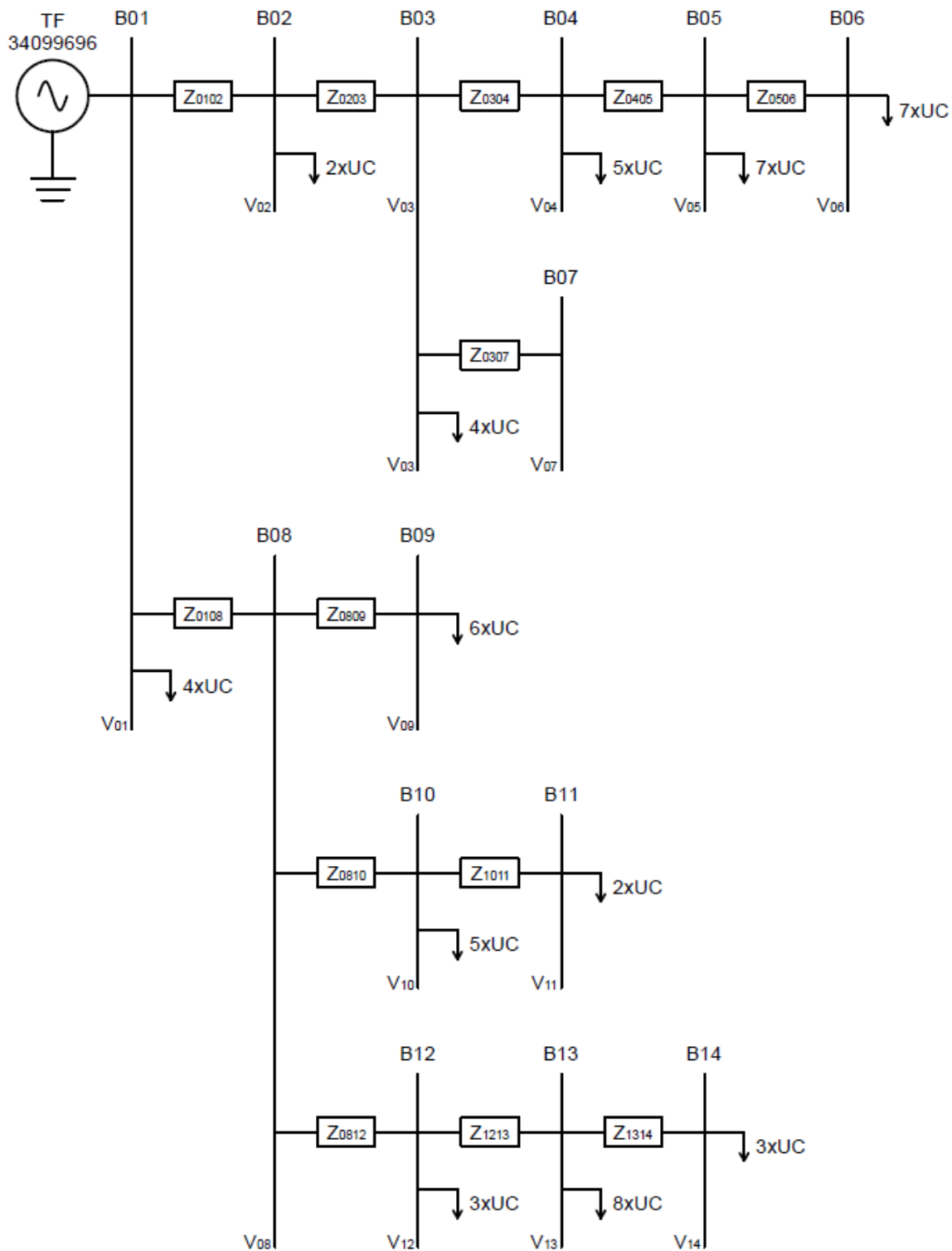


Figura 4.47 – Diagrama de rede de baixa tensão conectada ao transformador 34099696.

Utilizando o programa OpenDSS a rede da Figura 4.47 foi simulada com as atribuições de curvas de demanda e geração em cada barra da rede, de forma similar ao descrito no subitem 4.1.1. A simulação retornou os valores de tensão para quatro cenários de operação: o cenário sem geração, com geração mínima, com geração máxima e com geração média. A avaliação

do pior caso demonstrou que a barra B06 apresentou os maiores valores de elevação de tensão. Os valores de variação de tensão ao longo do dia para os quatro cenários podem ser vistos na Figura 4.48.

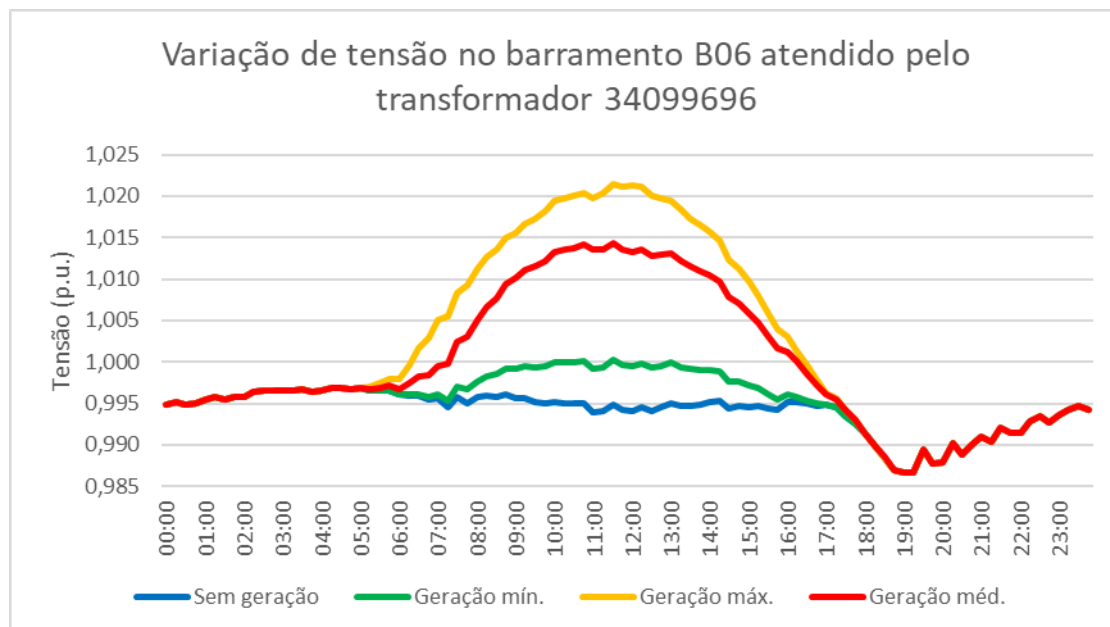


Figura 4.48 – Variação de tensão de fim de linha na barra B06 atendida pelo transformador 34099696.

Segundo as curvas de variação de tensão, o pior caso encontrado encontra-se na barra B06, em que a tensão apresenta um valor máximo de 1,021 p.u. Neste caso, a inserção de geradores distribuídos pelas unidades consumidoras não incorreria em problemas de sobretensão, porém considerando-se a tensão do transformador igual a 1 p.u. e sem oscilações durante a operação do sistema.

4.1.6. Análise dos estudos de caso

A partir dos resultados dos estudos de caso é possível realizar uma análise do impacto da alta penetração da geração distribuída nas redes escolhidas. A primeira parte dos estudos de caso apontou cenários de carregamento dos transformadores de 75 kVA conforme os dados da Tabela 4.41.

Tabela 4.41 – Resultados dos estudos de caso para carregamento dos transformadores da rede de distribuição.

Resultados das simulações para carregamento dos transformadores					
Transformador	Dmx (kW)	Imx (kW)	Imd (kW)	Imx/Dmx (%)	Imd/Dmx (%)
TF-ENEL	124	103	66	83	53
TF-CEMIG	32	34	24	108	75
TF-COELBA	50	78	53	154	105
TF-COPEL	37	111	57	304	157
TF-CPFL	38	65	42	171	110

Dmx: Demanda máxima; Imx: Injeção máxima; Imd: Injeção média máxima.

Os dados da Tabela 4.41 apresentam os valores de demanda máxima das UC conectadas aos transformadores, assim como os dados de injeção máxima e média máxima nos transformadores pela geração fotovoltaica. Entre os casos da tabela é possível verificar que a injeção média máxima não ultrapassa a demanda máxima dos transformadores de 75 kVA. Desta forma, analisando apenas a curva de geração média dos sistemas fotovoltaicos não é possível concluir que a alta penetração resulte em novos investimentos nas redes de distribuição selecionadas. Porém, analisando a injeção máxima nos transformadores, é possível verificar que em três casos (ENEL, COELBA e COPEL), a injeção de potência pelos geradores ultrapassa a carga máxima demandada pelas unidades consumidoras em um dia de operação. Sendo assim, em um cenário de alta penetração fotovoltaica é necessário avaliar o carregamento dos transformadores para verificar se eles precisam ou não ser trocados.

Embora não sejam todos os casos estudados em que a injeção fotovoltaica ultrapassa a potência nominal dos transformadores, cabe destacar que o consumo e a potência máxima demandada desses transformadores são reduzidos, caracterizando um sobredimensionamento do transformador em alguns casos. Por exemplo, o consumo e as demandas máximas dos transformadores das empresas CEMIG, COPEL e CPFL poderiam ser atendidas com transformadores de 45 kVA. Caso os transformadores das empresas COPEL e CPFL fossem transformadores de 45 kVA, eles atenderiam as suas UC em um cenário sem GD; porém, em um cenário de alta penetração fotovoltaica, os dados da Tabela 4.41 indicariam sobrecarregamento desses transformadores.

Dessa forma, é necessário avaliar cada caso, comparando a máxima injeção fotovoltaica em relação ao consumo e carregamento dos transformadores. Ou seja, caso o consumo e o carregamento dos transformadores aumentem, é necessário verificar se a injeção fotovoltaica, instalada para corresponder ao aumento, irá ocasionar o sobrecarregamento do transformador.

Um indicativo sobre se a injeção fotovoltaica irá ocasionar o sobrecarregamento do transformador é o índice Imx/Dmx da Tabela 4.41.

Como caracterização do consumo das UC conectadas aos transformadores é adotada uma variável de fator de capacidade do transformador. O fator de capacidade reflete como a energia é demanda do transformador com base em uma curva de demanda pré-estabelecida. A Figura 4.49 apresenta uma comparação do fator de capacidade com base no aumento da curva de demanda do transformador.

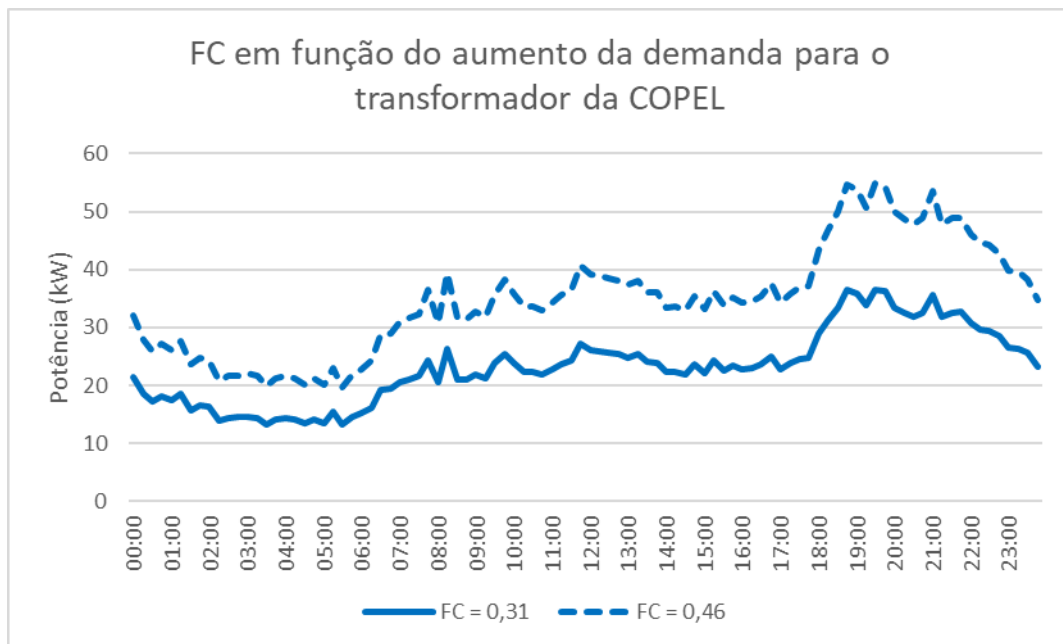


Figura 4.49 – Comparativo de FC em função do aumento de demanda do transformador.

Assim, o fator de capacidade pode ser calculado utilizando a potência nominal dos transformadores ou a geração máxima dos sistemas fotovoltaicos, similar ao fator de capacidade para usinas fotovoltaicas definido em [35], por meio das equações (4.2) e (4.3).

$$FC_{TF} = \frac{E_{dem}}{P_{TF} * 8760} \quad (4.2)$$

$$FC_{FV} = \frac{E_{ger}}{P_{FV} * 8760} \quad (4.3)$$

onde:

FC_{TF} é o fator de capacidade do transformador em um ano de operação;

E_{dem} é a energia demandada pelas unidades consumidoras, expressa em kWh;

P_{TF} é a potência nominal do transformador, expressa em kW;

E_{ger} é a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede atendida pelo transformador, expressa em kWh;

FC_{FV} é o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede atendida pelo transformador;

P_{FV} é a potência total dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede atendida pelo transformador, expressa em kW.

A Tabela 4.42 apresenta uma comparação entre consumo e geração das redes estudadas, assim como os respectivos fatores de capacidade do transformador e do gerador fotovoltaico.

Tabela 4.42 – Comparação entre consumo e geração dos estudos de caso.

Transformador	Consumo (MWh/ano)	Fator de capacidade dos transformadores	Geração (MWh/ano)	Fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos
TF-ENEL	193,47	0,29	193,23	0,19
TF-CEMIG	82,94	0,13	82,43	0,23
TF-COELBA	196,11	0,30	195,86	0,23
TF-COPEL	203,46	0,31	203,40	0,17
TF-CPFL	153,91	0,23	153,06	0,21

Em relação aos valores da Tabela 4.42, destaca-se que os valores de fator de capacidade para os geradores fotovoltaicos são elevados pois não foram consideradas as perdas do sistema durante as simulações dos casos dos transformadores, isso pois o objetivo das simulações é traçar a curva de injeção de potência necessária às UC, e não o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos considerando todas as perdas inerentes.

Ainda com base na Tabela 4.42, como a energia demandada deve ser igual à energia gerada, podem-se reescrever as equações (4.2) e (4.3) como

$$\frac{FC_{TF} * P_{TF}}{E_{dem}} = \frac{FC_{FV} * P_{FV}}{E_{ger}} \quad (4.4)$$

$$\frac{FC_{TF} * P_{TF}}{E_{ger}} = \frac{FC_{FV} * P_{FV}}{E_{ger}} \quad (4.5)$$

$$P_{FV} = \frac{FC_{TF} * P_{TF}}{FC_{FV}} \quad (4.6)$$

O fator de capacidade de um sistema fotovoltaico depende, principalmente, de dois fatores: fator de dimensionamento do inversor (FDI) e das condições de irradiação local. Dessa forma, supondo esses dois fatores constantes, é possível obter a potência total de GD instalada na rede de baixa tensão de um transformador com base no seu fator de capacidade. O gráfico da Figura 4.50 apresenta os pontos com a condição atual de fator de carregamento dos transformadores e a potência de geradores fotovoltaicos calculada para o atendimento do consumo. O gráfico ainda apresenta as projeções de potência de geradores fotovoltaicos com base na variação do fator de capacidade do transformador.

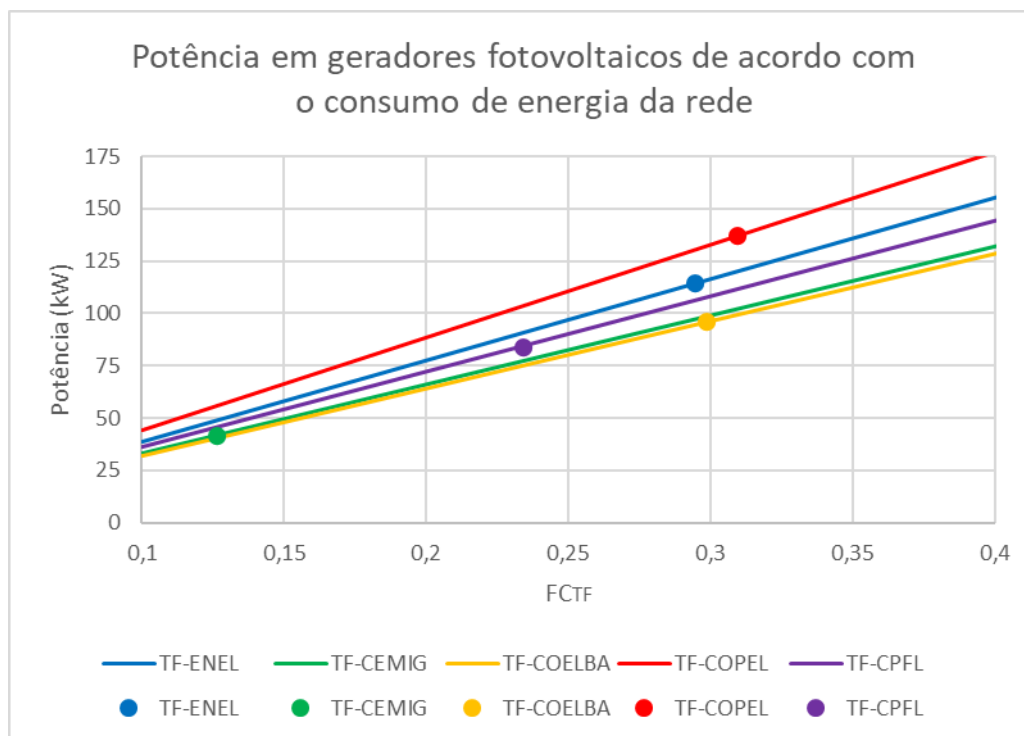


Figura 4.50 – Potência em geradores fotovoltaicos para atendimento do consumo das UC.

Como as condições climáticas e de projeto dos sistemas fotovoltaicos são mantidas as mesmas, é possível determinar a projeção da demanda máxima dos transformadores e a máxima injeção dos sistemas fotovoltaicos. Os valores de demanda e injeção máxima podem ser calculados de acordo com o fator de capacidade do transformador, tomando como base os valores já calculados de demanda e injeção máxima. As equações (4.7) e (4.8) apresentam o cálculo de demanda e injeção.

$$D_{TF} = \frac{D_{base} * FC_{TF}}{FC_{TFbase}} \quad (4.7)$$

$$Inj_{TF} = \frac{Inj_{base} * FC_{TF}}{FC_{TFbase}} \quad (4.8)$$

onde:

$FCTF$ é o fator de capacidade do transformador em um ano de operação;

D_{TF} é a demandada máxima pelas UC, expressa em kW;

$FCTF_{base}$ é o fator de capacidade base do transformador, conforme calculado na Tabela 4.42;

D_{TFbase} é a demandada máxima base pelas UC, expressa em kW;

Inj_{TF} é a injeção máxima pelos sistemas fotovoltaicos, expressa em kW;

Inj_{TFbase} é a injeção máxima base pelos sistemas fotovoltaicos, expressa em kW.

Com base nas equações (4.7) e (4.8) é possível determinar a progressão do aumento da demanda máxima do transformador e a injeção máxima no transformador pelos sistemas fotovoltaicos. A Figura 4.51 apresenta a demanda máxima no transformador em função do seu fator de capacidade, e a Figura 4.52 a injeção máxima pelos sistemas fotovoltaicos.

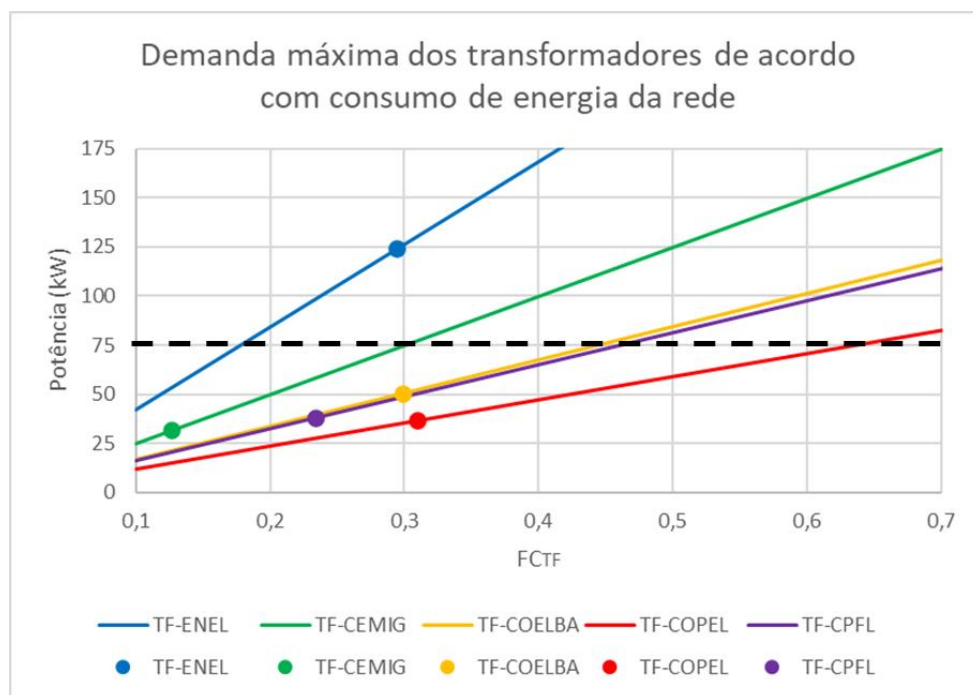


Figura 4.51 – Demanda máxima das UC de acordo com o consumo.

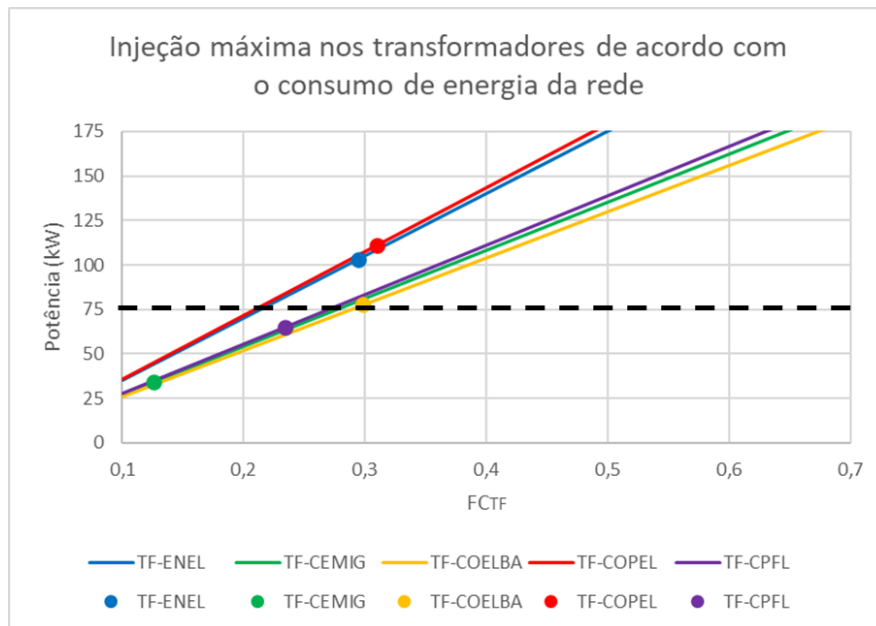


Figura 4.52 – Injeção máxima nos transformadores para atendimento do consumo das UC.

De acordo com a Figura 4.51 e a Figura 4.52, o aumento do fator de capacidade, em um cenário de alta penetração fotovoltaica, deve antecipar o sobrecarregamento pela injeção fotovoltaica dos transformadores que ainda não apresentam sobrecarga (CEMIG e CPFL), em relação à demanda máxima que será exigida pelas UC.

Em relação ao caso da CEMIG, as condições de consumo de energia e geração apresentam um condordância entre si, de forma que as curvas de aumento de demanda e injeção praticamente coincidem. Assim, somente nesse caso pode-se dizer que a instalação de sistemas fotovoltaicos não antecipará a sobrecarga dos transformadores. Se comparados os casos da CEMIG e da COELBA, é possível identificar o mesmo fator de capacidade para a geração fotovoltaica, porém as diferenças nos padrões de consumo nas duas localidades levam o caso da COELBA ao sobrecarregamento dos transformadores, caso sejam instalados geradores fotovoltaicos para atendimento da demanda de energia. Dessa forma, o descasamento entre demanda e geração tende a antecipar o sobrecarregamento de transformadores das redes de distribuição.

Outra análise que também deve ser feita é sobre a relação na tensão de fim de linha, em relação ao aumento do fator de capacidade do transformador. A Tabela 4.43 apresenta um resumo dos resultados para os cenários sem geração, com geração máxima e com geração média simulados nos estudos de caso.

Tabela 4.43 – Resultados dos estudos de caso para tensões de fim de linha da rede de distribuição.

Resultados das simulações para variações de tensão de fim de linha									
Transformador	Sem geração			Geração máxima			Geração média		
	Vmx (p.u.)	Vmi (p.u.)	ΔV (p.u.)	Vmx (p.u.)	Vmi (p.u.)	ΔV (p.u.)	Vmx (p.u.)	Vmi (p.u.)	ΔV (p.u.)
TF-ENEL	0,998	0,950	0,048	1,036	0,950	0,086	1,024	0,950	0,074
TF-CEMIG	0,999	0,983	0,016	1,010	0,983	0,027	1,006	0,983	0,023
TF-COELBA	0,994	0,963	0,031	1,048	0,963	0,086	1,034	0,963	0,071
TF-COPEL	0,991	0,973	0,018	1,071	0,973	0,098	1,037	0,973	0,064
TF-CPFL	0,997	0,987	0,010	1,021	0,987	0,035	1,014	0,987	0,028

Vmx: Tensão máxima; Vmi: Tensão mínima.

Conforme os dados da Tabela 4.43, é possível verificar que somente no caso da COPEL a tensão de fim de linha atinge valores de sobretensão críticos. Porém, em todos os casos a variação de tensão máxima é grande o suficiente para reduzir a eficiência de estratégias de uso dos *taps* dos transformadores para mitigação da subtensão de fim de linha.

Uma análise da tensão de fim de linha e da amplitude da variação de tensão pode ser feita em função do fator de capacidade, de forma análoga à análise das demandas e injeções máximas. Dessa forma, a Figura 4.53 apresenta os valores máximos de tensão de fim de linha em um cenário com alta penetração fotovoltaica, de acordo com o aumento do consumo das UC, a Figura 4.54 apresenta os valores mínimos de tensão de fim de linha, e a Figura 4.55 apresenta a variação máxima de tensão durante a operação das redes.

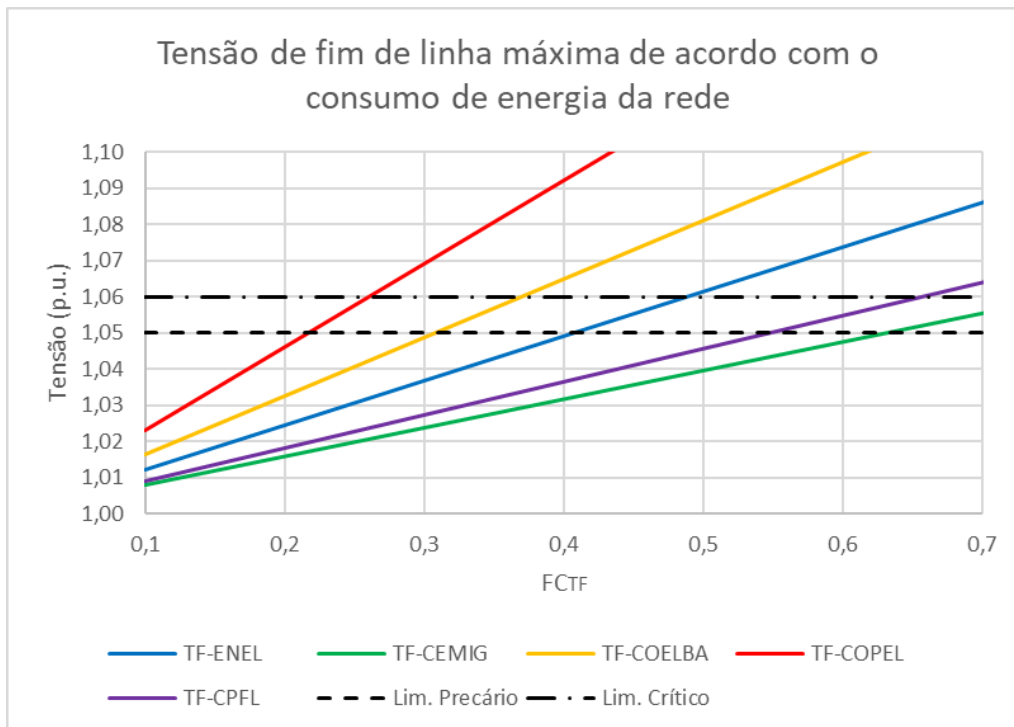


Figura 4.53 – Tensão máxima de fim de linha de acordo com o consumo das UC.

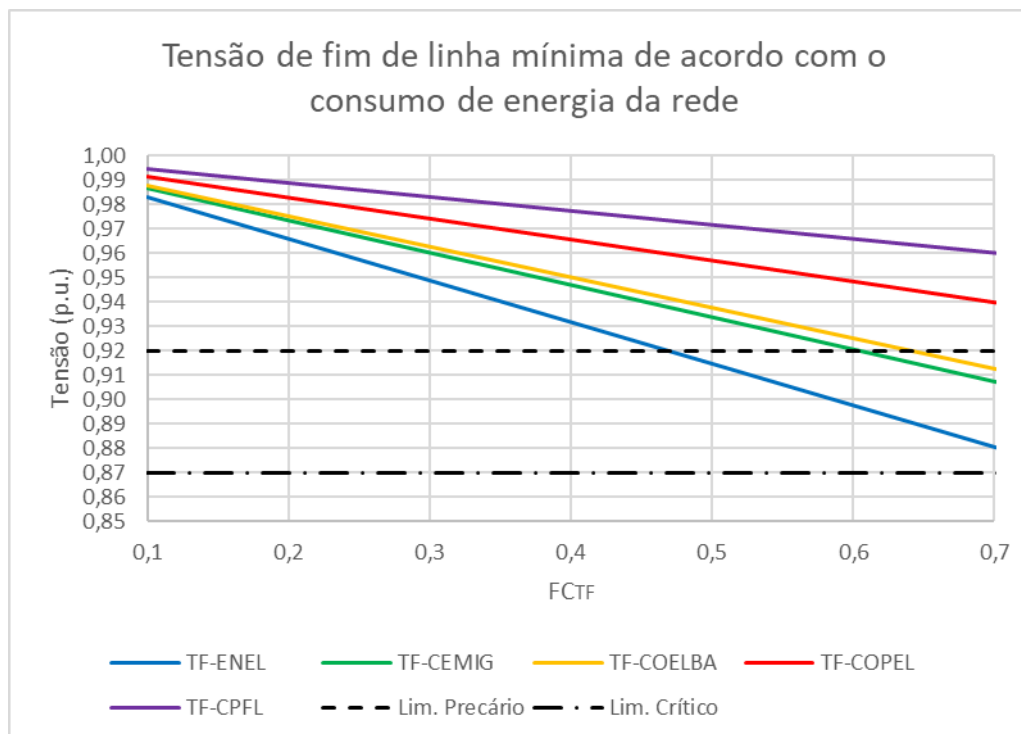


Figura 4.54 – Tensão mínima de fim de linha de acordo com o consumo das UC.

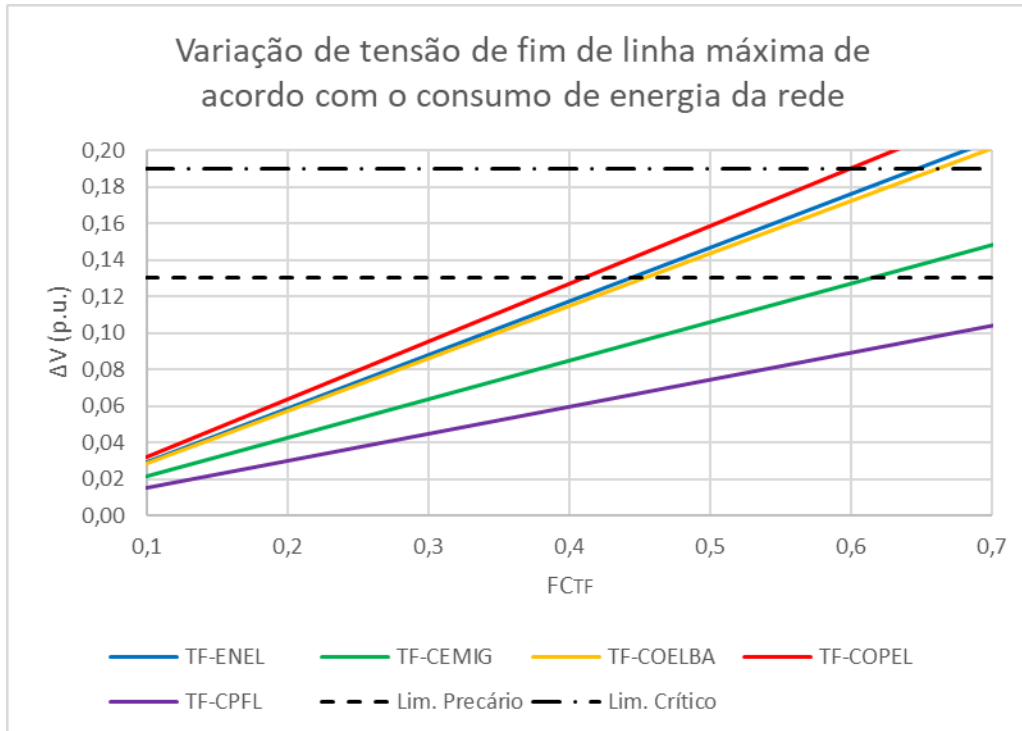


Figura 4.55 – Variação máxima de tensão de fim de linha de acordo com o consumo das UC.

Comparando-se os dados da Figura 4.53 com os da Figura 4.54, é possível verificar que a alta penetração da geração fotovoltaica também é capaz de antecipar o recondutoramento da rede, ou outra ação mitigatória, em relação a um cenário sem geração, devido ao aumento de tensão causado pela injeção de potência nas redes de distribuição analisadas.

Ainda segundo a Figura 4.55, a alta penetração fotovoltaica aumenta a diferença entre os valores máximos e mínimos de tensão de fim de linha, reduzindo a capacidade do ajuste dos *taps* dos transformadores para enquadramento da tensão de fim de linha dentro dos valores considerados normais pelo PRODIST.

Embora não possa ser afirmado para todos os casos, a análise dos estudos realizados permite concluir que a alta penetração da geração fotovoltaica é capaz de antecipar a adoção de medidas mitigatórias para os efeitos de sobrecarregamento e sobretensão. A inversão do fluxo de potência nas redes também é capaz de restringir o uso do ajuste de *taps* para adequação dos valores de tensão de fim de linha. Isso se deve principalmente ao fator de capacidade dos geradores fotovoltaicos, e ao descasamento entre as curvas de geração e de demanda das UC, que terminam por levar a maiores valores de injeção de potência nos transformadores.

5. POLÍTICAS PÚBLICAS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA E PROPOSTAS PARA ATENDER A ALTA PENETRAÇÃO

5.1. Necessidade de mudança do atual sistema brasileiro frente a cenários de alta penetração

O sistema de compensação de energia, associado à simultaneidade de geração por geradores próximos, ao tempo de operação da geração fotovoltaica restrito aos períodos de irradiância solar, e ao descasamento entre as curvas de demanda e geração (baixo autoconsumo), contribui para valores elevados de injeção de potência nos transformadores das redes de distribuição. Ainda, como não há simetria entre os limites superior e inferior de tensão para redes de distribuição, a injeção de potência em um valor igual ou até mesmo inferior à demanda máxima de rede pode levar a valores de sobretensão acima dos limites estabelecidos. Porém, devido ao fluxo reverso de energia, as variações de tensão durante a operação da linha de distribuição tornam-se maiores, reduzindo o uso de regulação de *taps* dos transformadores para adequação dos níveis de tensão de fim de linha. Desta forma, à medida que ocorre um aumento do consumo de energia pelas unidades consumidoras e, por consequência, são instalados sistemas de geração distribuída nas redes de energia, não é possível que 100 % das unidades consumidoras tenham acesso a esse uso da rede, sem a aplicação de medidas mitigadoras dos efeitos de sobretensão e sobrecarregamento da rede.

Em relação à adoção de sistemas de geração fotovoltaica pelas UC existem dois tipos de acessantes: aqueles capazes de instalar geradores fotovoltaicos para geração distribuída em seu imóvel, como residências, indústrias e comércios com área de telhado disponível, e aqueles que não dispõem de área para instalação de geradores.

No cenário geral brasileiro, as UC capazes de instalar unidades geradoras junto a sua instalação tendem a instalar geradores para gerar toda a energia consumida, com base na relação $TUSD_{fioB}/TED$. O aumento de instalações de geração distribuída por este tipo de acessante eventualmente incorrerá em investimentos na rede de distribuição, a fim de mitigar efeitos de sobrecarregamento e sobretensão, causando um aumento na $TUSD_{fioB}$ e contribuindo cada vez mais para o aumento das instalações de geração distribuída.

As UC incapazes de instalar geradores para compensação da energia consumida ficam então sujeitas a um valor de $TUSD_{fioB}$ maior, que corresponde à manutenção de um sistema de distribuição mais robusto que possa atender os níveis de injeção de potência pela energia solar fotovoltaica, sem, contudo, poder usufruir desse tipo de sistema. Dessa forma, é esperado

que a legislação atual incorra em custos para a sociedade como um todo, advindos de apenas uma parcela desta, pois os gastos com ações mitigatórias são repassados a toda a população, e não somente à parcela que demanda esse tipo de ações.

O estudo realizado em [82] aponta que legislações com base no sistema de compensação de energia podem levar à operação dos sistemas de distribuição em uma “espiral da morte” (*“spiral of death”*), onde o aumento das instalações de geração distribuída leva a uma redução no faturamento das concessionárias distribuidoras de energia, que então são forçadas a repassar seus custos de operação e manutenção para a parcela das UC que não possuem sistemas de geração. Os altos custos da fatura de energia levam então à adoção de uma maior parcela das UC por sistemas de geração distribuída, que diminui ainda mais o faturamento das concessionárias, causando um ciclo em que a operação da rede de distribuição torna-se inviável.

Embora a “espiral da morte” seja uma preocupação em sistemas com alta penetração de geração distribuída, o estudo feito em [83] aponta que, devido à necessidade de área disponível para instalação de módulos fotovoltaicos, a instalação da geração solar em centros urbanos é restrita, diminuindo assim o risco de uma “espiral da morte” em centros urbanos com sistema de compensação de energia associado. Porém, em localidades com predominância de imóveis térreos a espiral ainda pode ocorrer em sistemas baseados na compensação de energia.

Com a Lei nº 14.300, o sistema de compensação de energia passa a exigir que as UC com geradores distribuídos arquem com uma parcela da *TUSDfioB* para manutenção das redes de distribuição, reduzindo a probabilidade de uma espiral da morte, mesmo em cidades com predominância de residências térreas. Ainda assim, existe um repasse indevido de custos de ações mitigatórias dos efeitos de sobrecarregamento e sobretensão para uma parcela da população que não possua sistemas de geração distribuídos.

Além da questão do repasse indevido sobre a *TUSDfioB* a todas UC, existe a questão da tomada de decisão sobre o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico pelas UC e o planejamento do sistema de distribuição.

Como às UC é permitido o aumento de carga para instalação de sistemas fotovoltaicos, mas o aumento de carga pode gerar a necessidade de alteração do padrão de entrada e, conseqüentemente, alteração da contribuição mínima da UC com a concessionária de energia, não é possível realizar a análise correta do retorno do investimento da instalação de um sistema de geração, dado que a sua instalação pode ocasionar uma maior cobrança por parte da

concessionária. Dessa forma, para as UC falta a informação de um limite de potência no qual estas devem ou não adequar os seus padrões de entrada, impedindo que o desenvolvimento de um projeto de sistema de geração para microgeração distribuída seja realizado em bases semelhantes ao requerido pelos critérios de MCG do PRODIST, onde é necessário saber todos os custos do projeto, de forma a poder escolher a alternativa com o melhor custo-benefício para a energia gerada.

O informe de uma potência máxima de injeção por parte da concessionária de energia também permite sanar o problema de repasse de obras de infraestrutura para a *TUSDfiOB*, pois os clientes ficarão restritos à potência disponível pelo sistema atual e terão que buscar medidas mitigatórias próprias para que não causem efeitos adversos na rede, como o uso de bancos de baterias, adequação dos seus padrões de consumo, ou mesmo financiar obras na rede elétrica de distribuição para injeção de maior potência.

5.2. Políticas públicas em relação a alta penetração fotovoltaica

Antes de propor uma modificação na política atual, é interessante verificar como outros países abordam a questão de limite de potência nas instalações de GD.

O estudo desenvolvido em [84] apresenta uma perspectiva da UC em relação ao projeto e à instalação de sistemas fotovoltaicos. No estudo são considerados aspectos de dimensionamento da legislação italiana para dimensionamento de sistemas, e influências do esquema de remuneração da energia entregue à rede, sendo analisados principalmente o sistema de *net billing* e de tarifa fixa para as energias consumida e entregue à rede. De acordo com [84], a legislação italiana sugere a instalação de sistemas fotovoltaicos baseados na área disponível do imóvel e em um índice fixado pela própria legislação. A equação (5.2) apresenta o cálculo sugerido pela legislação italiana.

$$P_{n,min} = \frac{S}{K} \quad (5.2)$$

onde:

$P_{n,min}$ é a potência mínima nominal da instalação, que deve ser garantida pela distribuidora, sugerida pela legislação italiana, expressa em kW;

S é a área interna do imóvel;

K é coeficiente de instalação, variável de acordo com o ano de instalação.

O sistema *net billing* é caracterizado pela cobrança apenas da energia consumida da rede elétrica de distribuição, sem remuneração da energia entregue a ela. Dessa forma, o sistema *net billing* visa à adequação da curva de demanda da UC à curva de geração, de forma que a demanda esteja sempre abaixo da potência do gerador fotovoltaico. Um modelo similar ao novo modelo brasileiro, com a diferença de que no modelo brasileiro ainda é permitido o desconto da energia injetada na rede elétrica na parcela da TE e algumas componentes da TUSD.

O estudo desenvolvido em [84] apresenta também o modelo de tarifa fixa, que adota valores diferentes para a energia consumida e entregue à rede. Dessa forma, o excesso de geração pode compensar o baixo autoconsumo das unidades consumidoras, mas ainda com incentivo para adoção de medidas para adequação da curva de carga à curva de geração.

Com base nos dois sistemas de remuneração, os autores de [84] realizaram simulações de adoção de sistemas fotovoltaicos de GD com base em três cenários: o primeiro obedecendo a legislação italiana, o segundo por meio do balanço energético anual da UC com gerador, e o terceiro, que compara os ganhos e perdas do sistema devido à diferença entre a energia injetada e consumida da rede elétrica, assumindo uma demanda constante ao longo do ano. Todos os casos são comparados a um caso base, em que se sabe a curva de demanda da UC ao longo do ano e o sistema fotovoltaico é dimensionado para não ultrapassar a curva de demanda.

De acordo com [84], enquanto os projetos desenvolvidos com base no cenário da norma italiana apresentaram potências máximas de geração iguais, independentemente dos sistemas de remuneração da energia produzida, os projetos desenvolvidos sob os demais cenários apresentaram, pelo sistema *net billing*, potências superiores aos projetos desenvolvidos sob os sistemas de tarifa fixa. Em relação entre as diferenças de potência em função do sistema tarifário, um dos projetos obteve cerca de 45 % de diferença entre os sistemas *net billing* e tarifa fixa. Dessa forma, o sistema *net billing* não leva a uma adequação do autoconsumo, mas sim a um aumento na curva de geração para atender a curva de demanda existente, agravando os problemas de sobrecarregamento e sobretensão discutidos. Os sistemas sob o regime de tarifa fixa também não levam em consideração os efeitos na rede de distribuição, tendo como foco apenas o balanço financeiro do projeto.

Embora o atual modelo da legislação brasileira seja baseado no sistema *net metering*, ele se aproxima mais dos sistemas *net billing* e tarifa fixa, pois a energia consumida da rede elétrica tem um preço diferenciado. Pode-se então dizer que a política pública brasileira adota um caminho mediano entre os dois sistemas de tarifação. Porém, os estudos feitos em [84] apontam

que os sistemas que foram desenvolvidos com base na legislação italiana, que referencia um valor de potência para adoção por parte das UC, obtiveram valores de potência inferiores para sistemas fotovoltaicos, independentemente do tipo de sistema de remuneração. A Figura 5.1 apresenta o resultado obtido para cada método utilizado por cada sistema de tarifação assumido.

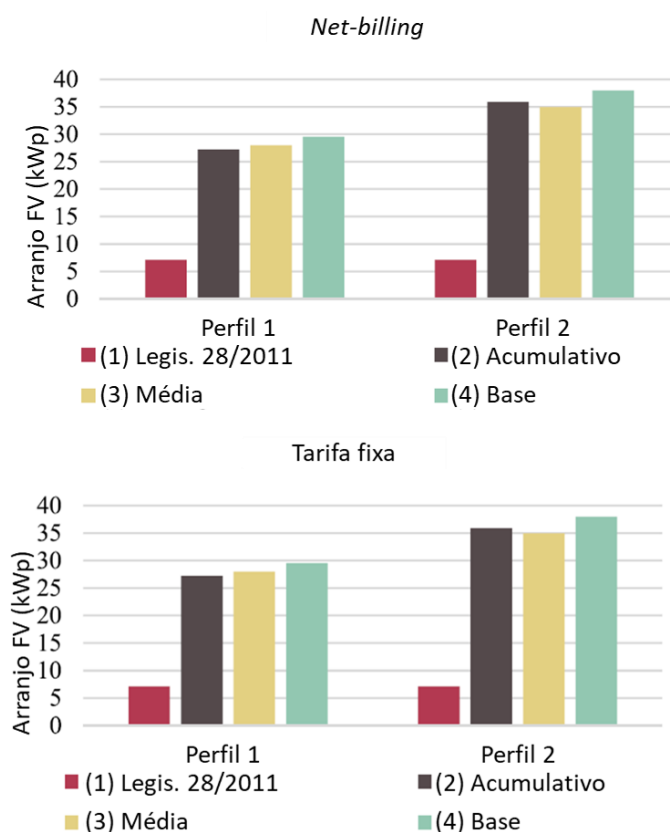


Figura 5.1 – Resultados da potência de geradores fotovoltaicos do estudo desenvolvido em [84] (Adaptado)

Comforme visto na Figura 5.1, o requisito do atendimento de uma potência regularizada pela legislação tende a diminuir a potência máxima dos geradores distribuídos instalados para atendimento da demanda de energia.

Ainda sobre o sistema de *net metering*, o mesmo é amplamente utilizado nos países europeus e pelos Estados Unidos da América (EUA) e China, como destacado em [84], [88], [89] e [90].

O estudo realizado em [88] trata do sistema *net metering* aplicado nos Países Baixos. Segundo os autores, os Países Baixos utilizam o sistema de *net metering* para unidades consumidoras com capacidade de conexão igual ou inferior a 80 A por fase, tendo sido o sistema introduzido em 2004 com um limite de compensação de 3 MWh/ano por instalação, que foi aumentado para 5 MWh/ano em 2011 e abolido em 2012. Embora a introdução do

sistema *net metering* tenha propiciado um aumento na instalação de sistemas por unidades consumidoras de menor capacidade, os autores destacam quatro motivações para a discussão do sistema nos Países Baixos:

- Até qual ponto o sistema *net metering* superestimula a adesão pelas unidades consumidoras, levando a um cenário super rentável pela adoção de sistemas fotovoltaicos;
- A adoção do sistema *net metering* leva a uma redução do recolhimento de taxas governamentais, ocasionando em perda de receita considerável ao governo;
- O sistema limita o uso de área de telhados, visando somente ao consumo da UC, deixando uma parcela do potencial de geração pelos telhados sem utilização;
- O sistema também não produz incentivos para o autoconsumo das unidades consumidoras, reduzindo a capacidade de uso da rede de distribuição.

De forma a abordar a necessidade de substituição do sistema *net metering* por outro sistema de compensação para a geração distribuída, os autores de [88] analisam seis cenários para comparação da resposta de adoção das unidades consumidoras, utilizando como métrica a evolução do *payback* simples dos sistemas de geração distribuída. Os cenários são descritos como:

- Cenário A: Manutenção integral do sistema *net metering*;
- Cenário A1: Manutenção do sistema *net metering*, porém com a remoção do custo de geração da energia, sendo a distribuidora de energia apta a realizar o balanço com base em uma tarifa de energia menor, em relação à tarifa de energia vigente;
- Cenário B: Limitação da energia que pode ser compensada por meio de *net metering*;
- Cenário C: Tarifa subsidiada, ou *feed-in*, sendo removido o sistema *net metering* e toda a energia injetada na rede estando sujeita a uma tarifa diferente da tarifa de consumo de energia da rede;
- Cenário D: Subsídio de investimento, sendo removido o sistema *net metering* e instituído um subsídio para adoção de sistemas de geração distribuída;
- Cenário O: Remoção do sistema *net metering*, sem um novo sistema de compensação de energia instaurado em seu lugar.

Entre as conclusões destacadas em [88], a adoção dos cenários de manutenção do sistema *net metering* (A e A1) ou remoção do sistema sem a instauração de um sistema substituto (O),

levam a mudanças drásticas no *payback* simples, causando variações no mercado, que podem significar excesso de subsídio ou redução da economia. Em relação aos demais cenários, os autores obtiveram resultados semelhantes, com um número de instalações aumentando gradualmente ao longo dos anos. Desta forma, os autores defendem que é necessário que a política pública em relação à geração distribuída tenha mecanismos de ajuste que possam ser atualizados, a fim de controlar o desenvolvimento de forma a equilibrar mercado e economia. A Figura 5.2 mostra os resultados obtidos em relação ao crescimento do número de instalações.

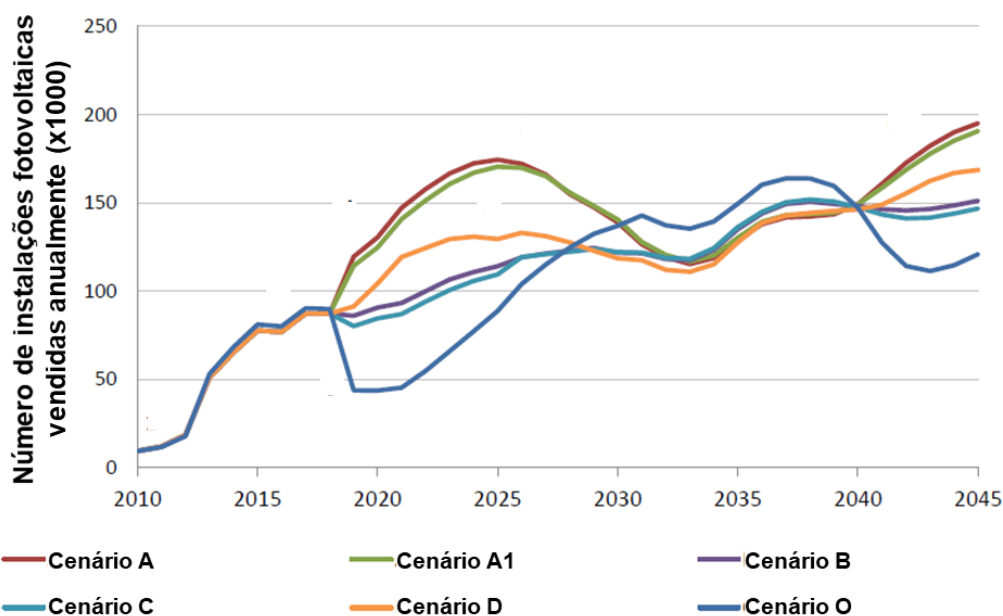


Figura 5.2 – Evolução da geração distribuída de acordo com os cenários de políticas públicas utilizados para os Países Baixos. (Adaptado de [88])

Ainda em relação aos artifícios que podem ser implementados ao sistema *net metering*, o estudo desenvolvido em [89] destaca os principais mecanismos associados ao sistema *net metering* pelos estados americanos em suas políticas públicas. De acordo com [89], as políticas públicas dos estados americanos apresentam os seguintes mecanismos para viabilização da energia distribuída:

- Limite de tamanho dos sistemas: Máximo valor de potência para sistemas de geração participarem do sistema *net metering*;
- Limite de participação: Limite de unidades consumidoras que podem participar do sistema *net metering*;
- Compensação de excesso de energia: Reembolso do excesso de energia gerado;

- Posse dos créditos de energia: Disponibilidade de repasse dos créditos de energia entre consumidores, instituições e outros;
- Número de tecnologias elegíveis: Lista de tecnologias que podem participar do sistema *net metering*.

Segundo [89], os artifícios destacados são ajustados para cada estado, criando as respectivas respostas de mercado, de acordo com o interesse governamental. Ainda assim, somente em estados em que os artifícios utilizados levam à maior liberdade de adoção por parte dos usuários existe uma relação clara entre adoção de políticas públicas menos restritivas e maior número de instalações.

O sistema *net metering* chinês é abordado no estudo conduzido em [90]. Nesse estudo os autores avaliam a política pública chinesa de adoção do sistema *net metering* do ponto de vista de subsídio monetário equivalente do programa em relação às unidades consumidoras. O sistema *net metering* na China é aplicado ao país todo de forma igualitária entre todas as unidades consumidoras. Dessa forma, os autores concluem que essa premissa para um programa de incentivo à instalação de energia solar fotovoltaica distribuída é errônea e pode levar a subsídios não equivalentes entre os diversos sistemas de geração, principalmente em países com perfis de irradiância distintos entre suas regiões. Os autores ainda destacam que o perfil de demanda das unidades consumidoras também influencia o subsídio gerado por uma política baseada em *net metering*. Como paralelo a esta conclusão, os estudos de caso das redes da CEMIG e COELBA mostram que, embora os fatores de capacidade de geração das duas localidades sejam semelhantes, a diferença nos perfis de demanda leva ao risco de sobrecarregamento precoce do transformador da COELBA, enquanto no caso da CEMIG essa condição pode ser desconsiderada. A Figura 5.3 apresenta os subsídios gerados pelo programa chinês e os valores considerados razoáveis pelos autores de [90], para cinco cidades estudadas.

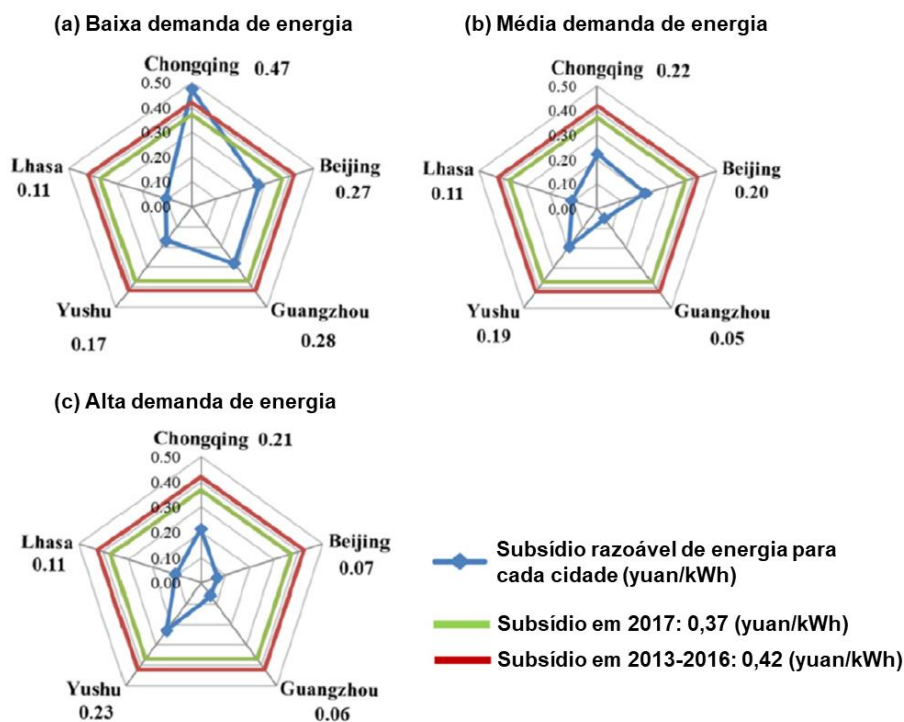


Figura 5.3 – Comparação entre subsídios gerados pelo sistema *net metering* e o subsídio razoável obtido em [90] (Adaptado).

O sistema atual brasileiro, embora apresente uma evolução em relação ao sistema *net metering* convencional, ainda se depara com problemas de subsídio da energia solar, visto que a aplicação de medidas mitigatórias para atendimento da injeção de potência recai sobre a parcela da TUSDfiOB para toda a população. Dessa forma, com base nos estudos levantados, para evitar cenários com elevado subsídio da geração distribuída, a política pública de remuneração da energia deve contemplar os seguintes pontos:

- Mecanismos de adequação do subsídio equivalente;
- Adequação do subsídio equivalente para cada localidade, principalmente em países que possuem regiões com condições de demanda e geração distintas.

Além do sistema *net metering*, o sistema *feed-in tariff* foi primeiramente utilizado pelos países Europeus para promoção de sistemas de geração distribuída. O *feed-in tariff* tem como base uma valoração maior da energia injetada por geradores distribuídos em relação ao valor da energia demanda pelas UC. Esse sistema foi instituído pelo governo Alemão em 1990, sendo posteriormente substituído por um modelo de leilão de energia para grandes sistemas de geração distribuída e mantido para pequenos sistemas, como abordado em [91]. De acordo com [91], o sistema *feed-in-tariff* na Checoslováquia também foi primeiramente implementada para ser substituído por um sistema baseado no retorno do investimento, sendo mantido o sistema

feed-in tariff para sistemas menores do que 30 kW. O estudo desenvolvido em [91] também aborda o caso da Espanha, em que o sistema *feed-in tariff* foi inicialmente adotado, porém substituído por um sistema de remuneração especial, baseado em uma regra governamental de retorno razoável da instalação, e posteriormente substituída pelo regime de leilões de energia.

O sistema *feed-in tariff* foi substituído por sistemas baseados em leilões de energia nos principais países que o adotaram devido ao subsídio direto à energia produzida pelos geradores distribuídos. Assim como o sistema *feed-in tariff* o sistema *net metering* também demonstra subsídios excessivos, principalmente porque os dois sistemas lidam somente sobre o montante de energia trocada entre as UC e as distribuidoras de energia. Porém é necessário que os impactos e investimentos necessários nas redes de distribuição para instalação de sistemas de geração distribuídos sejam levados em consideração, de forma a não manter privilégios para apenas uma parcela da população.

5.3. Proposta de complementação para a política pública brasileira

Os estudos apresentados mostram um panorama de adoção de sistemas de tarifação da energia gerada em nível de distribuição por países com histórico de instalação de sistemas fotovoltaicos. Nesses estudos, são apresentados argumentos que defendem a não adoção de um sistema *net metering* somente baseado no balanço energético, mas também com mecanismos de ajustes que possam ser adotados para as diversas localidades de um país.

Com base nas avaliações de redes realizadas no Capítulo 4, é possível verificar que sistemas de GD instalados em locais diferentes do território brasileiro, com diferentes curvas de demanda e geração, apresentam respostas distintas em relação aos efeitos de sobretensão e sobrecarregamento da rede de distribuição. Dessa forma, é possível verificar a necessidade de adequação da política pública brasileira, a fim de permitir que a instalação de sistemas fotovoltaicos na GD não acarrete a necessidade de investimentos que possam onerar a parcela da população que não adotar sistemas de GD em suas UC.

Ainda que os estudos mostrem a necessidade de alterações no sistema *net metering*, todos se baseiam principalmente na adequação de valores monetários para resolução dos cenários negativos encontrados. Porém, entende-se que valores econômicos, embora sejam uma ferramenta para controle e adequação dos programas de políticas públicas, são uma solução de avaliação minuciosa para cada caso específico, enquanto o aspecto técnico das instalações pode ser normalizado de forma a se obter a resposta desejável dos sistemas, sendo um fator

importante para o desenvolvimento da alta penetração fotovoltaica e, portanto, deveria ser contemplado pelas políticas públicas.

Uma das preocupações principais do sistema de distribuição de energia elétrica é evitar picos de demanda e injeção por parte das unidades consumidoras. Dessa forma, os estudos apresentados apontam para a necessidade do incentivo ao autoconsumo, de forma a diminuir a potência de injeção e a energia trocada com a rede de distribuição. Em relação a este requisito a legislação brasileira já apresenta um mecanismo de controle, em que a energia que é consumida na própria UC representa uma economia sobre os valores da TED e da TUSDfioB, ao passo que a energia compensada por meio do *net metering* representa uma economia somente sobre a parcela da TED.

Porém, a adequação dos perfis de demanda para casamento entre geração e demanda nem sempre é possível, pois existe um limite para adequação na rotina da população e existe a necessidade da potência dedicada à iluminação, que não poderá coincidir com a geração solar fotovoltaica. Dessa forma, sempre existirá uma diferença entre a geração e a demanda, que resultará na injeção de energia por parte das UC nas redes de distribuição.

Sobre a potência de injeção pelas unidades de geração solar fotovoltaica, o estudo apresentado em [93] introduz o conceito de “curva pato probabilística” (“*probabilistic duck curve*”), em que o perfil da curva de demanda de um sistema de alta tensão com alta penetração fotovoltaica possui variabilidade em torno de um valor médio, conforme apresentado na Figura 5.4. O estudo foi realizado para a província de Qinghai, na China, tendo como premissa a necessidade de adotar medidas mitigatórias para evitar os cenários de baixa demanda do sistema com base na probabilidade de ocorrência desses cenários. A Figura 5.4 aponta quatro principais cenários, de acordo com o nível de demanda do sistema. No primeiro cenário nenhuma medida é adotada, devido à flexibilidade inerente do sistema de geração e transmissão; no segundo cenário é recomendada a readequação de uma planta de energia térmica para atendimento a menores níveis de demanda; no terceiro cenário é recomendado o uso de sistemas de armazenamento; e no quarto cenário a redução de potência por parte dos geradores fotovoltaicos.

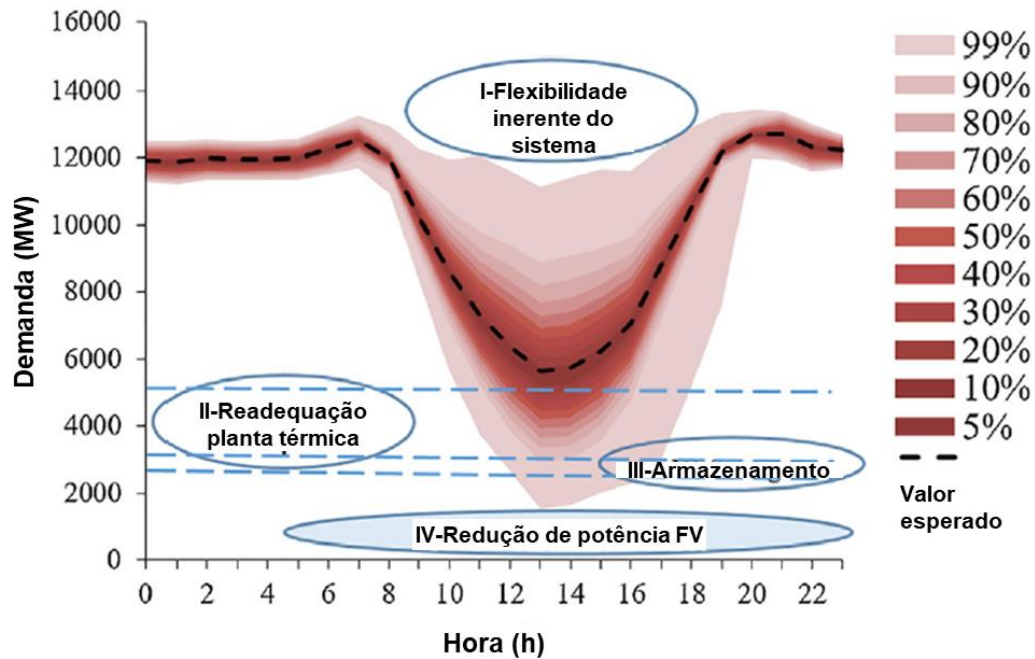


Figura 5.4 – Curvas pato probabilística e medidas mitigatórias recomendadas. (Adaptado de [93])

Sobre a adoção de redução de potência e instalação de bancos de baterias, em [94] foi desenvolvido um estudo sobre como a aplicação de bancos de baterias ou redução da injeção de potência por geradores fotovoltaicos podem contribuir para um menor custo da energia e evitar investimentos na rede de distribuição, como a troca de transformadores, em uma rede de distribuição da cidade de Zurique, na Suíça. Embora o estudo mostre que o ganho atribuído às baterias não é significativo, o custo da energia não entregue devido à redução de potência de geradores fotovoltaicos é significativamente inferior em relação ao custo de troca do transformador.

Assim, em ambos os estudos ([93] e [94]), foi apontado que uma redução na potência de injeção, considerando o custo da energia não gerada, seria uma solução mais benéfica em relação à adoção de outras medidas mitigatórias por parte das operadoras dos sistemas elétricos.

Dado que o custo da energia não gerada é uma variável que impacta na decisão de redução de potência injetada no sistema de distribuição, esta deve ser sinalizada para a UC que decida instalar a geração fotovoltaica. Dessa forma, existem dois mecanismos que podem incentivar a diminuição da injeção de potência na rede elétrica de distribuição. O primeiro são incentivos ao autoconsumo, ou seja, a adequação entre as curvas de demanda e geração, algo que já é sinalizado no atual sistema brasileiro de *net metering*, e o segundo pela sinalização do custo de

implementação de medidas mitigatórias para adequar os níveis de sobretensão e sobrecarga causados pela injeção de GD na rede.

Este trabalho então propõe que seja implementado um mecanismo de sinalização do custo da instalação de medidas mitigatórias para UC que desejem instalar sistemas de GD, por meio do informe a potência máxima injetável sem a necessidade de adequação da rede de distribuição.

Segundo os estudos de [84], a informação de uma potência recomendada de gerador fotovoltaico por parte da legislação leva à instalação de sistemas com menor potência. Dessa forma, este trabalho propõe uma complementação ao sistema *net metering* da legislação brasileira atual, em que seja informado às UC o limite de injeção de potência que elas podem realizar, com base no estudo de simultaneidade de injeção a ser realizado pela distribuidora de energia.

Assim, a distribuidora de energia seria obrigada a informar a potência máxima que pode ser injetada pela UC. Caso o representante da UC deseje arcar com os custos de injeção de maior potência, ou seja, adoção de medidas mitigatórias por parte da concessionária, o representante deve requisitar um estudo com o seu nível de potência desejado e arcar com os custos das medidas mitigatórias a serem adotadas pela distribuidora. Com isso, os representantes das UC são capazes de avaliar a instalação de sistemas fotovoltaicos com base em um valor de investimento que venha da empresa de distribuição de energia. Com este valor, podem então comparar a viabilidade de adotarem medidas mitigatórias próprias para não requisitarem uma maior potência de injeção junto à distribuidora.

Conforme visto nos estudos do Capítulo 4, o fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos impacta nos valores de carregamento e na variação de tensão. Como o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicos depende principalmente das condições climáticas locais e do FDI, espera-se que com a complementação da legislação atual, os desenvolvedores de sistemas passem a instalar sistemas com maior fator de capacidade, alterando os FDI de seus projetos.

Como exemplo de um sistema de geração com menor FDI e, conseqüentemente, maior fator de capacidade, a Figura 5.5 apresenta a curva de geração de dois sistemas fotovoltaicos com base no perfil de irradiância da Figura 3.14. Nos casos apresentados, a primeira curva mostra o perfil de geração de um sistema fotovoltaico com um inversor de 1.000 W e FDI igual a 1,00, e a segunda curva apresenta um inversor de 800 W com um FDI igual a 0,59. Ambos os

sistemas apresentam a mesma energia gerada, ou seja, as áreas destacadas em vermelho e amarelo são iguais, mas o segundo sistema apresenta um valor máximo de geração 20 % menor em relação ao primeiro sistema. Dessa forma, o primeiro sistema apresenta um fator de capacidade de 0,32, enquanto o segundo sistema apresenta um fator de capacidade de 0,40. Assim, o aumento do fator de capacidade remete a menores valores de injeção de potência.

A alteração do FDI incorre em custos da energia não gerada para a UC. Porém, como vistos nos estudos apresentados ([7], [93], [94]), esses custos devem ser menores em relação à adoção de outras medidas mitigatórias como, por exemplo, o uso de armazenamento de energia em bancos de baterias.

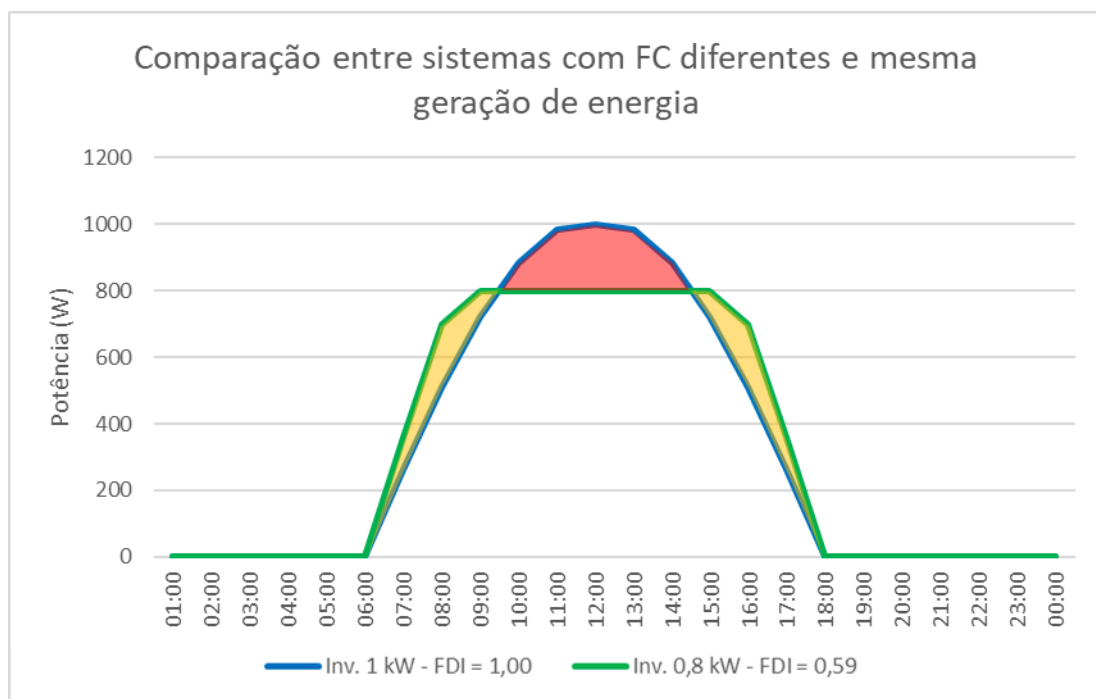


Figura 5.5 – Comparação de dois sistemas para geração de energia com base solar fotovoltaica com mesma produção e FC distintos.

Com a capacidade de demandar e injetar potência na rede elétrica de distribuição, as UC residenciais terão seu impacto na rede de distribuição cada vez mais caracterizado pelo fluxo de potência e não pela quantidade de energia consumida da rede. Dessa forma, esse trabalho propõe também a adoção de um novo sistema de estratificação de consumidores residenciais baseado na sua demanda máxima de conexão com a rede de distribuição.

Segundo a resolução nº 414, a demanda máxima de uma UC é caracterizada como a capacidade do elemento geral de proteção multiplicada pela tensão de entrada; essa definição foi alterada na resolução nº 1.000 como um valor a ser informado pela distribuidora. Assim, de

forma a caracterizar os acessantes conforme a sua demanda máxima, e gerar níveis de estratificação para adequação dos acessantes frente ao PRODIST, propõe-se neste trabalho a definição de níveis de demanda máxima, com base na capacidade geral dos elementos de proteção regulamentados no território brasileiro.

De acordo com [95], são recomendados os seguintes valores de corrente de interrupção de disjuntores para o mercado de instalações domiciliares: 6, 8, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 e 125 A. Com base nesses valores de corrente e nos valores de tensão da Tabela 2.6, a Figura 5.6 apresenta os valores máximos de demanda das unidades consumidoras, considerando esquemas de ligação monofásico, bifásico e trifásico. A partir dos valores da Figura 5.6, verifica-se então o número de unidades consumidoras com a demanda máxima especificada, que podem ser alocadas em cada transformador típico utilizado pelas concessionárias de energia (Figura 3.2). A Figura 5.7 apresenta o número de unidades consumidoras por tipo de conexão e por potência de transformador de distribuição.

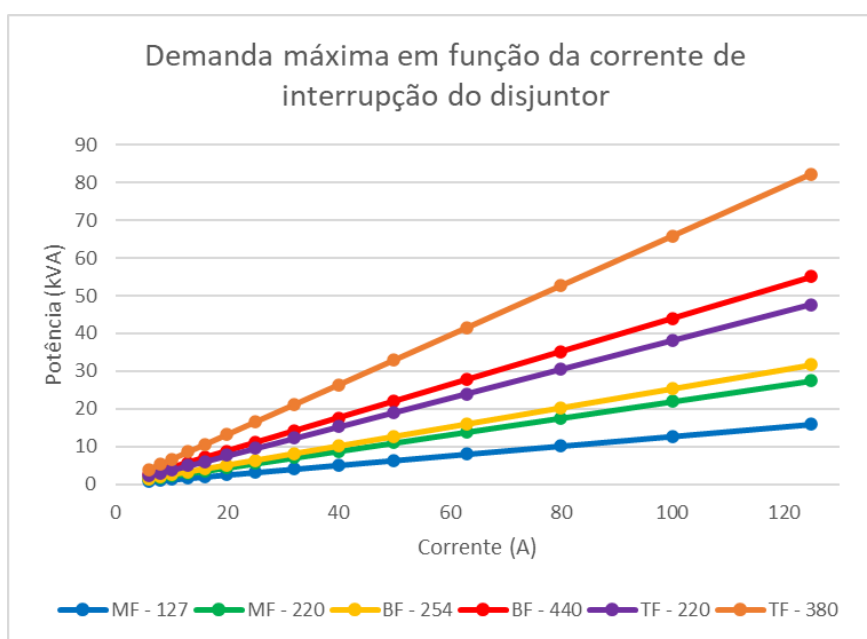


Figura 5.6 – Demanda máxima em função da corrente de interrupção do disjuntor e dos esquemas de ligação para redes de baixa tensão.

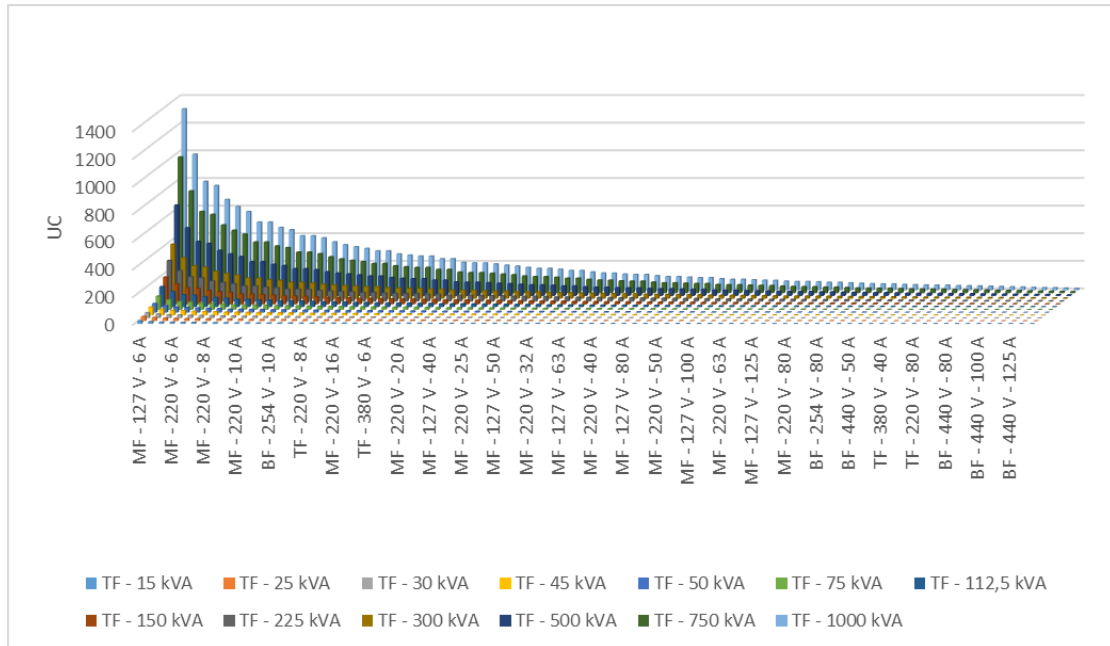


Figura 5.7 – Quantidade UC por tipo de conexão e potência do transformador de distribuição.

A partir dos dados da Figura 5.7, é calculada a média de unidades consumidoras por transformador para todos os tipos de conexão, obtendo-se o valor de 50,3 unidades consumidoras por transformador, arredondado então para 50. Esse valor é utilizado para calcular um Identificador de UC por Transformador (IUCT), de acordo com a equação (5.3). A Figura 5.8 apresenta os valores obtidos para o IUCT por cada tipo de conexão e transformador.

$$SE: N_{n,m} = 50 \Rightarrow IUCT_{n,m} = 1$$

$$SE: N_{n,m} \neq 50 \Rightarrow IUCT_{n,m} = \left| \frac{1}{N_{n,m} - 50} \right| \quad (5.3)$$

onde:

$IUCT_{n,m}$ é o identificador de condição do número de UC ideal por tipo de conexão e potência do transformador de distribuição;

n é o identificador do tipo de conexão;

m é o identificador do transformador de distribuição;

N é o número de unidades consumidoras conectadas ao transformador de distribuição por tipo de ligação.

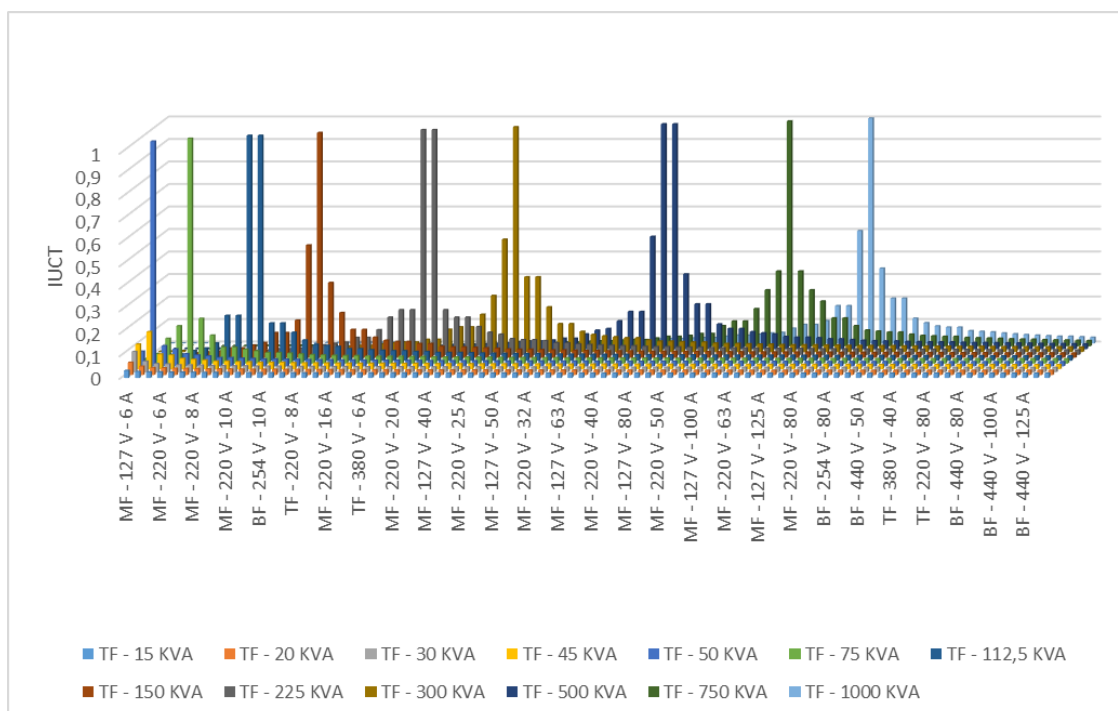


Figura 5.8 – IUCT para todas as combinações de tipos de conexão e potência de transformadores.

A partir dos valores unitários de IUCT para cada transformador, são destacados os valores de demanda máxima que corresponde a cada tipo de ligação, de forma a compor 50 unidades consumidoras conectadas aos respectivos transformadores. Os valores destacados de demanda máxima para cada transformador são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Demanda máxima das UC para conexão aos transformadores de distribuição.

Transformador	Demanda máxima das UC (kVA)
TF - 50 kVA	1,0
TF - 75 kVA	1,5
TF - 112,5 kVA	2,3
TF - 150 kVA	3,0
TF - 225 kVA	4,4
TF - 300 kVA	6,1
TF - 500 kVA	10,2
TF - 750 kVA	15,2
TF - 1.000 kVA	20,3

Com base nos valores da Tabela 5.1, a Tabela 5.2 apresenta uma proposta para estratificação dos consumidores residenciais pelo PRODIST. Cabe destacar que é possível adotar o mesmo procedimento para estratificação das demais classes de unidades consumidoras

utilizada pelo PRODIST, sendo, contudo, necessário identificar os tipos de disjuntores e fusíveis de proteção utilizados por essas classes.

Tabela 5.2 – Sugestão de estratificação das unidades consumidoras residenciais de baixa tensão para adoção pelo PRODIST.

Identificação Classe	Demanda máxima - P (kW)				
	SDBT - 1	SDBT - 2	SDBT - 3	SDBT - 4	SDBT - 5
Residencial - RES	$P \leq 1,5 \text{ kW}$	$1,5 \text{ kW} < P \leq 3,0 \text{ kW}$	$3,0 \text{ kW} < P \leq 6,0 \text{ kW}$	$6,0 \text{ kW} < P \leq 10,0 \text{ kW}$	$10,0 \text{ kW} < P$

A estratificação por potência das UC residenciais permite desvincular o custo do uso do sistema de distribuição com o consumo de energia da unidade consumidora, de maneira similar ao atualmente realizado para UC conectadas em média e alta tensão, facilitando a abordagem de uma contribuição para manutenção dos sistemas de distribuição frente a injeção e a demanda de potência com a geração distribuída. Porém, destaca-se que os valores precisos de demanda máxima e injeção máxima ainda devem ser informados pela distribuidora de energia aos seus usuários, segundo a proposta de complementação do modelo da legislação brasileira.

Uma vez estabelecido o critério de máxima injeção baseado ainda no sistema *net metering*, e um método para classificação das UC, é necessário propor um método para cálculo das potências máximas de injeção dos sistemas fotovoltaicos de GD. Dessa forma, este trabalho propõe uma metodologia de equacionamento de um modelo de cálculo, a fim de identificar as potências de injeção máximas das unidades consumidoras com base nos parâmetros das redes de distribuição. O Capítulo 6 apresenta a metodologia proposta, assim como uma verificação dos resultados obtidos para redes fictícias por meio do programa de simulação de fluxo de potência, OpenDSS.

5.4. Inserção da proposta de complementação junto aos documentos base da política pública brasileira

Definidas as bases para a complementação da política pública brasileira em relação ao sistema de compensação de energia vigente e o relacionamento entre os acessantes e as concessionárias distribuidoras de energia acessadas, é necessário incluir nos documentos base da legislação a redação para aplicação da complementação proposta. Dessa forma, são destacados os documentos base, identificados os trechos a serem alterados e a proposta de alteração para incluir a complementação tratada neste trabalho.

5.4.1. Resolução Normativa nº 482 e nº 687

A Resolução Normativa nº 482 é complementada pela resolução nº 687 em relação à potência disponibilizada para a micro e minigeração distribuída. Como visto, a necessidade real das redes de distribuição não é a potência máxima de geração do sistema de GD, mas sim a máxima injeção de potência pelo sistema de GD na rede. Com isso, propõe-se uma complementação junto aos incisos 1º e 2º do artigo 4º da resolução nº 482, como redigido a seguir (o texto proposto foi destacado para facilitar a visualização).

“...§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 3º Independentemente da potência disponibilizada, o consumidor com microgeração deve manter seus níveis de injeção de potência abaixo da máxima potência injetável, a ser indicada pela distribuidora, conforme a Seção XX do Módulo X do PRODIST.

§ 4º É vedada a...”

O termo “máxima potência injetável” é utilizado pela Resolução Normativa nº 1.000, que também apresenta complementações à Resolução Normativa nº 482, com considerações a serem realizadas no Subitem 5.4.2.

Com a complementação dos incisos 1º e 2º é então necessário sugerir complementações também aos textos da Resolução Normativa nº 414 e dos Módulos do PRODIST. Dado que a Resolução Normativa 414 foi substituída pela Resolução Normativa nº 1.000, é necessário realizar complementações e apontamentos sobre o texto dessa resolução.

5.4.2. Resolução Normativa nº 1.000

O texto da Resolução Normativa nº 1.000 apresenta a definição de potência disponibilizada, e utiliza o termo “máxima potência injetável”, porém sem sua clara definição. Dessa forma, o termo “máxima potência injetável” pode ser atribuído aos consumidores com microgeração

distribuída como o valor máximo de potência que pode ser injetado pelas UC. Com isso, é necessário complementar o artigo 31 da resolução n° 1.000, conforme a complementação realizada no texto da resolução n° 482, como redigido a seguir.

“...§ 1º Caso o consumidor deseje instalar geração com potência superior ao limite estabelecido no caput, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 2º Para a determinação do limite da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

§ 3º Independentemente da potência disponibilizada, o consumidor com microgeração deve manter seus níveis de injeção de potência abaixo da máxima potência injetável, a ser indicado pela distribuidora, conforme a Seção XX do Módulo X do PRODIST....”

Além de restringir os clientes sobre a máxima potência injetável, é necessário também evitar o repasse para a TUSDfioB dos custos de reforços nas redes, ou outras medidas mitigadoras, que as distribuidoras devem realizar para as UC que possam requerer aumento de potência disponibilizada. Pelo artigo 105 da resolução n° 1.000, a distribuidora deve atender de forma gratuita uma requisição de aumento de carga para consumidores com base em duas condições. Para a primeira condição, o valor máximo de carga instalada não deve ultrapassar 50 kW, e para a segunda, a requisição não deve causar aumento no número de fases na rede de tensão maior ou igual a 2,3 kV.

Porém, foi visto nos estudos de caso do Capítulo 4 que a maioria das UC irá necessitar de aumento de carga para instalação de sistemas fotovoltaicos, todos abaixo de 50 kW. Ainda, como as UC irão realizar os pedidos de aumento de carga de forma gradual, isso pode ocasionar em um atendimento de uma parcela das UC livre de custo, mas que para outras seja necessária a troca do transformador, ou outra ação que inflija a segunda condição do artigo 105, causando uma diferença no atendimento entre UC que estão ligadas na mesma rede de baixa tensão.

Dessa forma, é proposto um terceiro parâmetro, em que uma requisição de aumento de carga com o propósito somente de viabilizar a instalação de um sistema de geração distribuída seja passível de cobrança por parte da distribuidora. Assim, as UC que desejarem aumento de sua potência injetável podem optar por financiar obras de reforço nas redes da distribuidora,

ou utilizar os custos avaliados pela distribuidora para implementarem suas próprias medidas mitigatórias. Com isso, é proposta a inclusão de um terceiro item junto à redação do artigo 105, como segue.

“...Art. 105. A distribuidora deve atender, gratuitamente, à solicitação de aumento de carga de unidade consumidora do grupo B, desde que:

I - a carga instalada após o aumento não ultrapasse 50 kW; e

II - não seja necessário acrescentar fases em rede de tensão maior ou igual a 2,3 kV.

III - o aumento de carga não seja destinado ao aumento da potência disponibilizada para instalação de sistemas de microgeração distribuída.

Parágrafo único....”

Relacionadas as bases das Resoluções Normativas da ANEEL com os direitos e deveres das UC e das distribuidoras de energia, é necessário então adequar os módulos do PRODIST para indicar os procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras em seu planejamento energético.

5.4.3. Módulo 2 do PRODIST

O primeiro item abordado pelo segundo módulo do PRODIST é a estratificação das UC. Como visto neste trabalho, as UC com GD passarão a diminuir o seu consumo e ao mesmo tempo impactar a rede de distribuição com potências elevadas de geração. Assim, como proposta para estratificação das UC com sistemas de geração distribuída, foi discutida a utilização dos níveis de estratificação com base nos elementos de proteção geral com os resultados conforme Tabela 5.2.

Adequando os resultados da Tabela 5.2 para o formato de apresentação do segundo módulo do PRODIST, propõe-se a inclusão de um novo item de texto entre os itens 4.1.4 e 4.1.5 do texto da Seção 2.2 do segundo módulo, como segue:

“...4.1.4 Para as unidades consumidoras da classe residencial, atendidas pelo SDBT, a estratificação deve ser feita por faixa de consumo médio mensal dos últimos doze meses, como segue:

a) Até 100 kWh;

- b) Acima de 100 kWh até 220 kWh;
- c) Acima de 220 kWh até 500 kWh;
- d) Acima de 500 kWh até 1.000 kWh;
- e) Acima de 1.000 kWh.

4.1.5 Para as unidades consumidoras da classe residencial com sistemas de geração distribuída, atendidas pelo SDBT, a estratificação deve ser feita por faixa de potência disponível, como segue:

- a) Até 1,5 kW;**
- b) Acima de 1,5 kW até 3,0 kW;**
- c) Acima de 3,0 kW até 6,0 kW;**
- d) Acima de 6,0 kW até 10 kW;**
- e) Acima de 10 kW.**

4.1.6 Para as unidades consumidoras da classe rural,...

Além da estratificação dos clientes residenciais de baixa tensão, o módulo dois do PRODIST também trata do PDD para as redes de distribuição das concessionárias. As questões relativas às redes de baixa tensão são descritas de forma sucinta sem menção direta aos sistemas de geração distribuída. Porém, é necessário que as obras que visem ao atendimento à geração distribuída por parte das UC em baixa tensão sejam apresentadas de forma separada, pois espera-se que estas sejam financiadas exclusivamente pelas UC interessadas.

A Seção 2.4 do segundo módulo do PRODIST permite agregar os planos de obras das redes de média e baixa tensão em um único documento. Porém, propõe-se que seja realizada menção para destaque de obras de interesse das UC que desejem instalar sistemas de geração distribuída. Assim, sugere-se a adequação do item 3.4 da Seção 2.4, como segue:

“...3.4 As obras relativas ao SDMT e ao SDBT podem ser encaminhadas de forma agregada, devendo, porém, serem destacadas as obras relativas ao aumento de carga visando ao atendimento da geração distribuída em baixa tensão....”

Com a alteração do texto do item 3.4, os investimentos destinados à adequação das redes de média e baixa tensão para atendimento à GD não devem ser interpretados pela ANEEL como obras para melhoria na qualidade do sistema e, portanto, não enquadrados nos termos da BRR e sem influência direta no valor da TUSDfioB.

5.4.4. Módulo 3 do PRODIST

O terceiro módulo do PRODIST não faz menção direta ao MCG para acessantes de microgeração distribuída, porém aponta que para solicitações de acesso sem a necessidade de aumento de carga não pode ser requeridas a adequação do padrão de entrada e outras ações onerosas para o acessante. Dessa forma, é esperado que as distribuidoras somente troquem os medidores eletromecânicos dos padrões de entrada por medidores eletrônicos, e os custos de melhorias na rede sejam apresentados apenas para acessantes que requererem aumento de carga, garantindo que os acessantes possuam a capacidade de avaliar os custos do sistema com e sem o aumento de carga.

Ainda assim, o terceiro módulo aponta para a necessidade do uso de um medidor eletrônico bidirecional para avaliação da energia demandada e injetada pelos acessantes que possuírem sistemas de microgeração distribuída, mas não aponta para a necessidade de medição das potências de demanda e injeção. Para avaliar a injeção de potência e adequação do nível de máxima potência injetável é necessário que os medidores também tenham a capacidade de medir a demanda e a injeção dos sistemas de microgeração. Assim, é necessário que seja alterada a nota “(7)” da “tabela 1” da seção 3.7, para indicar a necessidade dessas funções. Com isso, sugere-se a adequação do texto da nota “(7)” como segue:

“(7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, **medir a energia e potência elétrica ativa consumida da rede e injetada na rede.**”

Como são alterados os requisitos dos medidores a serem utilizados na microgeração distribuída, é necessário também avaliar os requisitos dos medidores conforme o quinto módulo do PRODIST.

5.4.5. Módulo 5 do PRODIST

O quinto módulo do PRODIST apresenta na Seção 5.1, item 2.3, os dados que devem ser medidos pelas distribuidoras de energia para atendimento de requisitos como: faturamento; verificação da qualidade da energia elétrica; estudos de previsão de demanda; demonstrativo

de curvas de carga; e apuração das perdas técnicas. Pelo item 2.3, a medição de demanda é somente necessária para sistemas de média e alta tensão e para o subgrupo AS. Porém, para adequação dos níveis de máxima potência injetável é necessário que a demanda também seja medida em consumidores de baixa tensão que possuam sistemas de microgeração distribuída. Dessa forma, sugere-se a alteração do texto do item 2.3 como segue:

“...a) demanda em kW para faturamento dos encargos relativos ao uso dos sistemas de distribuição para acessantes em MT e AT, subgrupo AS, e **acessantes em BT com sistemas de microgeração distribuída;...**”

Além da alteração do texto do item 2.3, também é sugerida a complementação da “tabela 1” da seção 5.2 conforme a tabela.

Tabela 5.3 – Sugestão de alteração da “tabela 1” da seção 5.2 do 5º módulo do PRODIST.

Classe de Acessante	Tensão de distribuição	Classe do TP	Classe do TC	Tipo do medidor	Classe do medidor	Registros mínimos
Grupo B	BT	-	-	MEM A, MEM RO	A	kWh, kvarh opcional
Grupo B (com TC)	BT	-	0,6	MEM A, MEM RO	A	kWh, kvarh opcional
Grupo B (opcional)	BT	-	-	ME	A	kWh; kvarh opcional
Grupo B (com TC) (opcional)	BT	-	0,6	ME	A	kWh; kvarh opcional
Grupo B (com geração distribuída)	BT	-	-	ME 2Q	A	kWh, kvarh, kW
Grupo B (com geração distribuída) (com TC)	BT	-	-	ME 2Q	A	kWh, kvarh, kW
Subgrupo B2 (irrigação)	BT	-	-	ME 2Q	A	kWh por segmento, kvarh por segmento opcional
Subgrupo B2 (irrigação) (com TC)	BT	-	0,6	ME 2Q	A	kWh por segmento, kvarh por segmento opcional
Subgrupos A3a e A4 (consumidores)	MT	0,6	0,6	ME 2Q	B	kWh, kvarh, kW, MM, UFER, DMCR
Subgrupos A1, A2 e A3 (consumidores)	AT	0,6	0,6	ME 2Q	C	kWh, kvarh, kW, MM, UFER, DMCR, Interrupções
Medição de uso temporário	BT, MT, AT	0,3	0,3	ME 2Q ou ME 4Q (*)	B	kW; kWh; kvar; kvarh; Vrms; Irms; MM

Levantamento de curva de carga	BT, MT, AT	0,6	0,6	ME 2Q ou ME 4Q (*)	B	kW; kvar; MM
Medição de QEE	BT, MT, AT	0,3	0,3	ME 2Q ou ME 4Q (*)	B	Fator de potência; VTCD; interrupções; harmônicas; desequilíbrio, flutuação; MM de Vrms por fase

A complementação da tabela tem como objetivo não deixar dúvidas quanto à necessidade de medição de demanda e injeção de potência em instalações do grupo B com geração distribuída.

5.4.6. Módulo 11 do PRODIST

O décimo primeiro módulo do PRODIST menciona que algumas informações de maior carácter técnico podem ser suprimidas da fatura de energia elétrica, mas que devem ser fornecidas aos acessantes quando requisitadas. Dessa forma, a informação sobre a máxima potência injetável deve ser tratada por esse módulo como uma informação que os acessantes das redes de distribuição devem receber uma vez feita a requisição. Porém, não existe um item específico para este tipo de informação, visto que as informações de carácter técnico se referem à composição do faturamento, indicadores de continuidade, e histórico de medição e faturamento. Assim, propõe-se um novo item à seção 11.2 do décimo primeiro módulo do PRODIST, como segue:

“5 POTÊNCIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.1 Para acessantes do grupo B, a máxima potência disponibilizada para instalação de geração distribuída deve ser informada sempre que requisitada, com base nos cálculos de rede da distribuidora.

5.2 Adicionalmente, a máxima potência injetável pelos acessantes do grupo B deve ser informada.

5.3 Para demais acessantes, a potência disponibilizada é compreendida conforme a demanda contratada junto à distribuidora, com a máxima potência injetável igual à potência disponibilizada.”

Com o informe da potência disponível e a máxima potência injetável, espera-se que os acessantes do grupo B possuam maiores informações para adoção de sistemas fotovoltaicos distribuídos, e também adoção de medidas que julguem cabíveis para mitigação de efeitos de sobrecarga e sobretensão na rede, seja pelo investimento para aumento de carga, aumento do FDI de seus projetos, ou mesmo adoção de bancos de baterias para diminuir a potência injetada.

6. MODELO DE CÁLCULO DE DISPONIBILIDADE DA REDE

Com a proposta de alteração na documentação base para desenvolvimento da geração distribuída, é necessário então apresentar um modelo de cálculo que possa gerar os valores de máxima potência injetável por cada UC.

Conforme apresentado nos capítulos anteriores, a disponibilidade de inserção da geração distribuída em uma rede de distribuição de energia depende de vários fatores, como a impedância de rede, valores de carregamento dos condutores, níveis aceitáveis de tensões ao longo da rede, e outros. De acordo com [5], a capacidade de uma rede de distribuição em receber a geração distribuída é variável, a depender da abordagem a ser utilizada para o cálculo de disponibilidade e priorização das variáveis envolvidas. Este trabalho então propõe um modelo de cálculo que tem como prioridade a aplicação dos parâmetros de rede de forma a redistribuir um valor máximo de injeção por fonte solar fotovoltaica a um conjunto de unidades consumidoras, sem causar sobrecarregamento nos componentes da rede de distribuição, ou sobretensões proibitivas de fim de linha, algo similar à distribuição da usina solar fotovoltaica realizada nos estudos de caso do Capítulo 4.

A fim de verificar os pontos principais de métodos de cálculo de alocação de recursos de geração distribuídos, o estudo desenvolvido em [96] lista 83 métodos para otimização da inserção da geração distribuída e cálculo de disponibilidade de rede, destacando os principais pontos para a formulação matemática de uma metodologia de cálculo:

- Caracterização do problema:
 - Aplicação a uma rede existente;
 - Determinação de uma rede ótima a ser instalada para atendimento à GD;
 - Mínimo custo para atendimento à GD;
 - Outros.
- Função objetivo:
 - Redução da perda da rede de distribuição;
 - Redução dos níveis de indisponibilidade;
 - Redução de custos;
 - Redução de desvios de tensão;
 - Maximização da capacidade da GD;
 - Maximização de lucros;

- Maximização de custo-benefício;
- Maximização de limite de tensão do sistema.
- Quantidade de geradores distribuídos:
 - Único gerador distribuído;
 - Múltiplos geradores distribuídos.
- Tipo de variáveis de geração distribuída:
 - Localização;
 - Potência;
 - Tipo (Solar fotovoltaica, Eólica, Diesel, Biomassa, etc.);
 - Quantidade.
- Variáveis de carregamento:
 - Único patamar de carga;
 - Múltiplos patamares de carga;
 - Curvas de carga no tempo;
 - Probabilístico;
 - Fuzzy.
- Tecnologia da geração distribuída:
 - Inversores de conexão à rede;
 - Geradores síncronos;
 - Geradores assíncronos.
- Limites e restrições:
 - Fluxo de potência constante em partes da rede;
 - Limites de tensão;
 - Carregamento de rede;
 - Distorção harmônica total;
 - Limites de curto-circuito;
 - Limites de interrupção no fornecimento;
 - Limites de potência;
 - Limites de orçamento;
 - GD com fator de potência constante;
 - Limite de penetração da GD.

Os autores em [96] ainda apontam a classificação dos métodos de cálculo de disponibilidade de rede, classificando-os quanto a função objetivo, número de geradores

distribuídos, números de variáveis da geração distribuída, e variáveis de carregamento. Os métodos de cálculo abordados ainda são classificados em três categorias, como segue:

- Métodos analíticos;
- Métodos numéricos;
- Métodos heurísticos.

Segundo [96], métodos analíticos possuem menor complexidade de implementação e maior agilidade de execução; porém, seus resultados são apenas indicativos, devido ao uso de condições de contorno simplificadas, caracterizadas principalmente pelo uso de um único perfil de carregamento. Para os métodos numéricos destaca-se que a verificação exaustiva de diversos cenários pode convergir para um valor ótimo global; porém, a sua aplicação é restrita à relação entre o tamanho do sistema a ser investigado e a capacidade computacional para aplicação do método. Métodos heurísticos possuem um custo computacional menor e podem prover resultados semelhantes em relação aos métodos numéricos, porém este tipo de método ainda requer alto custo computacional para sua utilização.

6.1. Equacionamento

Os métodos de cálculo de disponibilidade da rede possuem uma série de pontos para sua formulação. Assim, uma vez que a proposta deste trabalho é a abordagem de uma rede de distribuição de energia elétrica de forma a garantir o uso por todos os seus acessantes, propõe-se o equacionamento de um método analítico com base em um ponto de operação crítico do sistema elétrico, que corresponde à injeção de potência simultânea de todos os acessantes de uma rede de distribuição, mantendo os níveis de sobretensão abaixo dos seus limites operacionais e sem causar sobrecarregamento dos seus equipamentos.

O método proposto ainda possui uma função objetivo diferente das funções dos demais métodos abordados em [96]. Isso deve-se ao foco do problema estudado, em que a necessidade é satisfazer o acesso de todas as UC à GD, sem que a injeção de potência por uma unidade cause problemas à rede de distribuição elétrica e aos demais usuários. A Tabela 6.1 resume as características do método proposto, com base nas características abordadas por este trabalho.

Tabela 6.1 – Características do método proposto para inserção da geração distribuída nas redes brasileiras de distribuição.

Características do método proposto	
Característica	Descrição
Método	Analítico
Caracterização do problema	Aplicação a uma rede existente
Função objetivo	Distribuição de potências entre as UC
Número de geradores distribuídos	Múltiplos geradores distribuídos
Números de variáveis da geração distribuída	Tipo - solar fotovoltaica
	Tamanho - potência
Variáveis de carregamento	Único patamar de carga
Tecnologia da geração distribuída	Inversores de conexão à rede
Limites e restrições	Limites de tensão
	Carregamento de rede
	GD com fator de potência constante

Assim, dada uma rede de distribuição conforme a Figura 6.1, em que são conhecidas as características dos transformadores e das linhas de distribuição, é possível descrever a rede como uma impedância equivalente, tomando todos os pontos de acesso da rede de distribuição como um único ponto de referência do sistema. A equação (6.2) apresenta o cálculo da impedância equivalente com base na rede modelo da Figura 6.1.

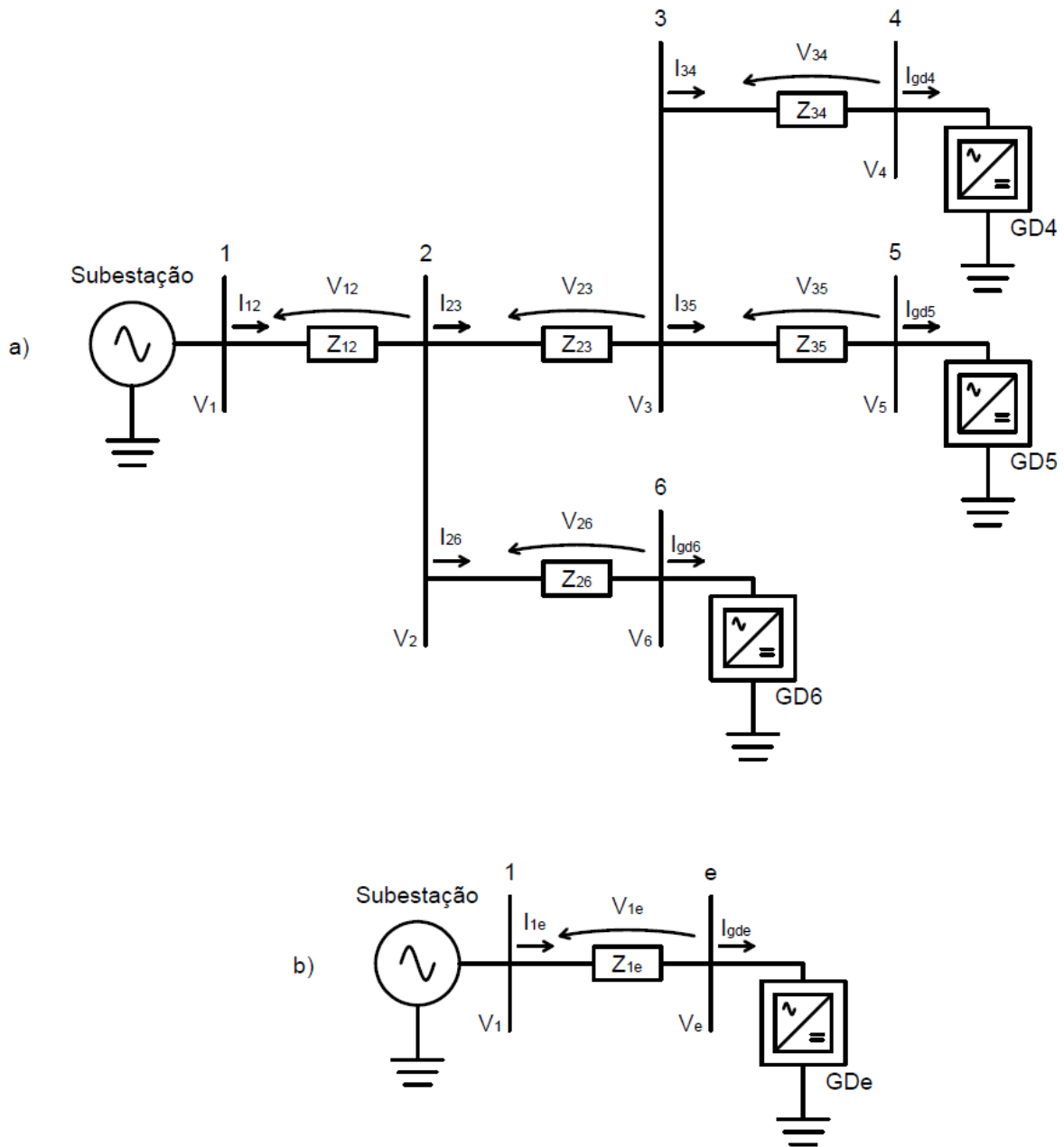


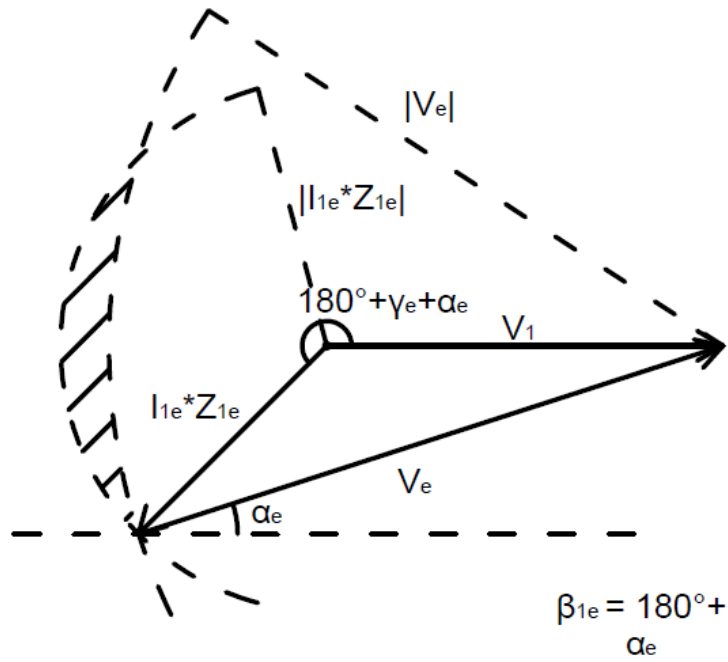
Figura 6.1 – a) Rede elétrica modelo, b) rede equivalente.

$$Z_{1e} = Z_{12} + (Z_{26}^{-1} + (Z_{23} + (Z_{34}^{-1} + Z_{35}^{-1})^{-1})^{-1})^{-1} \quad (6.2)$$

A partir da rede equivalente do sistema de distribuição, é necessário determinar a máxima potência a ser injetada na rede, de forma que a tensão na barra de acesso equivalente esteja dentro do limite de sobretensão aceitável. Este tipo de correlação entre um único gerador para

injeção na rede frente a diversos geradores distribuídos garante que o serviço de energia, ou nível de tensão, entregue pela concessionária seja o mesmo para todos os geradores distribuídos.

Conforme discutido na seção 1.1.3, através do controle de reativos é possível o controle de sobretensão no ponto de conexão a partir do fluxo de reativos, conforme visto na Figura 1.13, sendo necessária a adequação entre as parcelas ativa e reativa da corrente, de forma a atingir um ponto ótimo entre módulo e ângulo de fase da corrente injetada. Para que este tipo de operação seja possível, é necessário que exista a informação da impedância de linha a ser compensada e a realização do controle de reativos pelo inversor. Porém, o uso de controle de reativos acarreta um custo indireto para o acessante, pois requer aos inversores de conexão à rede que utilizem parte de sua capacidade para promover o fluxo de reativos entre a subestação e o seu ponto de conexão, implicando em custos de equipamentos para mitigação de sobretensão pelo gerador distribuído, não sendo uma medida viável se não houver um ressarcimento pela utilização de parte da capacidade dos inversores para mitigação de sobretensão. Ainda assim, uma característica dos inversores de conexão à rede elétrica de distribuição é a capacidade de manter o fator de potência unitário de acordo com a tensão do ponto de conexão com a rede elétrica de distribuição. Desta forma, é possível equacionar a rede equivalente com a corrente injetada em oposição de fase com a tensão no barramento equivalente, conforme mostrado na Figura 6.2.



Legenda

$$V_x = |V_x| \angle \alpha_x \quad I_x = |I_x| \angle \beta_x \quad Z_x = |Z_x| \angle \gamma_x$$


 Região de instabilidade por sobretensão

Figura 6.2 – Vetores de tensão do sistema equivalente sem compensação de reativos (fator de potência unitário).

A partir do sistema equivalente da Figura 6.1, é realizado o equacionamento da rede com os vetores conforme descrito na Figura 6.2, com o inversor equivalente mantendo o fator de potência unitário em relação à tensão no barramento equivalente. Cabe destacar que a solução trigonométrica do sistema será sempre no terceiro quadrante em relação ao vetor da tensão de origem, ou da subestação, isto porque não há compensação de reativos por parte do inversor equivalente e, devido à característica da rede indutiva, a associação dos vetores de corrente e impedância da rede é superior a 180° . O equacionamento da rede é realizado conforme as equações de (6.3) a (6.13).

$$V_1 \angle \alpha_1 - V_e \angle \alpha_e = I_{1e} \angle \beta_{1e} * Z_{1e} \angle \gamma_{1e} \quad (6.3)$$

$$V_1 \angle \alpha_1 - [(V_1 + \Delta V_{lim}) \angle \alpha_e] = [I_{1e} \angle (\pi + \alpha_e)] * (R_{1e} + jX_{1e}) \quad (6.4)$$

$$\frac{V_1 \angle \alpha_1}{[I_{1e} \angle (\pi + \alpha_e)]} - \frac{[(V_1 + \Delta V_{lim}) \angle (\alpha_e)]}{[I_{1e} \angle (\pi + \alpha_e)]} = R_{1e} + jX_{1e} \quad (6.5)$$

$$\frac{V_1}{I_{1e}} \angle (\alpha_1 - \alpha_e + \pi) + \frac{V_1 + \Delta V_{lim}}{I_{1e}} \angle (0) = R_{1e} + jX_{1e} \quad (6.6)$$

Como α_1 é a referência da subestação:

$$\frac{V_1}{I_{1e}} \angle (\pi - \alpha_e) = \left(R_{1e} - \frac{V_1 + \Delta V_{lim}}{I_{1e}} \right) + jX_{1e} \quad (6.7)$$

Assim, a partir da equação (6.7), podem-se estabelecer as seguintes relações:

$$\frac{V_1}{I_{1e}} * \cos(\pi - \alpha_e) = R_{1e} + \frac{V_1 + \Delta V_{lim}}{I_{1e}} \quad (6.8)$$

$$-\frac{V_1}{I_{1e}} * \cos(\alpha_e) = R_{1e} + \frac{V_1 + \Delta V_{lim}}{I_{1e}} \quad (6.9)$$

$$\cos(\alpha_e) = 1 + \frac{\Delta V_{lim}}{V_1} - \frac{R_{1e} * I_{1e}}{V_1} = \frac{V_e - R_{1e} * I_{1e}}{V_1} \quad (6.10)$$

$$\frac{V_1}{I_{1e}} * \sin(\pi - \alpha_e) = X_{1e} \quad (6.11)$$

$$\frac{V_1}{I_{1e}} * \sin(\alpha_e) = X_{1e} \quad (6.12)$$

$$\sin(\alpha_e) = \frac{X_{1e} * I_{1e}}{V_1} \quad (6.13)$$

Utilizando a relação entre senos e cossenos e as equações (6.10) e (6.13) é possível isolar o valor do módulo do vetor de corrente I_e que soluciona o sistema equivalente pelo critério de sobretensão, conforme indicado na equação (6.16).

$$\sin(\alpha_e)^2 + \cos(\alpha_e)^2 = 1 \quad (6.14)$$

$$\left(\frac{X_{1e} * I_{1e}}{V_1} \right)^2 + \left(\frac{V_e - R_{1e} * I_{1e}}{V_1} \right)^2 = 1 \quad (6.15)$$

$$(X_{1e}^2 + R_{1e}^2) * I_{1e}^2 + [-2 * R_{1e} * (V_1 + \Delta V_{lim})] * I_{1e} + (2 * V_1 * \Delta V_{lim} + \Delta V_{lim}^2) = 0 \quad (6.16)$$

Analisando a equação (6.16), existem dois valores de I_e que solucionam o sistema equivalente da rede de distribuição, assim como também existem dois valores de ângulos do vetor de tensão V_e que satisfazem a solução, obtidos pela aplicação dos valores de I_e , na equação (6.17). Desta forma, a resolução da equação (6.16) leva a dois quadros de geração: o primeiro com um valor do módulo de corrente menor, com uma diferença entre os ângulos dos vetores de tensão inferior a 45° , e o outro com um módulo de corrente maior e uma diferença entre os ângulos de tensão acima de 45° . Este segundo ponto de operação não condiz com a realidade de operação de sistemas elétricos, pois a potência reativa, do ponto de vista da subestação, que flui pela rede é superior à componente ativa da potência vista pela subestação, acarretando em um uso da rede de distribuição para o fluxo de potência reativa em detrimento do fluxo de potência ativa. Desta forma, a solução de maior valor de corrente obtida pela equação (6.16) pode ser descartada, e o valor do ângulo da corrente V_e é dado pela equação (6.17).

$$\alpha_e = \text{asen} \left(\frac{X_{1e} * I_{1e}}{V_1} \right) \quad (6.17)$$

Como uma premissa do equacionamento é o fator de potência do inversor equivalente à unidade, a diferença entre o ângulo entre os vetores de tensão V_e e de corrente I_e é de 180° . Desta forma, o ângulo da corrente é dado pela equação (6.18).

$$\beta_{1e} = \alpha_e + \pi \quad (6.18)$$

A partir do módulo e do ângulo do vetor de tensão e corrente equivalente, o sistema pode ser então calculado para a sobretensão entre o barramento inicial e os barramentos subsequentes do sistema, assim como as correntes que circulam pela rede de distribuição.

Uma vez que são conhecidas as tensões de início e fim de linha e a impedância da linha, o cálculo da corrente e da tensão na linha entre um barramento, n , e outro subsequente, $n+1$, pode ser realizado pela aplicação das equações (6.19), (6.20) e (6.21), com base nas impedâncias equivalentes entre o barramento e o ponto de conexão e na impedância entre o barramento e o barramento subsequente.

$$I_{n,n+1} \angle \beta_{n,n+1} = I_{ne} \angle \beta_{ne} \quad (6.19)$$

$$V_{n+1} \angle \alpha_{n+1} = V_n \angle \alpha_n - I_{n,n+1} \angle \beta_{n,n+1} * Z_{n,n+1} \angle \gamma_{n,n+1} \quad (6.20)$$

$$I_{n+1,e} \angle \beta_{n+1,e} = \frac{V_e \angle \alpha_e - V_{n+1} \angle \alpha_{n+1}}{Z_{n+1,e} \angle \gamma_{n+1,e}} \quad (6.21)$$

Obtida a tensão no barramento, o processo de cálculo da corrente equivalente é reiniciado a partir da barra subsequente, tomando como base as impedâncias características do restante do sistema de distribuição. A Figura 6.3 exemplifica esta parte do processo, com base no sistema da Figura 6.1, e as impedâncias de rede são dadas pelas equações (6.22) e (6.23).

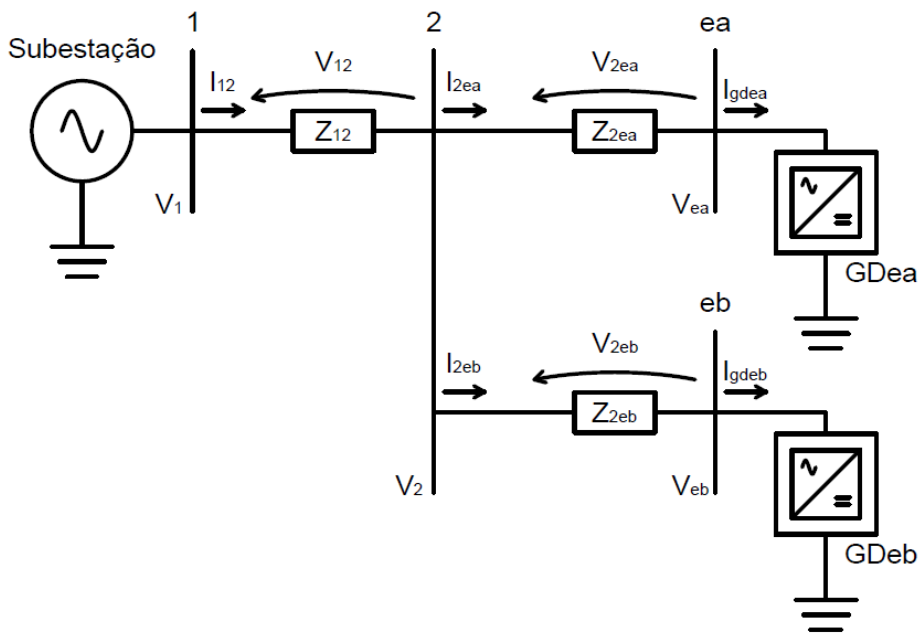


Figura 6.3 – Continuação do cálculo de rede pelo critério de sobretensão.

$$Z_{2ea} = Z_{23} + (Z_{34}^{-1} + Z_{35}^{-1})^{-1} \quad (6.22)$$

$$Z_{2eb} = Z_{26} \quad (6.23)$$

Tomando como base o exemplo da Figura 6.1, a tensão no barramento 2 é calculada conforme as equações (6.24) e (6.25).

$$I_{12}\angle\beta_{12} = I_{1e}\angle\beta_{1e} \quad (6.24)$$

$$V_2\angle\alpha_2 = V_1\angle\alpha_1 - I_{12}\angle\beta_{12} * Z_{12}\angle\gamma_{12} \quad (6.25)$$

Na sequência, as correntes para cada linha equivalente (Figura 6.3) a partir do barramento 2 são calculadas pela aplicação da equação (6.21), conforme descrito pelas equações (6.26) e (6.27).

$$I_{2ea}\angle\beta_{2ea} = \frac{V_e\angle\alpha_e - V_2\angle\alpha_2}{Z_{2ea}\angle\gamma_{ea}} \quad (6.26)$$

$$I_{2eb}\angle\beta_{2eb} = \frac{V_e\angle\alpha_e - V_2\angle\alpha_2}{Z_{2eb}\angle\gamma_{2eb}} \quad (6.27)$$

A partir dos valores das correntes que circulam pelo barramento 2, o processo de aplicação das equações (1.35), (1.36) e (6.21) é reiniciado, até que todas as tensões nos barramentos e correntes de linha sejam calculadas. O resultado deste processo apresenta o carregamento de linha segundo o critério de sobretensão admissível pela legislação vigente.

Com o processo de carregamento de linha pelo critério de sobretensão, é necessário então verificar se o carregamento calculado não ultrapassa os limites de carregamento das linhas de distribuição.

Para aplicação da verificação de carregamento de uma linha do sistema de distribuição e linhas subsequentes, é necessário comparar a corrente obtida previamente pelo método de sobretensão admissível do sistema e a corrente máxima admissível no condutor ou equipamento da rede de distribuição, devendo a condição da equação (6.28) ser considerada.

Se
$$I_{n,n+1} > I_{n,n+1max} \quad (6.28)$$

então
$$I'_{n,n+1} \angle \beta_{n,n+1} = I_{n,n+1max} \angle \beta_{n,n+1}$$

Dado que a condição da equação (6.28) seja verdadeira, ou seja, a corrente calculada ultrapasse o limite de carregamento, é necessário então atribuir redução proporcional para os valores de corrente das linhas subsequentes, conforme a equação (6.29).

$$I'_{n+1,n+2} \angle \beta_{n+1,n+2} = \left(\frac{I_{n,n+1max}}{I_{n,n+1}} \right) * I_{n+1,n+2} \angle \beta_{n+1,n+2} \quad (6.29)$$

As correntes subsequentes são então submetidas à condição da equação (6.28), com a posterior aplicação da equação (6.29), até que todas as linhas do sistema de distribuição sejam contempladas.

A partir dos valores das correntes das linhas que compõem o sistema de distribuição é então realizado o cálculo das correntes que de fato compõem o sistema a partir das correntes das linhas terminais da linha de distribuição. Assim, a corrente de uma linha não terminal é composta pela soma das correntes das linhas subsequentes, conforme a equação (6.30).

$$I_{n,n+1} \angle \beta_{n,n+1} = \sum_{a=n+2}^m I_{n+1,a} \angle \beta_{n+1,a} \quad (6.30)$$

Com os valores de corrente das linhas do sistema de distribuição definidos, os valores de tensão dos barramentos são calculados pela aplicação da equação (6.20).

A última etapa de cálculo consiste em determinar a potência a ser injetada por cada terminal da linha de distribuição, com base na tensão e na corrente calculadas para cada barramento terminal do sistema de distribuição, conforme descrito pelas equações (6.31), (6.32) e (6.33).

$$S_{gdn} \angle \varphi_{gdn} = (I_{n-1,n} * V_n) \angle (\beta_{n-1,n} - \alpha_n) \quad (6.31)$$

$$FP_{gdn} = \cos(\varphi_{gdn}) \quad (6.32)$$

$$P_{gdn} = S_{gdn} * \cos(\varphi_{gdn}) \quad (6.33)$$

Com base nos valores de potência e fator de potência calculados, é possível informar ao acessante da rede elétrica de distribuição a máxima capacidade de injeção e potência ativa permitida, sem ultrapassar os limites de carregamento dos condutores ou impor sobretensões excessivas aos demais usuários do sistema. O Apêndice E mostra um fluxograma de resumo do processo de cálculo.

6.2. Exemplo de aplicação

De forma a avaliar o método proposto, são associadas impedâncias características de rede a uma rede modelo como a do exemplo da Figura 6.1. Os valores base para utilização de valores por unidade (p.u.) estão descritos na Tabela 6.2, e um resumo das características da rede e do cálculo das impedâncias equivalentes pode ser visto na Tabela 6.3.

Tabela 6.2 – Valores base para o cálculo em valores por unidade.

Valores base	
Vb (V)	220
Sb (VA)	75.000
Ib (A)	196,82
Zb (Ω)	0,65

Tabela 6.3 – Dados da linha para exemplo de aplicação da metodologia e cálculo das impedâncias equivalentes.

Dados da linha								
Início - i	Fim - j	Cabo	R (Ω/km)	Xl (Ω/km)	Zeq (Ω/km)	l (km)	Imax (A)	Imax (p.u.)
1	2	AERT70	0,5577	0,3686	0,6685	0,010	197	1,0000
2	3	AERT54	0,6768	0,3755	0,7740	0,050	199	1,0111
3	4	AERT35	1,1010	0,3837	1,1659	0,010	153	0,7774
3	5	AERT35	1,1010	0,3837	1,1659	0,020	153	0,7774
2	6	AERT54	0,6768	0,3755	0,7740	0,050	199	1,0111
Impedâncias de linha								
Início - i	Fim - j	Rij (p.u.)	Xij (p.u.)	Zij (p.u.)	γij (rad)			
1	2	0,0086	0,0057	0,0103	0,5840			
2	3	0,0521	0,0289	0,0595	0,5065			
3	4	0,0169	0,0059	0,0179	0,3353			
3	5	0,0339	0,0118	0,0359	0,3353			
2	6	0,0521	0,0289	0,0595	0,5065			
Impedâncias equivalentes								
Início - i	Fim - j	Rij (p.u.)	Xij (p.u.)	Zij (p.u.)	γij (rad)			
3	45	0,0113	0,0039	0,0120	0,3353			

2	45	0,0634	0,0328	0,0714	0,4780
2	456	0,0286	0,0154	0,0325	0,4935
1	456	0,0372	0,0210	0,0427	0,5153

Para a aplicação do método foi escolhido o limite de sobretensão para baixa tensão conforme apresentado pela Tabela 2.9. Desta forma, o resultado da aplicação das equações de (6.16) a (6.21) para o sistema equivalente pode ser visto na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Resultado para a corrente do sistema equivalente e cálculo do sistema equivalente [equações de (6.16) a (6.21)].

Cálculo da corrente do sistema equivalente						
Barra	a	b	c	Δ	1° Sol	2° Sol
456	0,0018	-0,0788	0,1236	0,0053	41,5597	1,6303
Cálculo do sistema equivalente						
I1e (p.u.)	sen($\alpha_1 - \alpha_e$)	α_e (rad)	$ \beta_{1e - \alpha_e} $ (rad)	β_{1e} (rad)	i1er (p.u.)	i1eq (p.u.)
1,6303	-0,0343	0,0343	3,1416	3,1759	-1,6293	-0,0559
V1e (p.u.)	$\beta_{1e} + \gamma_{1e}$ (rad)	V1er (p.u.)	V1eq (p.u.)	Ver (p.u.)	Ve (p.u.)	Ve (p.u.)
0,0696	3,6912	-0,0594	-0,0364	1,0594	0,0364	1,0600

Com as informações do sistema equivalente, o passo seguinte consiste na aplicação das equações de (6.19) a (6.21), para as impedâncias de rede. O resultado do cálculo da rede pode ser visto na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Cálculo de rede pelo critério de sobretensão utilizando as equações de (6.19) a (6.21).

Cálculo das linhas do sistema pelo critério de sobretensão							
Início - i	Fim - j	iijr (p.u.)	iijq (p.u.)	lij (p.u.)	β_{ij} (rad)	Vi (p.u.)	α_i (rad)
1	2	-1,6293	-0,0559	1,6303	3,1759	1,0000	0,0000
2	45	-0,7407	-0,0370	0,7416	3,1915	1,0137	0,0096
2	3	-0,7407	-0,0370	0,7416	3,1915	1,0137	0,0096
3	4	-0,4938	-0,0247	0,4944	3,1915	1,0517	0,0314
3	5	-0,2469	-0,0123	0,2472	3,1915	1,0517	0,0314
2	6	-0,8886	-0,0190	0,8888	3,1629	1,0137	0,0096
Início - i	Fim - j	Vir (p.u.)	Viq (p.u.)	Vjr (p.u.)	Vjq (p.u.)	Vj (p.u.)	α_j (rad)
1	2	1,0000	0,0000	1,0137	0,0097	1,0137	0,0096
2	45	1,0137	0,0097	1,0594	0,0364	1,0600	0,0343
2	3	1,0137	0,0097	1,0512	0,0330	1,0517	0,0314
3	4	1,0512	0,0330	1,0594	0,0364	1,0600	0,0343
3	5	1,0512	0,0330	1,0594	0,0364	1,0600	0,0343
2	6	1,0137	0,0097	1,0594	0,0364	1,0600	0,0343

Para fins de comparação dos resultados entre a resposta pelo critério de sobretensão e critério de carregamento da rede, a Tabela 6.6 apresenta as potências de geração distribuída que podem ser inseridas apenas pelo critério de sobretensão, utilizando as equações de (6.31) a (6.33).

Tabela 6.6 – Potências de injeção pelo critério de sobretensão [equações de (6.31) a (6.33)].

Cálculo das potências da GD - critério de sobretensão					
GD- j	$\beta_{ij}-\alpha_j$	$\cos(\beta-\alpha)$	Sj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)
4	3,1572	-0,9999	0,5241	-0,5240	-0,0082
5	3,1572	-0,9999	0,2620	-0,2620	-0,0041
6	3,1286	-0,9999	0,9421	-0,9420	0,0122
GD- j	lij (p.u.)	lij (A)	Sj (kVA)	Pj (kW)	Qj (kVar)
4	0,4944	97,3	39,31	-39,30	-0,61
5	0,2472	48,7	19,65	-19,65	-0,31
6	0,8888	174,9	70,66	-70,65	0,92

Pelos valores da Tabela 6.6 é possível verificar uma potência de injeção superior à potência máxima do transformador de 75 kVA, utilizado como base para a simulação. Desta forma, verifica-se a necessidade de avaliar o critério de carregamento da rede de forma a não incorrer em problemas de carregamento do sistema, pela injeção simultânea de geradores fotovoltaicos. A avaliação do carregamento, a verificação da condição da equação (6.28), e a aplicação da equação (6.29), podem ser vistas na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Avaliação do carregamento de linha [equações (6.28) e (6.29)].

Avaliação do carregamento de linha						
Início - i	Fim - j	Imax (p.u.)	lij (p.u.)	β_{ij} (rad)	l'ij (p.u.)	β' ij (rad)
1	2	1,0000	1,6303	3,1759	1,0000	3,1759
2	3	1,0111	0,7416	3,1915	0,4549	3,1915
3	4	0,7774	0,4944	3,1915	0,3033	3,1915
3	5	0,7774	0,2472	3,1915	0,1516	3,1915
2	6	1,0111	0,8888	3,1629	0,5452	3,1629

Dado que a avaliação de carregamento revelou sobrecarregamento na linha 12 do sistema, e a atribuição de redução de corrente para as linhas subsequentes, é necessário refazer o cálculo das correntes de linha por meio da equação (6.30). O resultado das correntes de linha pela equação (6.30) pode ser visto na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Composição das correntes de linha pela equação (6.30).

Composição das correntes de linha					
Início - i	Fim - j	iijr (p.u.)	iijq (p.u.)	lij (p.u.)	βij (rad)
1	2	-0,9994	-0,0343	1,0000	3,1759
2	3	-0,4544	-0,0227	0,4549	3,1915
3	4	-0,3029	-0,0151	0,3033	3,1915
3	5	-0,1515	-0,0076	0,1516	3,1915
2	6	-0,5451	-0,0116	0,5452	3,1629

A partir das correntes de linha, a aplicação da equação (6.20) permite o cálculo dos parâmetros da rede, conforme visto na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Cálculo dos parâmetros de rede pelo critério de carregamento [equação (6.20)].

Cálculo das linhas do sistema pelo critério de carregamento							
Início - i	Fim - j	iijr (p.u.)	iijq (p.u.)	lij (p.u.)	βij (rad)	Vi (p.u.)	αi (rad)
1	2	-0,9994	-0,0343	1,0000	3,1073	1,0000	0,0000
2	3	-0,4544	-0,0227	0,4549	3,1915	1,0084	0,0059
3	4	-0,3029	-0,0151	0,3033	3,1915	1,0316	0,0196
3	5	-0,1515	-0,0076	0,1516	3,1915	1,0316	0,0196
2	6	-0,5451	-0,0116	0,5452	3,1629	1,0084	0,0059
Início - i	Fim - j	Vir (p.u.)	Viq (p.u.)	Vjr (p.u.)	Vjq (p.u.)	Vj (p.u.)	αj (rad)
1	2	1,0000	0,0000	1,0084	0,0060	1,0084	0,0059
2	3	1,0084	0,0060	1,0314	0,0203	1,0316	0,0196
3	4	1,0314	0,0203	1,0364	0,0223	1,0367	0,0215
3	5	1,0314	0,0203	1,0364	0,0223	1,0367	0,0215
2	6	1,0084	0,0060	1,0364	0,0223	1,0367	0,0215

Com o cálculo de rede pelo critério de carregamento são então calculadas as potências de injeção dos geradores distribuídos pelas equações de (6.31) a (6.33), conforme os valores da Tabela 6.10.

Tabela 6.10 – Resposta do método considerando sobretensão e carregamento de rede.

Cálculo das potências da GD - critério de carregamento					
GD- j	βij-αj	cos(β-α)	Sj (p.u)	Pj (p.u)	Qj (p.u)
4	3,1700	-0,9996	0,3144	-0,3143	-0,0089
5	3,1700	-0,9996	0,1572	-0,1571	-0,0045
6	3,1414	-1,0000	0,5652	-0,5652	0,0001
GD- j	lij (p.u.)	lij (A)	Sj (kVA)	Pj (kW)	Qj (kVar)
4	0,3033	59,7	23,58	-23,57	-0,67
5	0,1516	29,8	11,79	-11,79	-0,33
6	0,5452	107,3	42,39	-42,39	0,01

6.3. Validação do método proposto

O exemplo do subitem 6.2 mostra que o método é capaz de obter uma solução de injeção de potência que atende aos critérios de carregamento de linha e sobretensão admissível, para um caso e para uma rede conforme o modelo da Figura 6.1 e dados base conforme a Tabela 6.3. Ainda assim é necessário verificar se a resposta obtida pelo algoritmo proposto é válida por métodos tradicionais de cálculo de rede, para diversos casos de redes de distribuição.

Para validar a resposta do método proposto frente a um método de cálculo de redes de distribuição foram simulados 3.125 casos com as combinações possíveis de 10, 50, 100, 200 e 500 metros de distância para cada uma das linhas do exemplo da Figura 6.1, mantendo-se os valores de impedância de linha utilizados no exemplo do subitem 6.2. Primeiramente, as redes com diversos comprimentos foram simuladas utilizando o algoritmo proposto e, em seguida, os valores de potência ativa e reativa obtidos foram inseridos no programa OpenDSS e, por fim, os valores de tensão de fim de linha das barras obtidos pelos dois métodos foram comparados. Dessa forma, a obtenção do mesmo valor de tensão das barras pelos dois métodos indica que o método proposto consegue obter valores de potência de injeção para cada barra do sistema de distribuição que não infringe os parâmetros de sobrecarregamento e sobretensão do sistema de distribuição simulado.

Após a simulação dos casos, foram então confrontados os resultados dos pontos de tensão obtidos nas barras de injeção de geração distribuída por meio do algoritmo desenvolvido e do programa OpenDSS, assim como a diferença relativa ao valor base de tensão de fase (127 V). A Figura 6.4, a Figura 6.5 e a Figura 6.6 apresentam os pares de tensão nas barras para conexão dos geradores GD4, GD5 e GD6, respectivamente, e a Figura 6.7 apresenta o erro relativo calculado.

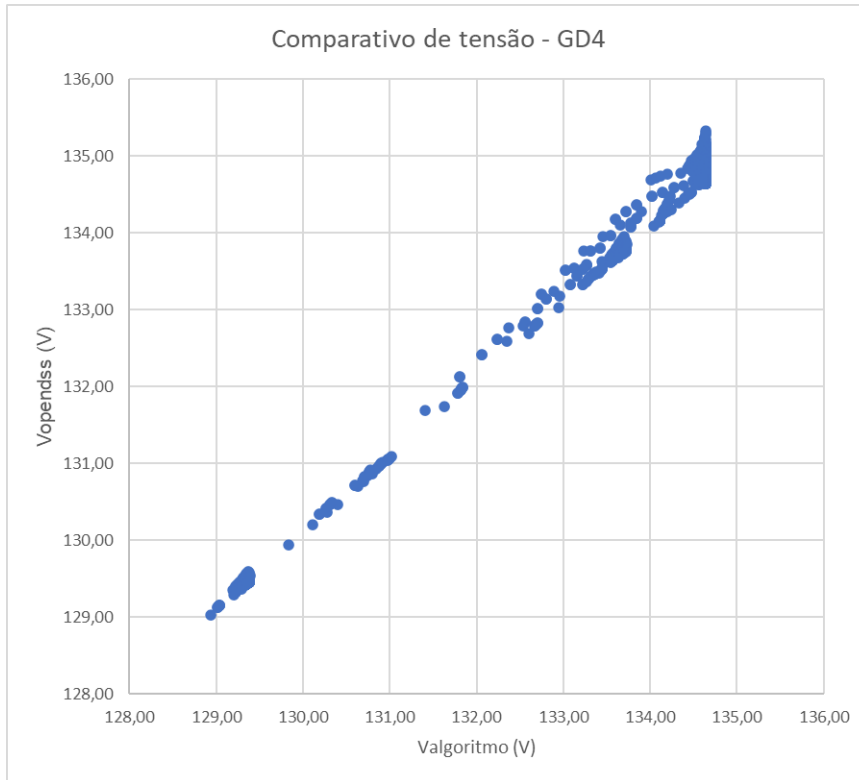


Figura 6.4 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.



Figura 6.5 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.

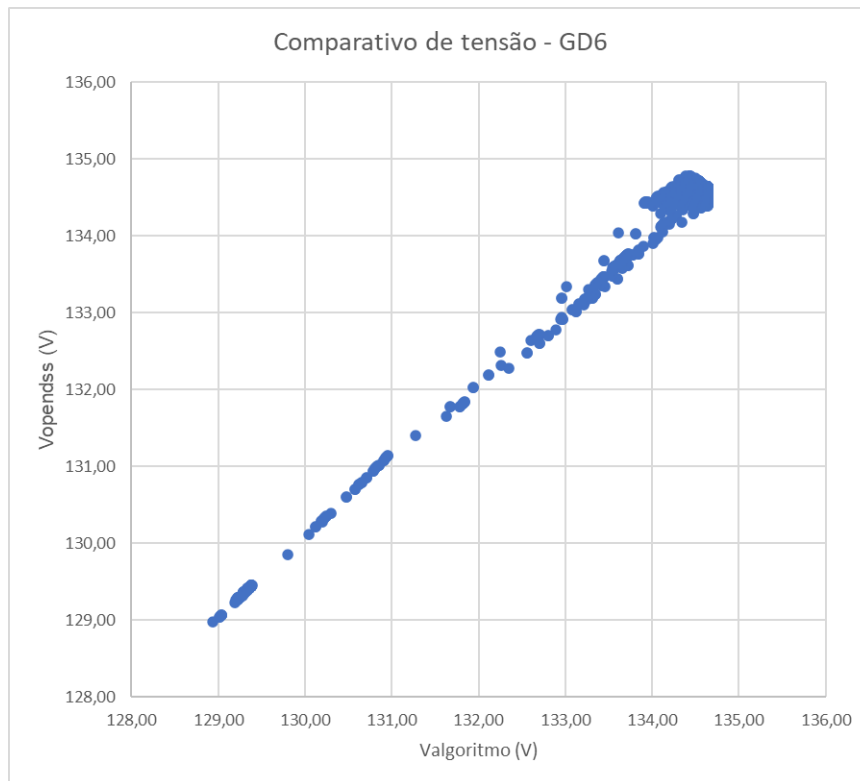


Figura 6.6 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS.

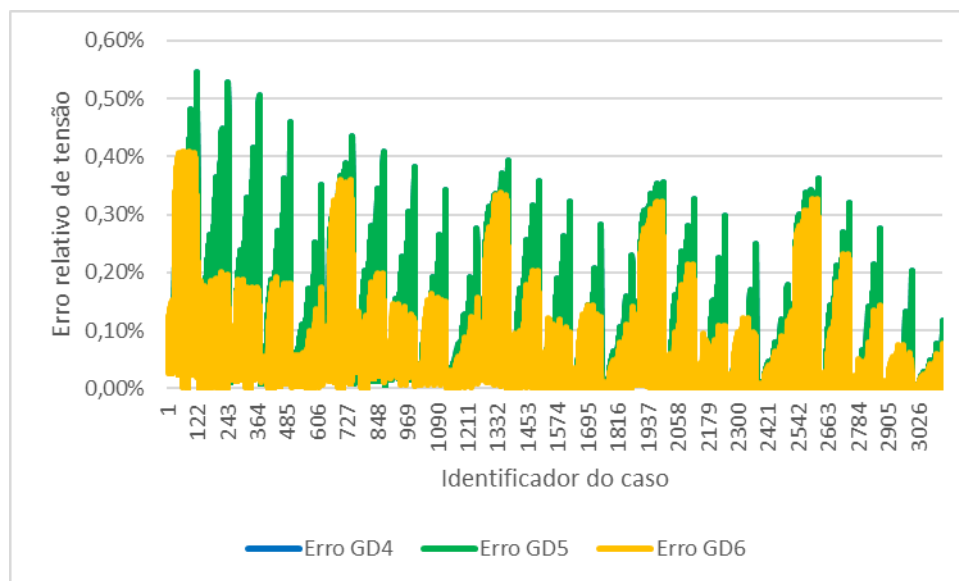


Figura 6.7 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS (ErroGD4 = ErroGD5).

Pelo pareamento das tensões obtidas entre o algoritmo proposto e o programa OpenDSS é possível verificar a semelhança entre os valores obtidos pelos dois métodos. Ainda assim existem divergências entre os pontos obtidos, conforme visto no erro relativo apresentado na Figura 6.7, com um valor máximo de 0,55 %, ou 0,0055 p.u., nas barras GD4 e GD5. Observando as figuras relativas aos valores de tensão nas barras de injeção, é possível verificar que as maiores divergências se encontram nos pontos mais próximos à tensão limite utilizada

(1,06 p.u. = 134,6 V), enquanto pontos de tensão mais baixos apresentam maior aderência entre os métodos.

De forma a verificar a origem da divergência, foram realizadas mais dois grupos de simulações de 3.125 casos, para comparação entre o método proposto e a resposta do programa OpenDSS, o primeiro grupo com valores de comprimentos de rede equivalentes a 5, 10, 20, 30 e 40 m, que contemplam situações de maiores potências de injeção, e a segunda com comprimentos de 100, 200, 500, 1.000 e 1.500 metros, para teste do limite de tensão frente a menores potências.

Os pontos de tensão obtidos na simulação de menores comprimentos de rede foram então confrontados, conforme visto na Figura 6.8, na Figura 6.9, e na Figura 6.10, para as barras de conexão dos geradores GD4, GD5 e GD6, respectivamente, com o erro relativo apresentado na Figura 6.11.

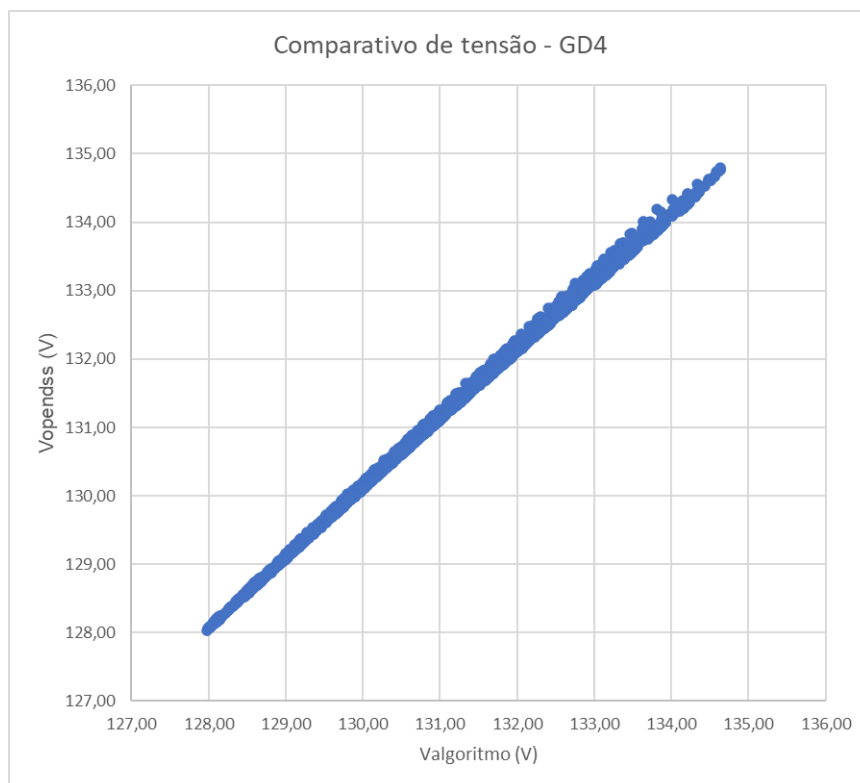


Figura 6.8 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.



Figura 6.9 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.

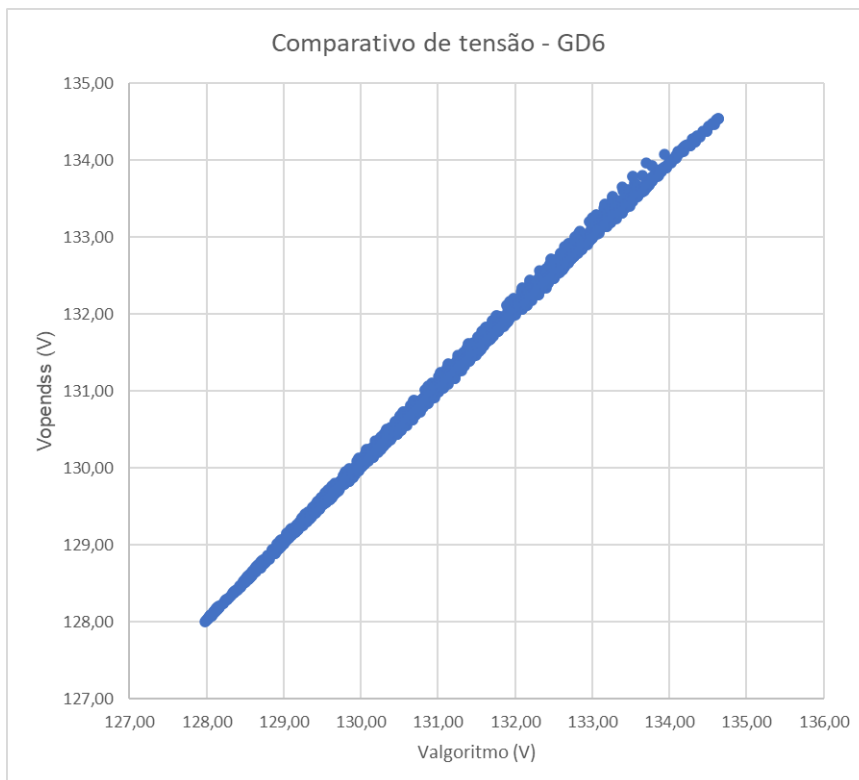


Figura 6.10 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede.

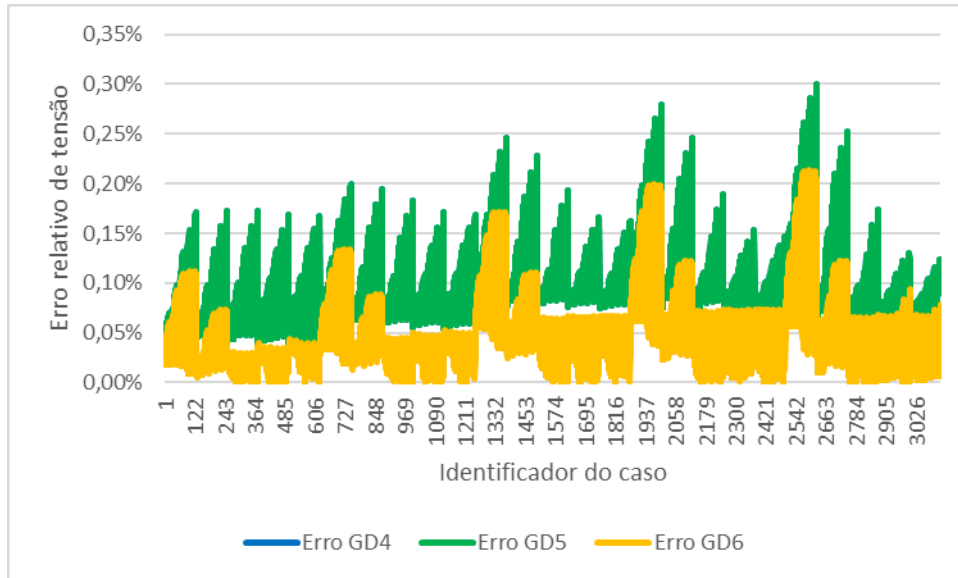


Figura 6.11 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações com menores comprimentos de rede (ErroGD4 = ErroGD5).

Com base nos resultados das simulações com menores comprimentos de rede, é possível verificar menor divergência entre o método proposto e o cálculo pelo programa OpenDSS, com um erro relativo máximo apresentado de 0,3 %, ou 0,003 p.u.

Os resultados dos valores de tensão para simulações com maiores comprimentos de rede são apresentados na Figura 6.12, na Figura 6.13, e na Figura 6.14, para as barras de conexão dos geradores GD4, GD5 e GD6, respectivamente. A Figura 6.15 apresenta o erro relativo das simulações. Foram mantidas as escalas dos gráficos para maiores e menores comprimentos de linha, a fim de identificar a aderência das duas simulações sob o mesmo aspecto visual das curvas.

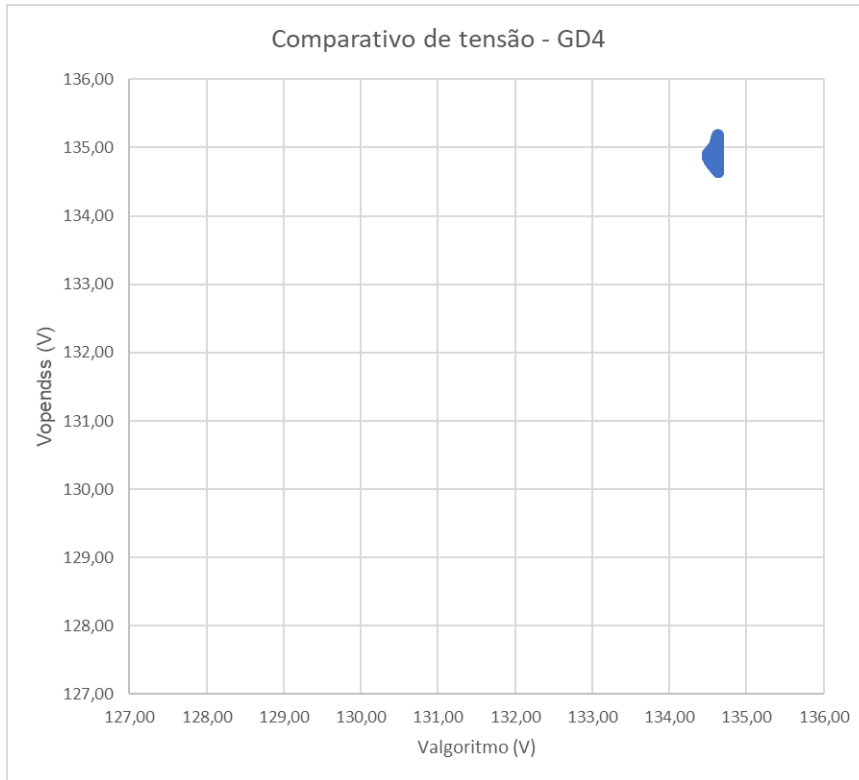


Figura 6.12 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.

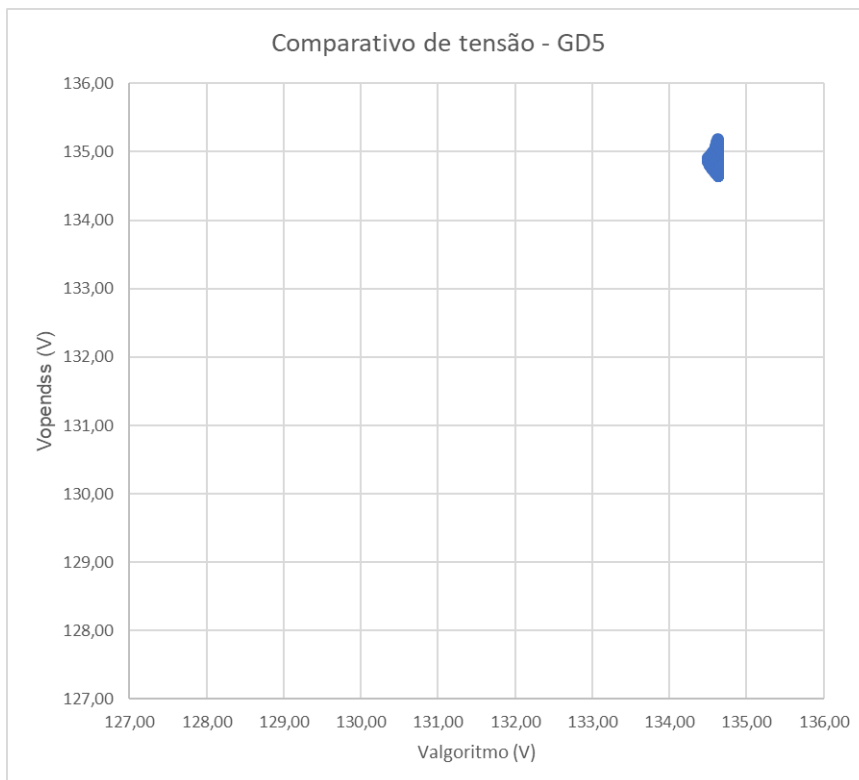


Figura 6.13 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.

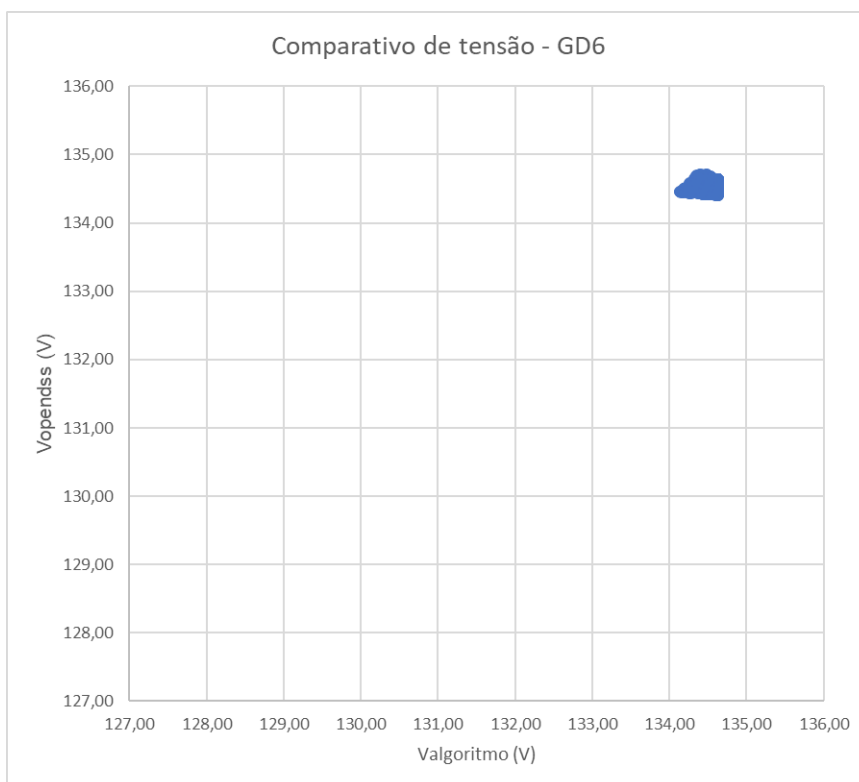


Figura 6.14 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede.

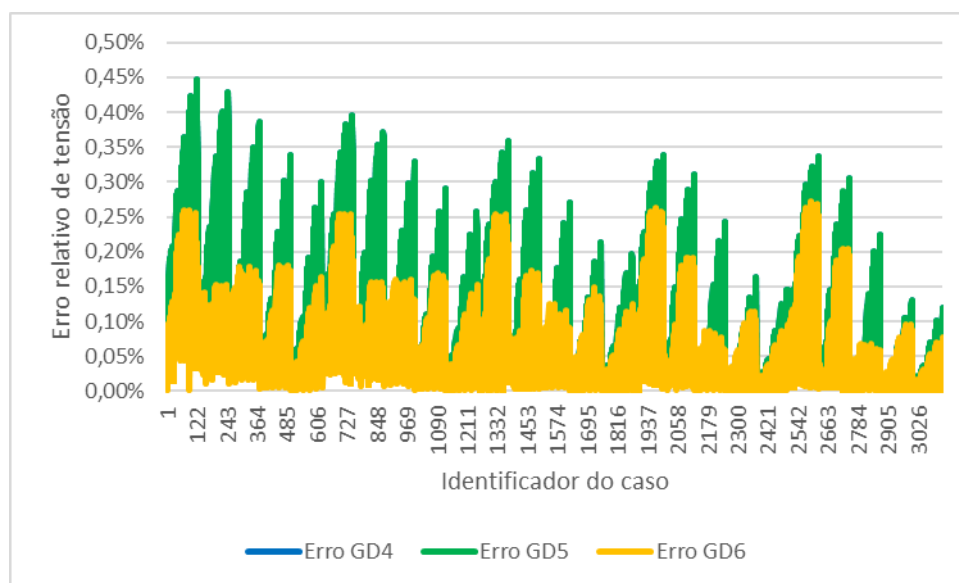


Figura 6.15 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações com maiores comprimentos de rede (ErroGD4 = ErroGD5).

Os resultados das simulações com maiores comprimentos de rede apresentaram maior divergência em relação às simulações com menores comprimentos de rede, com erro relativo máximo de 0,45 %, ou 0,0045 p.u., mas ainda assim um valor inferior ao primeiro conjunto de simulações.

Comparando as figuras de erros relativos nos três casos, é perceptível uma dependência do erro em relação à variação no comprimento de linha e nas potências injetadas, com um erro relativo máximo referente às impedâncias de linha com comprimento entre 100 e 500 m e o decaimento do erro para aumento ou diminuição dos comprimentos de linha. Assim, foram analisadas as entradas dos dois métodos para verificar possíveis divergências entre elas.

A análise das entradas apontou que, embora os comprimentos de linha e as impedâncias características utilizadas permanecem as mesmas nos dois métodos, foi observada uma menor resolução do programa OpenDSS em relação à adoção dos valores de potência utilizados, criando uma divergência entre os métodos. A Figura 6.16 e a Figura 6.17 apresentam os pares de potência ativa e reativa (P e Q) resultantes do algoritmo proposto e os adotados pelo programa OpenDSS na barra de injeção GD4, para as simulações com menores e maiores comprimentos de rede, respectivamente.

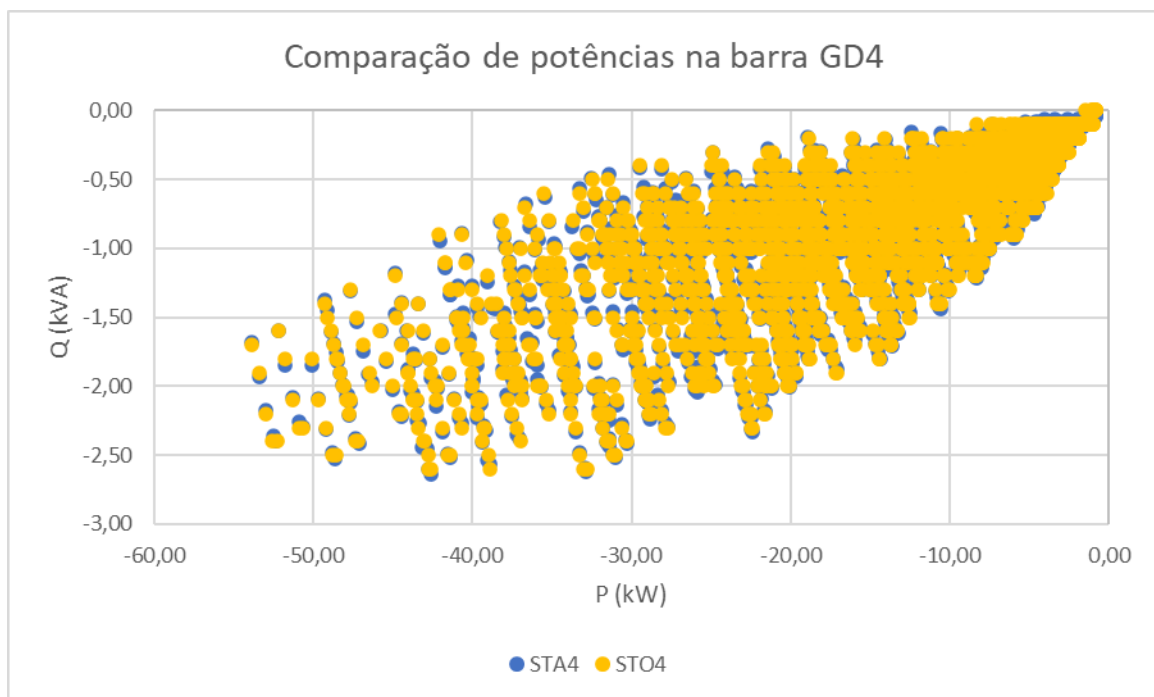


Figura 6.16 – Valores dos pares de potências (P e Q) utilizados pelo algoritmo proposto (STA) e valores arredondados pelo programa OpenDSS (STO) para simulações com menores comprimentos de linha.

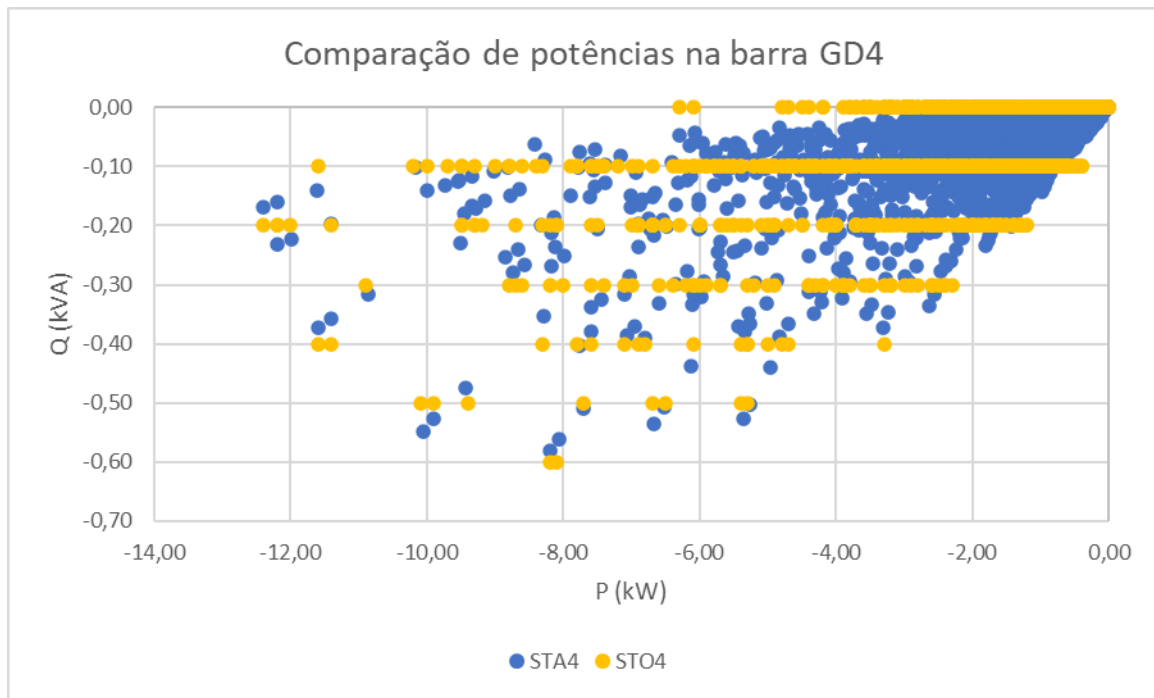


Figura 6.17 – Valores dos pares de potências (P e Q) utilizados pelo algoritmo proposto (STA) e valores arredondados pelo programa OpenDSS (STO) para simulações com maiores comprimentos de linha.

Analisando a Figura 6.16, é possível verificar a aderência entre os pares de potência utilizados pelo algoritmo proposto e pelo programa OpenDSS. Como o resultado das simulações para menores comprimentos de linha apresentam um erro relativo menor, a aderência entre os valores do algoritmo e do programa está ligada a um menor erro relativo.

A análise da Figura 6.17 revela que o programa OpenDSS possui uma menor resolução em relação aos valores de potência, e realiza o arredondamento a partir da segunda casa decimal, principalmente para os valores de potência relativa. Como o arredondamento é mais pronunciado para os casos de maiores comprimentos de linha, em que o erro relativo é maior, pode-se inferir que este arredondamento influencia no erro relativo entre os dois métodos. Como são inseridos no programa os valores de potência calculados pelo algoritmo proposto, após as simulações os valores das potências retornados pelo programa diferem dos valores informados para início da simulação.

A fim de verificar se as divergências são causadas pelo arredondamento das potências na segunda casa decimal, foi realizado um novo procedimento de simulação de 3.125 casos, porém com potência e tensão de base equivalentes a 5 MVA e 13,8 kV, e comprimentos de linha de 0,25, 0,50, 1,00, 2,50 e 5,00 km. Dessa forma, espera-se que os arredondamentos na segunda casa decimal para as potências ativa e reativa sejam mínimos, visto que são utilizadas potências de maior ordem em relação às potências das primeiras simulações realizadas.

A Figura 6.18, a Figura 6.19 e a Figura 6.20 apresentam os resultados de comparação de tensão para os casos de média tensão simulados entre os dois métodos, com a Figura 6.21 apresentando o erro relativo calculado com a tensão de base.

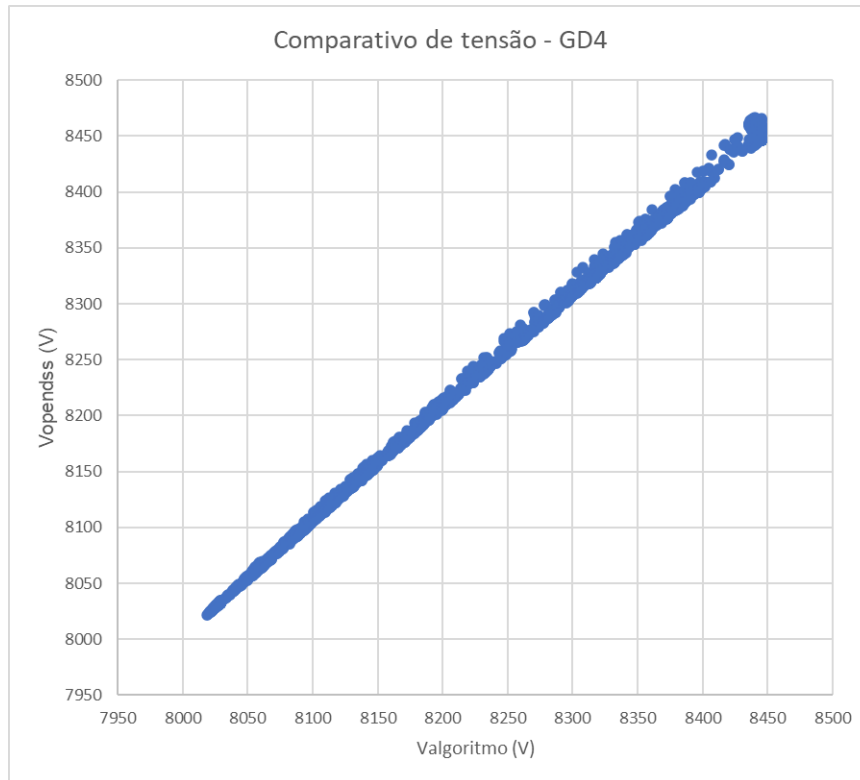


Figura 6.18 – Respostas dos valores de tensão da barra 4 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.

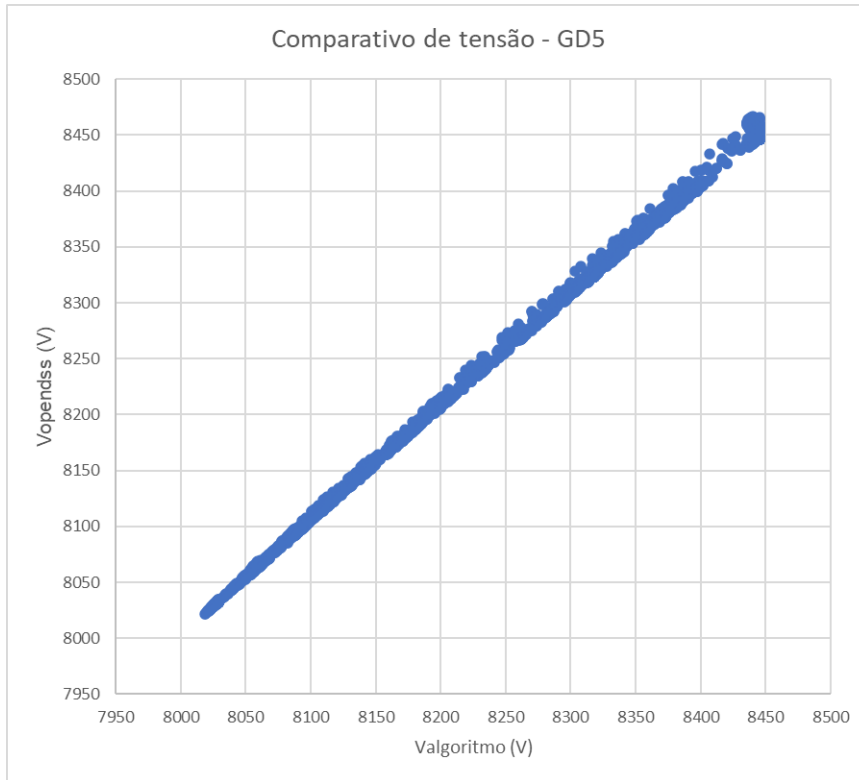


Figura 6.19 – Respostas dos valores de tensão da barra 5 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.

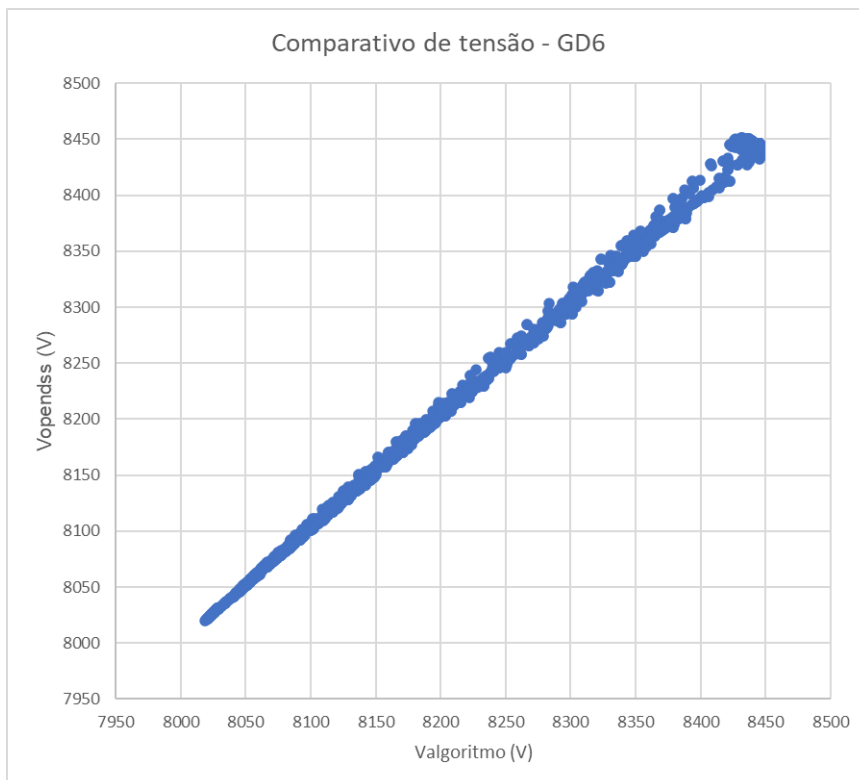


Figura 6.20 – Respostas dos valores de tensão da barra 6 para o algoritmo desenvolvido e para o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão.

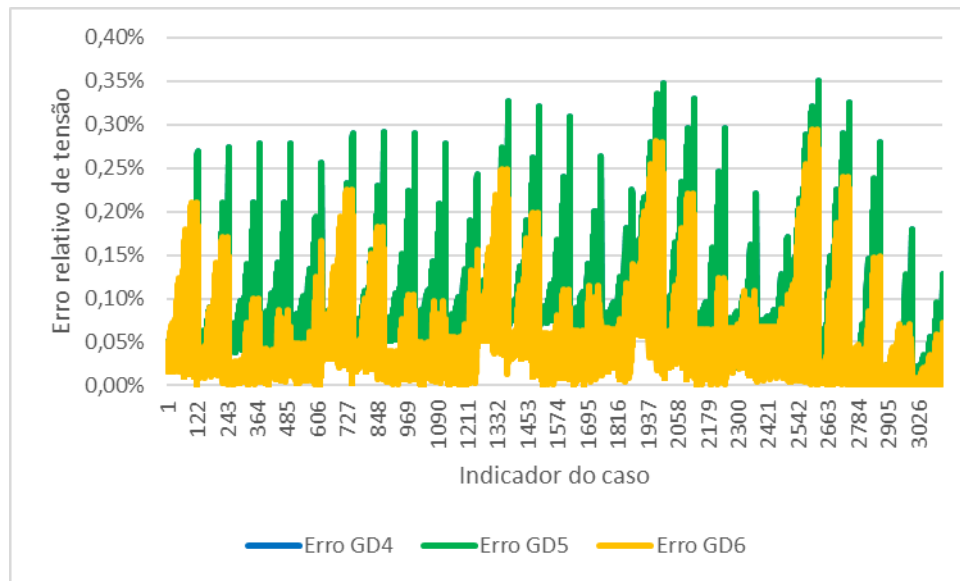


Figura 6.21 – Erro relativo entre os valores obtidos pelo algoritmo e o programa OpenDSS, em simulações para redes de média tensão (ErroGD4 = ErroGD5).

O valor máximo do erro relativo de tensão obtido para as simulações das redes de média tensão apresentou o valor de 0,35 %, ou 0,0035 p.u., com diferenças de potência entre o algoritmo proposto e o programa OpenDSS inferiores a 0,01 %. Dessa forma, parte do erro relativo obtido nas simulações de redes de baixa tensão com maiores comprimentos de linha pode ser atribuído ao arredondamento realizado pelo programa OpenDSS.

A avaliação de erros entre o algoritmo proposto e o programa OpenDSS mostrou que o arredondamento de potências realizado interfere na resposta ótima do processo, gerando uma diferença entre os dois métodos. Ainda que os métodos apresentem algum erro relativo, verificando a média de todos os casos simulados, o erro médio encontrado é de 0,11 %, ou 0,0011 p.u. Dessa forma, pode-se concluir que o algoritmo proposto obtém resultados que podem ser validados por meio de programas de fluxo de potência e, assim, o algoritmo pode ser utilizado para a determinação das potências máximas de injeção dos usuários de uma rede elétrica de distribuição.

6.4. Discussão de pontos do método

O método proposto foi validado utilizando o programa OpenDSS, mas ainda assim são necessárias duas ressalvas quanto ao uso do método, que recaem sobre a sua implementação para embasar as políticas públicas de acesso da geração distribuída.

A primeira ressalva é a necessidade de compensação de reativos entre usuários com segmentos de redes de geometrias e comprimentos diferentes. Embora a premissa do método

seja não impor custos relativos ao fluxo de reativos aos usuários, devido a diferentes geometrias e comprimentos de linhas das redes de distribuição, estas apresentam diferentes impedâncias de linha, sendo necessário aos usuários promover o fluxo de reativos, de forma a compensar diferenças entre os valores de impedância das linhas de um mesmo sistema de distribuição. Para visualizar essa compensação, a Figura 6.22 mostra os valores de potência obtidos no exemplo da Tabela 6.6.

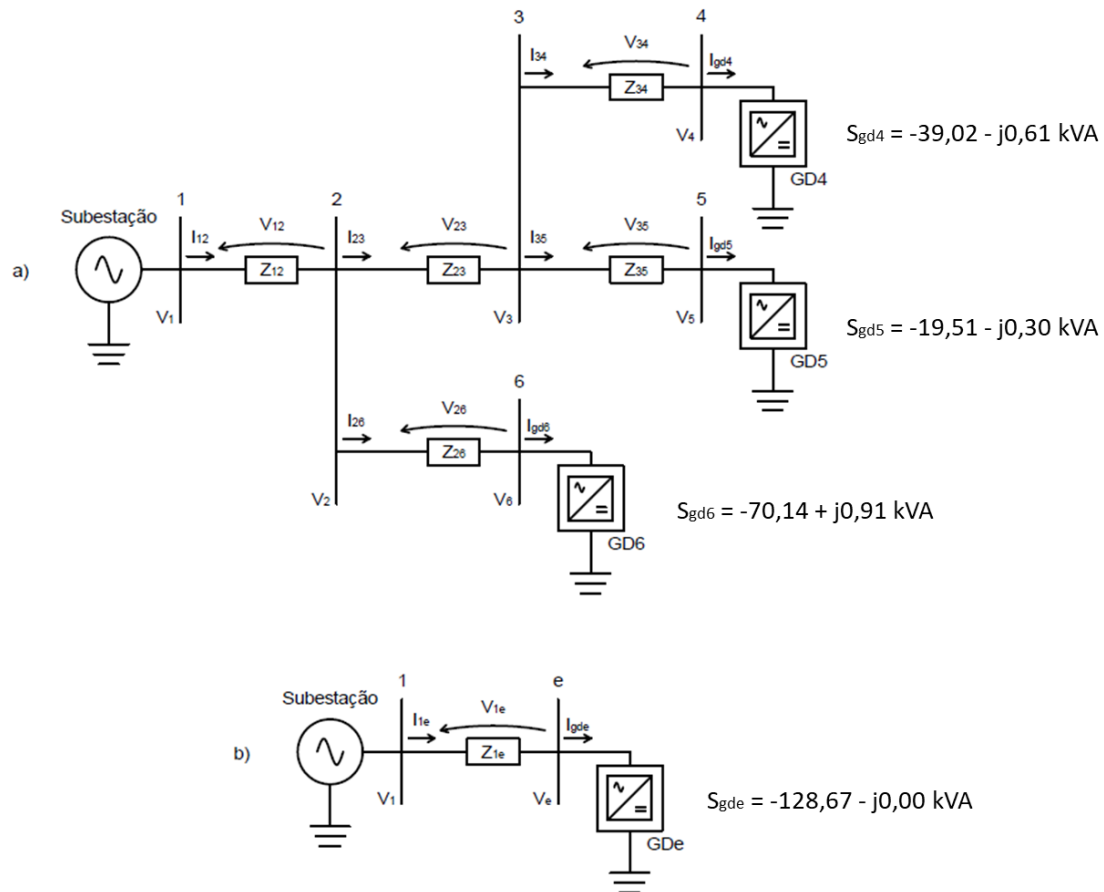


Figura 6.22 – Valores de potências de cada uma das barras analisadas (a) e da potência equivalente (b) no exemplo do subitem 6.2.

De acordo com a Figura 6.22, o fator de potência da geração distribuída equivalente é unitário. Porém, analisando os valores de geração em cada uma das barras é possível identificar um fluxo de reativos entre os sistemas de geração distribuída, ou seja, fatores de potência inferiores à unidade. O fator de potência inferior à unidade representa um uso de parte da capacidade do inversor de conexão à rede para formação de fluxo de reativos, diminuindo a injeção de potência ativa.

Para avaliar a necessidade de diminuição no fator de potência por parte dos usuários da rede de distribuição, podem ser utilizados os valores de fator de potência obtidos com a simulação

de sistemas de distribuição, similarmente às simulações de casos de comprimentos de linha realizados para validação do algoritmo proposto. Assim, foram simulados casos que utilizaram como base a geometria tipo cruzeta, especificada no Apêndice D, que tem como característica o maior valor de parcela reativa de impedância, promovendo assim maiores diferenças entre as linhas de distribuição, de acordo com o comprimento de linha. A Figura 6.23, a Figura 6.24 e a Figura 6.25 apresentam os valores de fator de potência necessários aos usuários, para injeção de potência e equilíbrio de tensão para os três grupos de simulações realizados para validação do método.

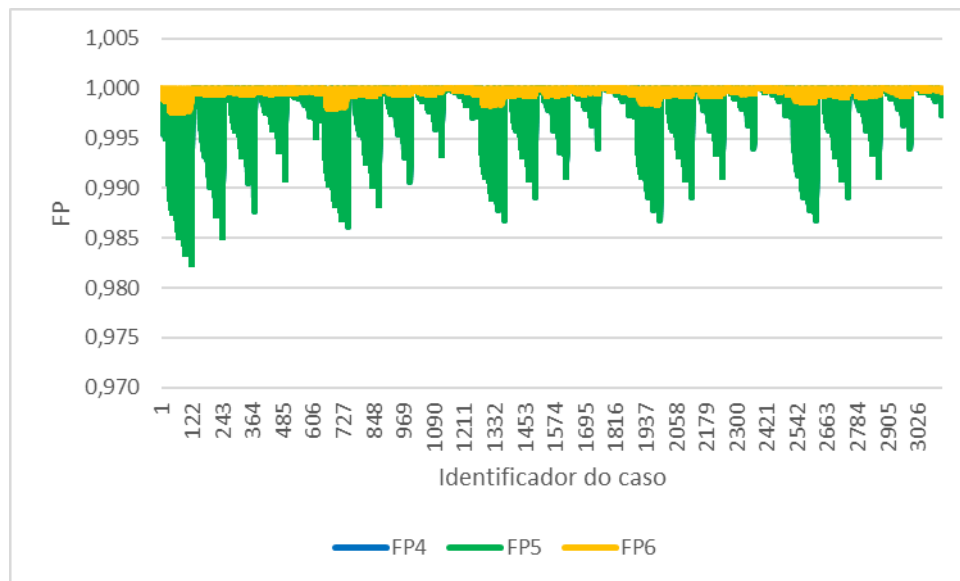


Figura 6.23 – Valores de fator de potência para o primeiro grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).

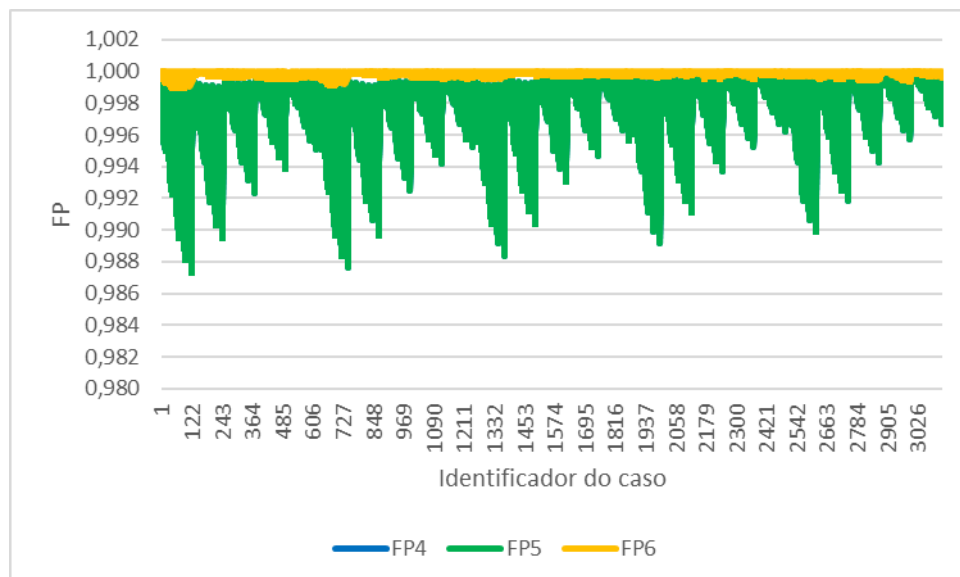


Figura 6.24 – Valores de fator de potência para o segundo grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).

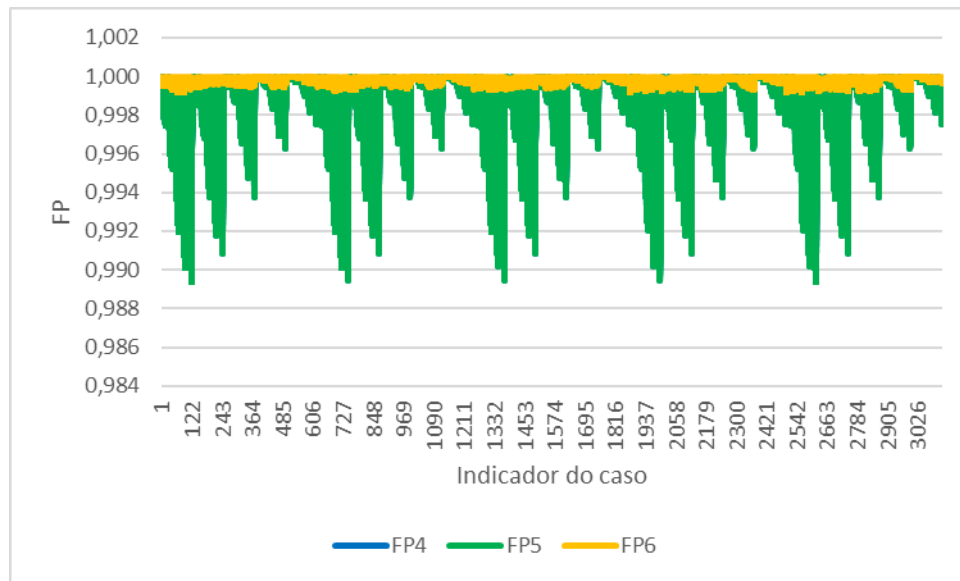


Figura 6.25 – Valores de fator de potência para o terceiro grupo de simulações realizado para validação do método (FP4 = FP5).

Com base nos valores de fator de potência encontrados, espera-se que a adoção do método de cálculo de redes de distribuição exija dos seus usuários a injeção de potência com fator de potência superior a 0,98, algo contemplado por inversores fotovoltaicos em conformidade com a norma brasileira ABNT NBR 16149 ([19]). Assim, embora a premissa do método proposto seja a injeção de potência com fator de potência unitário, isso exige que as redes de distribuição sejam perfeitamente equilibradas em termos de geometria e comprimento de rede, de forma a não gerar desequilíbrios pela geração das UC. Como a adequação de redes em termos de geometria e comprimento pode não ser algo factível em termos de implementação, é necessário que os usuários assumam a estabilização do fluxo de reativos para adequação das diferenças de tensão causadas pela sua geração, dado que os inversores fotovoltaicos devem possuir essa capacidade por norma.

Ainda sobre o fluxo de reativos, de acordo com a Figura 6.2, do ponto de vista da concessionária de distribuição de energia, o sistema equilibrado não possui fluxo de reativos e a corrente resultante que flui pelo sistema apresenta oposição de fase com a tensão no fim de linha. Porém, devido às diferenças entre as geometrias e os comprimentos de linhas, em cada ponto de conexão fluem diferentes níveis de potência reativa, que podem estar adiantados ou atrasados em relação à tensão de fim de linha, como, por exemplo, os valores de potência reativa positivos e negativos da Figura 6.22. Desta forma, se por algum evento de rede ocorrer a perda da geração em um ramal da rede de distribuição, espera-se que haja a perda do equilíbrio do fluxo de reativos, incorrendo na rotação do vetor de ZI do sistema equivalente.

Ainda segundo a Figura 6.2, uma rotação do vetor ZI no sentido anti-horário incorrerá em uma diminuição na sobretensão causada pela injeção de potência, mas uma rotação no sentido horário pode causar aumento na sobretensão, levando a operação do sistema na região de instabilidade por sobretensão. A fim de evitar este tipo de situação, é possível requerer aos inversores fotovoltaicos com fluxo de reativos atrasado em relação à tensão, que trabalhem com o fluxo de reativos adiantado. Essa solução é possível sem custo adicional aos inversores fotovoltaicos, em conformidade com a norma brasileira, e promove a diminuição da sobretensão de rede com a rotação do vetor ZI no sentido anti-horário.

Como segundo ponto, a aplicação do método proposto pode ser realizada em níveis de tensão e carregamento do sistema acima dos limites estabelecidos, devido à probabilidade de ocorrência de valores extremos de injeção de potência na rede de distribuição, conforme a “curva pato probabilística” discutida em [93]. Dessa forma, é necessário avaliar a probabilidade de ocorrência dos valores limites e realizar o incremento desses valores para serem utilizados pelo método. Como exemplo, com base no estudo de caso da distribuidora COPEL, foram calculadas e ordenadas as produções diárias do sistema fotovoltaico conectado ao transformador 872783, conforme apresentado na Figura 6.26.

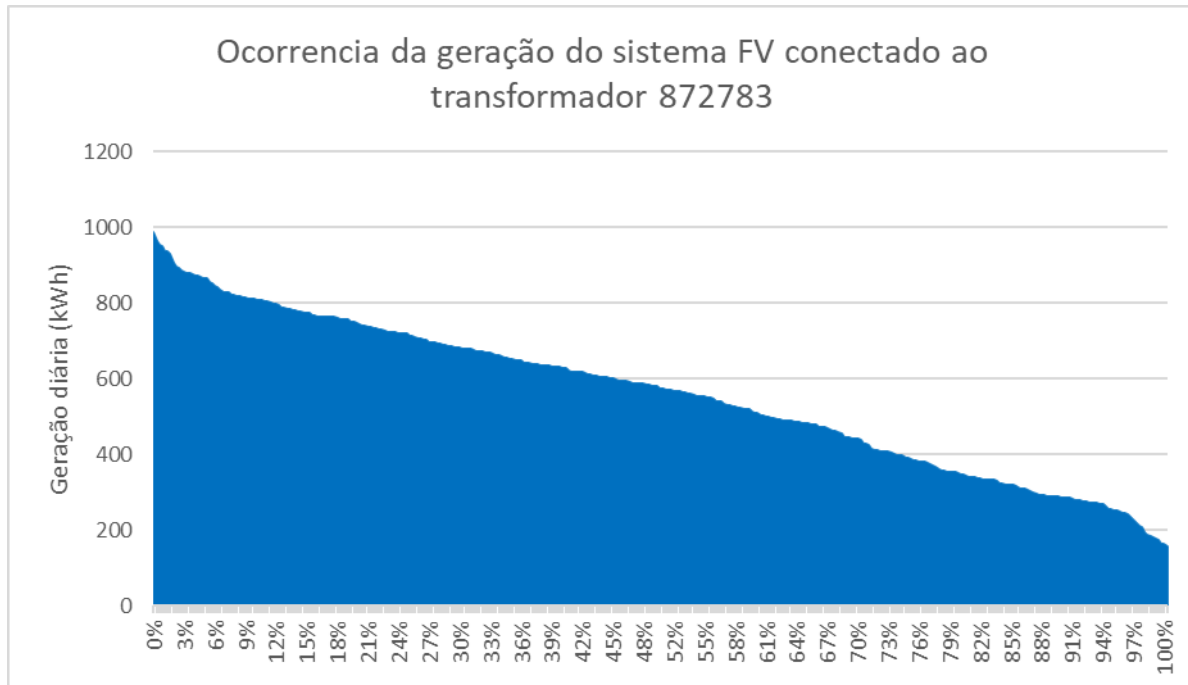


Figura 6.26 – Ocorrência dos valores de produção do sistema fotovoltaico conectado ao transformador 872783.

Com base nos dados da Figura 6.26, foi feito o histograma com frequência de dias em que a geração fotovoltaica se encaixa em intervalos entre 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900 e 1.000 kWh. O histograma é apresentado na Figura 6.27.

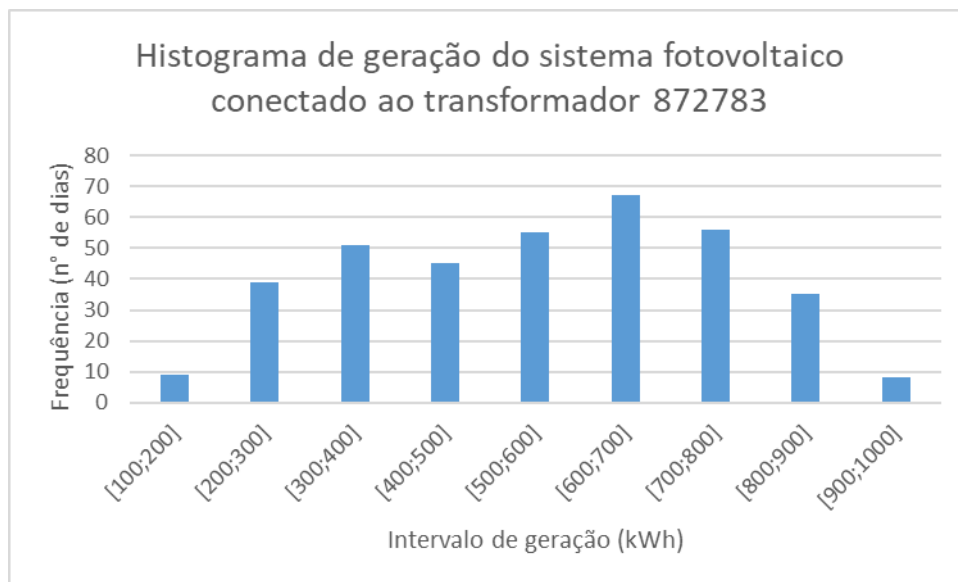


Figura 6.27 – Histograma da geração diária do sistema fotovoltaico conectado ao transformador 872783.

De acordo com os valores da Figura 6.27, a geração entre 900 kWh e 1.000 kWh ocorre cerca de 8 dias no ano, ou 2,2 % do período. Por sua vez, a geração entre 600 kWh e 700 kWh ocorre cerca de 67 dias no ano, ou 18,3 % do período. Dessa forma, é possível construir as curvas de carregamento do transformador com base na sua probabilidade de ocorrência. A Figura 6.28 apresenta as curvas de carregamento do transformador 872783, de acordo com a probabilidade de ocorrência. Para compor a curva foram utilizados valores médios dos intervalos.

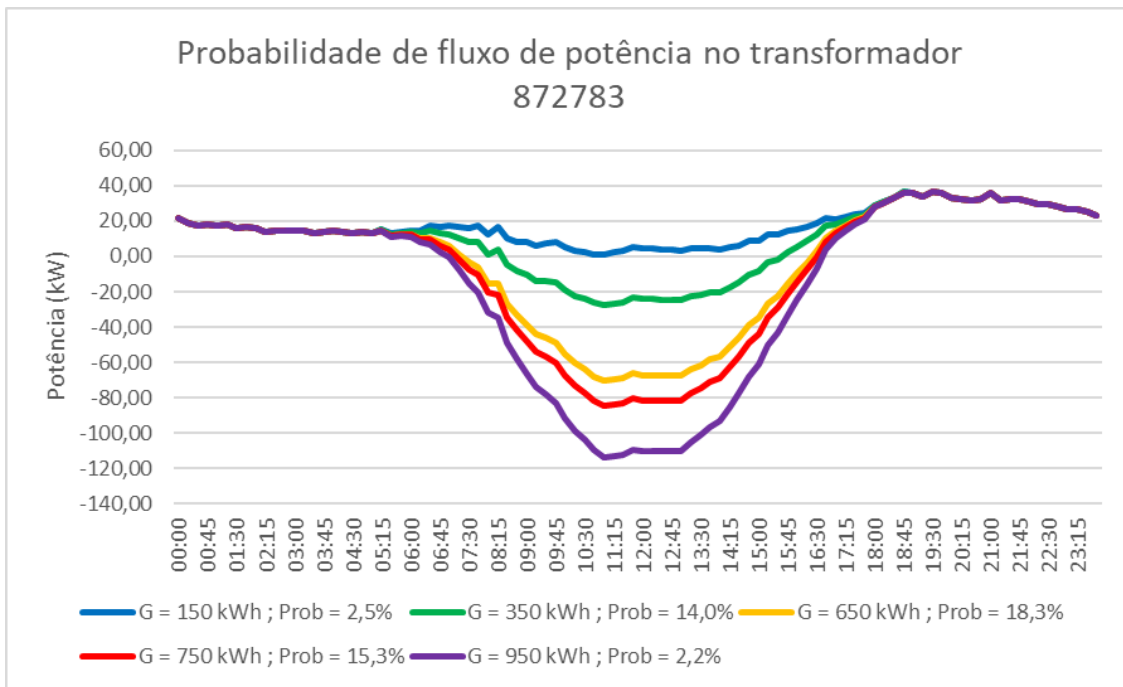


Figura 6.28 – Curvas de fluxo de potência no transformador 872783 pela probabilidade de ocorrência.

Utilizando a relação de curvas probabilísticas de fluxo de potência, similares às da Figura 6.28, é possível verificar se a ocorrência de valores limites é suportável pelo sistema de distribuição e assim aumentar os valores limites. No exemplo da Figura 6.28, caso seja considerado que o transformador é capaz de operar com uma carga maior do que 75 kW em mais que 17,5 % do tempo sem incorrer em redução de vida útil, é possível aumentar o valor limite do carregamento do transformador no método de cálculo proposto, a fim de obter maior injeção na rede pelos geradores fotovoltaicos distribuídos. Cabe destacar que o método utilizado para gerar as curvas da Figura 6.28 é baseado na curva média, divergindo dos valores máximos e mínimos obtidos durante o estudo da rede da COPEL.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram analisados os principais impactos da alta penetração da geração distribuída nos sistemas de distribuição. Foram levantados os dois principais problemas referentes ao carregamento e à tensão das redes de distribuição, assim como as medidas mitigatórias que podem ser adotadas pelas empresas concessionárias de distribuição de energia e pelas unidades consumidoras acessantes da rede.

Na sequência, foram apresentadas as bases legais que constituem o sistema de compensação de energia para mini e micro geradores distribuídos conectados às redes de distribuição brasileiras. Foram apontadas as normas dos procedimentos de rede (PRODIST) e questões de avaliação de projeto, como o MCG, caracterização de unidades consumidoras, padrões de equipamentos e condutores, e sistemas de informações e tarifação junto às unidades consumidoras. Também foram destacadas as questões relativas às alocações de custo da rede pela adoção de sistemas de geração distribuídos.

A partir de dados da ANEEL foram selecionadas as distribuidoras de energia que possuem maior parcela de mercado, para levantamento dos padrões de redes de distribuição adotados por essas empresas para o desenvolvimento de suas redes. Com base nos manuais das distribuidoras foram destacadas as características de carregamento das redes e variações de tensão adotadas pelas distribuidoras em seus projetos, e confrontadas essas características com cenários teóricos de alta penetração fotovoltaica. A partir dos resultados teóricos, foram destacadas cinco redes existentes, com dados de acordo com a BDGD, para cada distribuidora selecionada, e avaliados os desempenhos de rede de acordo com cenários de alta penetração da geração distribuída fotovoltaica.

Uma das principais conclusões deste trabalho, evidenciada pelos estudos de caso, é a necessidade de adequação das redes de distribuição para conseguir receber a potência de injeção de sistemas de GD, caso todos os usuários de uma determinada rede de baixa tensão desejem instalar sistemas para suprir sua demanda de energia. A necessidade de adequação, ou adoção de medidas mitigatórias, depende principalmente de duas características: das condições de geração a partir da fonte fotovoltaica, e da demanda de energia pelas UC. Dessa forma, o estudo abordou a antecipação de efeitos de sobrecarregamento e sobretensão devidos ao aumento de carga pelas UC e subsequente aumento de injeção de potência para manter o balanço energético. Na maioria dos casos, constatou-se que um aumento do fator de capacidade dos transformadores leva a uma antecipação no seu sobrecarregamento pela injeção de energia

por sistema fotovoltaicos, com exceção apenas do caso da CEMIG, onde a antecipação pode ser desprezada.

Com os resultados obtidos dos estudos de caso e as bases legais para conexão da geração distribuída, concluiu-se que não é possível que todas as UC tenham acesso à instalação de sistemas de GD fotovoltaicos, sem a aplicação de medidas mitigadoras contra os efeitos de sobretensão e sobrecarregamento da rede. Assim, a instalação de sistemas de GD irá incorrer no aumento da parcela da TUSDfioB para todos os acessantes, mesmo aqueles que não instalarem sistemas de GD.

Foram apresentadas então as características de políticas públicas internacionais a fim de comparar o sistema de compensação de energia brasileiro com outros sistemas praticados mundialmente. O levantamento das características revelou que sistemas baseados em premiação do preço da energia, chamados de *feed in tariff*, estão sendo substituídos por novos sistemas baseados em leilões de energia, porém mantendo sistemas baseados em compensação de energia para geração distribuída de baixa potência. Foi também verificado o caso do sistema de compensação de energia promovido pelo Governo Chinês, onde foram encontrados subsídios desproporcionais entre regiões do país. O levantamento também apresentou alguns mecanismos que são utilizados para regulação da instalação da geração distribuída, entre os quais a limitação de potência dos sistemas instalados. Com isso duas conclusões foram obtidas:

- Sistemas baseados somente no sistema de compensação de energia tradicional acabam por gerar subsídios para as UC que instalarem sistemas de GD, que variam principalmente com a relação entre as curvas de demanda e geração;
- Sistemas baseados em um limite de potência tendem a possuir menor potência em relação a sistemas baseados somente no balanço energético.

Assim, como a legislação brasileira atual possui mecanismos para não gerar subsídios excessivos, pois é cobrada a TUSDfioB das UC que possuem sistemas de GD, o sistema de compensação de energia brasileiro apresenta um avanço em relação ao sistema de compensação de energia tradicional. Porém, como a legislação é baseada somente no montante de energia trocado com a rede de distribuição, não abordando os limites de potência de injeção, o modelo da legislação atual incentiva a instalação de sistemas de GD de maior potência e, portanto, um investimento em ações mitigatórias para os efeitos causado pela instalação da GD.

Foram então abordados estudos internacionais sobre a economia gerada com o uso de ações mitigatórias devido à instalação de GD. Foi apontado pelos estudos, que uma redução na potência de injeção, considerando o custo da energia não gerada e adoção de medidas mitigatórias, seria uma solução mais benéfica em relação à adoção de outras medidas mitigatórias por parte das operadoras dos sistemas elétricos. Dessa forma, reforçou-se a necessidade de informação do limite de potência de injeção como uma forma de balizar a avaliação de injeção de maior potência frente ao custo da energia pelas UC. Foi também destacado que o uso deste tipo de medida ainda fornece informações para otimizar o cálculo do FDI em sistemas de GD fotovoltaicos, onde o custo de um maior número de módulos fotovoltaicos pode ser comparado à adoção de outras medidas mitigatórias.

Uma vez que a injeção de potência deverá ter um papel cada vez mais importante entre as UC conectadas aos sistemas de baixa tensão, este trabalho também propõe uma nova extratificação dos grupos de UC residenciais. Assim, para aplicação da proposta de limite de injeção de potência pelas UC e extratificação dos consumidores, esse trabalho apresentou uma revisão dos principais documentos de formação da política pública brasileira incorporando as modificações necessárias.

Como complementação à proposta de implantação do nível de injeção máxima, foi desenvolvido um algoritmo de cálculo que permite redistribuir a potência máxima do transformador entre as UC de uma rede de distribuição, considerando os efeitos de carregamento máximo da rede de distribuição e a máxima queda de tensão de fim de linha. O algoritmo foi comparado com simulações usando o programa OpenDSS, que retornou resultados com erros médios em torno de 0,0011 p.u., considerados baixos, vistas as considerações realizadas em relação ao arredondamento e outras fontes de erros não associadas ao método de cálculo do algoritmo.

Como trabalhos futuros são apontados os seguintes tópicos:

- Desenvolvimento de programa para implementação da rotina de cálculo utilizando dados da BDGD;
- Avaliação de carregamento dos transformadores frente à alta penetração fotovoltaica ($FC_{TF} \times FC_{FV}$) e a redução de vida útil advinda de maior fluxo de potência;
- Avaliação de sistemas de distribuição contemplando sistemas de média tensão com alta penetração da geração fotovoltaica, com foco principal na injeção de energia na rede de transmissão e valores de tensão de fim de linha nos sistemas de baixa tensão;

- Avaliação da coordenação do perfil de tensão de rede, com base nos resultados do método proposto, com a função de controle de geração em função da tensão de rede por inversores fotovoltaicos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018). NOTA TÉCNICA n° EPE-DEA-NT-028: Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2027.
- [2] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2017). Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.
- [3] HAQUE, M. M., WOLFS, P. (2016). A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 62, pp. 1195-1208. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025>
- [4] KARIMI, M., MOKHLIS, H., NAIDU, K., UDDIN, S., & BAKAR, A. H. A. (2016). Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 53, pp. 594–605. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>
- [5] ISMAEL, S. M., ABDEL ALEEM, S. H. E., ABDELAZIZ, A. Y., & ZOBAA, A. F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, Vol. 130, pp. 1002–1020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>
- [6] DARWISH, E. M., HASANIEN, H. M., ATALLAH, A., & EL-DEBEIKY, S. (2018). Reactive power control of three-phase low voltage system based on voltage to increase PV penetration levels. *Ain Shams Engineering Journal*, Vol. 9, pp. 1831–1837. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2017.01.006>
- [7] ZHANG, F., FU, A., DING, F., WU, Q., ZHAO, B., ZI, P. (2019). Optimal sizing of ESS for reducing AGC payment in a power system with high PV penetration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 110, pp. 809-818. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.029>
- [8] ECHAVARRÍA, R., CLAUDIO, A., & COTOROGEA, M. (2007). Analysis, design, and implementation of a fast on-load tap changing regulator. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2), 527–534. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.889938>
- [9] YANG, J., MAO, C., WANG, D., LU, J., FU, X., & CHEN, X. (2013). Fast and continuous on-load voltage regulator based on electronic power transformer. *IET Electric Power Applications*, 7(6), 499–508. <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2012.0166>
- [10] ALI, M. S., HAQUE, M. M., WOLFS, P. (2019). A review of topological ordering based voltage rise mitigation methods for LV distribution networks with high levels of photovoltaic penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 103, pp. 463-476. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.049>
- [11] SHAHNIA, F., MAJUMDER, R., GHOSH, A., LEDWICH, G., & ZARE, F. (2010). Sensitivity analysis of voltage imbalance in distribution networks with rooftop PVs. *IEEE PES General Meeting, PES 2010*. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5590149>
- [12] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017). ABNT NBR 5356-7 - Transformadores de potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante.

- [13] PUTMAN, H. V., & DANN, W. M. (1939). Loading Transformers by Copper Temperature. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 58(10), 504–514. <https://doi.org/10.1109/T-AIEE.1939.5057860>
- [14] YUN, S. Y., PARK, C. H., & SONG, I. K. (2013). Development of overload evaluation system for distribution transformers using load monitoring data. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 44(1), 60–69. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.006>
- [15] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (1990). ABNT NBR 11301 - Cálculo da capacidade de condução de corrente de cabos isolados em regime permanente (fator de carga 100%).
- [16] RAFI, F. H. M., HOSSAIN, M. J., & LU, J. (2016). Hierarchical controls selection based on PV penetrations for voltage rise mitigation in a LV distribution network. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 81, pp. 123–139. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.013>
- [17] PETINRIN, J. O., & SHAABANB, M. (2016). Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 65, pp. 770–783. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>
- [18] SCHWANZ, D., BOLLEN, M., & LARSSON, A. (2016). A review of solutions for harmonic mitigation. *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP, 2016-December*, 30–35. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2016.7783422>
- [19] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013). ABNT NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
- [20] VINAYAGAM, A., AZIZ, A., PM, B., CHANDRAN, J., VEERASAMY, V., & GARGOOM, A. (2019). Harmonics assessment and mitigation in a photovoltaic integrated network. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 20, 100264. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100264>
- [21] LIANG, X., & ANDALIB-BIN-KARIM, C. (2018). Harmonics and Mitigation Techniques Through Advanced Control in Grid-Connected Renewable Energy Sources: A Review. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(4), 3100–3111. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2823680>
- [22] KALAIR, A., ABAS, N., KALAIR, A. R., SALEEM, Z., & KHAN, N. (2017). Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(May), 1152–1187. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.121>
- [23] BOLLEN, M. H. J., YANG, Y., HASSAN, F. (2008). "Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach," 2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Wollongong, NSW, pp. 1-8. <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2008.4668746>
- [24] HOOSHYAR, H., BARAN, M. E., (2013). "Fault Analysis on Distribution Feeders with High Penetration of PV Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2890-2896. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2227842>
- [25] IEC, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (2004). IEC 61727 - Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface.

- [26] KAVI, M., MISHRA, Y., VILATHGAMUWA, M. (2017). "Challenges in high impedance fault detection due to increasing penetration of photovoltaics in radial distribution feeder," IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274658>
- [27] JÚNIOR, L. C. Z. (2005). Fundamentos de sistemas elétricos de potência. 1ª edição - São Paulo: Editora Livraria da Física, 2005. ISBN 85-88325-41-1.
- [28] IEC, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (2013). IEC TR 61850-90-7 - Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems.
- [29] RATHBUN M., XU, Y., NEJAD, R. R., QU, Z., SUN, W. (2018). Impact Studies and Cooperative Voltage Control for High PV Penetration. IFAC-PapersOnLine, Vol. 51, Issue 28, pp. 684-689. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.784>
- [30] DA SILVA BENEDITO, R.; ZILLES, R.; PINHO, J. T. (2021). Overcoming the power factor apparent degradation of loads fed by photovoltaic distributed generators. Renewable Energy, v. 164, p. 1364–1375. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.10.146>
- [31] STETZ, T., MARTEN, F., & BRAUN, M. (2013). Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4(2), 534–542. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2198925>
- [32] IEC, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (2018). IEC TS 62933-3-1- Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification.
- [33] ELSINGA, B.; VAN SARK, W. (2015). Spatial power fluctuation correlations in urban rooftop photovoltaic systems. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 23, n. 10, p. 1390–1397. <https://doi.org/10.1002/pip.2539>
- [34] MARCOS, J.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; GARCÍA, M. (2012). Smoothing of PV power fluctuations by geographical dispersion. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 20, n. 2, p. 226–237. <https://doi.org/10.1002/pip.1127>
- [35] EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2021). nº N. EPE-DEE-RE-065/2013-R7: Expansão da Geração - Empreendimentos Fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica – Versão R7.
- [36] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2021). Resolução normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021.
- [37] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2012). Resolução normativa nº 482. 17 de abril de 2012.
- [38] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2015). Resolução normativa nº 687. 24 de novembro de 2015.
- [39] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011). Resolução normativa nº 435, de 24 de maio de 2011.
- [40] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2016). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, revisão 7.

- [41] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2017). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, revisão 7.
- [42] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2017). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 5 – Sistemas de medição, revisão 5.
- [43] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2018). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, revisão 5.
- [44] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2018). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, revisão 10.
- [45] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2016). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório, revisão 0.
- [46] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2017). Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional – PRODIST. Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares, revisão 0.
- [47] CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. (2016). ND 2-2, Norma de Distribuição: Instalações Básicas de Redes de Distribuição Aéreas Rurais.
- [48] CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. (2014). ND 3-1, Norma de Distribuição: Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, janeiro, 2014.
- [49] CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. (2014). ND 3-3, Norma de Distribuição: Projetos de Redes de Distribuição Subterrâneas, dezembro.
- [50] COELBA, COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (2018). NOR.DISTRIBU-ENGE-0057, Projeto de Rede de Distribuição Aérea Compacta com Espaçador.
- [51] COELBA, COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (2018). NOR.DISTRIBU-ENGE-0074, Estruturas para Redes de Distribuição Aéreas com Condutores Nus até 36,2 kV.
- [52] COELBA, COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (2017). NOR.DISTRIBU-ENGE-0123, Critérios para Elaboração de Projeto de Rede de Distribuição Aérea.
- [53] COELBA, COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA (2018). NOR.DISTRIBU-ENGE-0040, Projeto de Rede de Distribuição Aérea Multiplexada de Baixa Tensão.
- [54] COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A. (2002). NTC 831001, Projeto de Redes de Distribuição Rural.
- [55] COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A. (1999). NTC 841001, Projeto de Redes de Distribuição Urbana.
- [56] COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A. (2013). NTC 841200, Projeto de Redes de Distribuição Secundária Isolada.
- [57] COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A. (2013). NTC 841100, Projeto de Redes de Distribuição Compacta Protegida.

- [58] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2018). GED-10126, Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição - Ramal de Entrada Subterrâneo.
- [59] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2016). GED-4101, Rede de Distribuição Subterrânea para Condomínios - Projeto Elétrico (S).
- [60] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2018). GED-3650, Projeto de Rede de Distribuição Condições Gerais.
- [61] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2018). GED-3667, Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico.
- [62] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2016). GED-120, Projetos de Redes Aéreas de Distribuição Rural.
- [63] CPFL COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (2019). GED-13, Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição.
- [64] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2007). NT-2.018, Cálculo de Demanda Rede para Acréscimo de Novas Cargas na Rede de Distribuição de Baixa Tensão, versão 1, novembro.
- [65] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2015). PD-4.014, Redes de Distribuição Aérea Compacta - 34,5 kV, versão 4.
- [66] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2016). PD-4.009, Redes de Distribuição Aérea Compacta - 15 kV, versão 16.
- [67] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2016). PD-4.001, Redes de Distribuição Aérea Urbana – 15 kV, versão 32.
- [68] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2011). PD-4.003, Redes de Distribuição Aérea Urbana – 36,2 kV, versão 3.
- [69] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2011). PD-4.002, Redes de Distribuição Aérea Urbana – 24,2 kV, versão 3.
- [70] ENEL DISTRIBUIÇÃO SÃO PAULO (2007). ID- 8.091, Utilização de Cabos de Alumínio Isolados em Rede de Distribuição Subterrânea, versão 1.
- [71] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J. (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. 1ª edição - São Paulo: Blucher. ISBN 85-212-0355-1.
- [72] GAUTIER, A.; HOET, B.; JACQMIN, J.; VAN DRIESSCHE, S. (2019). Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering. *Energy Policy*, v. 128, n. January, p. 648–653. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.055>
- [73] EID, C.; RENESES GUILLÉN, J.; FRÍAS MARÍN, P.; HAKVOORT, R. (2014). The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, v. 75, p. 244–254. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>
- [74] GÓRNOWICZ, R.; CASTRO, R. (2020). Optimal design and economic analysis of a PV system operating under Net Metering or Feed-In-Tariff support mechanisms: A case study in Poland. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 42. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100863>
- [75] OBI, M., BASS, R. (2016). Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 58, pp. 1082-1094. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.289>

- [76] PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (2014). Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos. GTES - Grupo de Trabalho de Energia Solar CEPEL/CRESESB. http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- [77] STEIN, J. S.; HANSEN, C. W.; RENO, M. J. (2012). Global horizontal irradiance clear sky models: implementation and analysis. Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States): [s.n.]. Disponível em: < <http://www.osti.gov/servlets/purl/1039404/> >. <https://doi.org/10.2172/1039404>
- [78] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. (2017). Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 80p. <http://doi.org/10.34024/978851700089>
- [79] PRANADI, A. D., HARAMAINI, Q., SETIAWAN, A., SETIAWAN, E. A., ALI, C. (2019). Sensitivity Analysis of Financial Parameters in Varying PV Penetrations in the Optimum Location of a Feeder. Energy Procedia, Vol. 156, pp. 95-99. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.101>
- [80] FELDMAN, D.; VIGNESH, R.; RAN, F.; ASHWIN, R.; JAL, D.; ROBERT, M. (2021). Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2020. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324. U.S., < <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf> >.
- [81] EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2020). Nota Técnica nº EPE-DEE-003/2020-r0: Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia - Análises dos leilões A-4 e A-6 de 2019.
- [82] LAWS, N. D.; EPPS, B. P.; PETERSON, S. O.; LASER, M. S.; WANJIRU, G. K. (2017). On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. Applied Energy, v. 185, p. 627–641. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.123>
- [83] MUAFA, M.; ADJALI, I.; BEAN, P.; FUENTES, R.; KIMBROUGH, S. O.; MURPHY, F. H. (2017). Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. Energy Research and Social Science, v. 34, n. October 2013, p. 154–162. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.06.041>
- [84] LOVATI, M.; DALLAPICCOLA, M.; ADAMI, J.; BONATO, P.; ZHANG, X.; MOSER, D. (2020). Design of a residential photovoltaic system: the impact of the demand profile and the normative framework. Renewable Energy, v. 160, p. 1458–1467. <http://doi.org/10.1002/j.renene.2020.07.153>
- [85] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2018). Anexo da Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL: Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 – Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.
- [86] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2019). Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL: Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

- [87] EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018). NOTA TÉCNICA PR 07/18: Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050.
- [88] LONDO, M.; MATTON, R.; USMANI, O.; VAN KLAVEREN, M.; TIGCHELAAR, C.; BRUNSTING, S. (2020). Alternatives for current net metering policy for solar PV in the Netherlands: A comparison of impacts on business case and purchasing behaviour of private homeowners, and on governmental costs. *Renewable Energy*, v. 147, p. 903–915. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.062>
- [89] SMITH, K. M.; KOSKI, C.; SIDDIKI, S. (2021). Regulating net metering in the United States: A landscape overview of states’ net metering policies and outcomes. *Electricity Journal*, v. 34, n. 2, p. 106901. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106901>
- [90] JIA, X.; DU, H.; ZOU, H.; HE, G. (2020). Assessing the effectiveness of China’s net-metering subsidies for household distributed photovoltaic systems. *Journal of Cleaner Production*, v. 262, p. 121161. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121161>
- [91] LEIREN, M. D., REIMER, I. (2018). Historical institutionalist perspective on the shift from feed-in tariffs towards auctioning in German renewable energy policy, *Energy Research and Social Science*, vol. 43. pp. 33–40. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.05.022>
- [92] GÜRTLER, K., POSTPISCHIL, R., QUITZOW, R. (2019). The dismantling of renewable energy policies: The cases of Spain and the Czech Republic, *Energy Policy*, vol. 133. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110881>
- [93] HOU, Q., ZHANG, N., DU, E., MIAO, M., PENG, F., KANG, C. (2019). Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China. *Applied Energy*, Vol. 242, pp. 205-215. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.067>
- [94] SEVILLA, F. R. S., PARRA, D., WYRSCH, N., PATEL, M. K., KIENZLE, F., KORBA, P. (2018). Techno-economic analysis of battery storage and curtailment in a distribution grid with high PV penetration. *Journal of Energy Storage*, Vol. 17, pp. 73-83. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.02.001>
- [95] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2004). ABNT NBR NM 60898 -Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares (IEC 60898:1995, MOD).
- [96] GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. (2013). Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 3420–3428. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2237043>
- [97] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2011). ABNT NBR 15992 - Redes de distribuição aérea de energia elétrica com cabos cobertos fixados em espaçadores para tensões até 36,2 kV.
- [98] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2011). ABNT NBR NM 280 - condutores de cabos isolados (IEC 60228, MOD).
- [99] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2009). ABNT NBR 7271 - Cabos de alumínio nus para linhas aéreas - Especificação.

- [100] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2009). ABNT NBR 7270 - Cabos de alumínio nus com alma de aço zincado para linhas aéreas - Especificação.
- [101] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (1998). ABNT NBR 6524 - Fios e cabos de cobre duro e meio duro com ou sem cobertura protetora para instalações aéreas.
- [102] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012). ABNT NBR 15688 - Redes de distribuição aérea de energia elétrica com condutores nus.
- [103] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2011). ABNT NBR 10676 - Fornecimento de energia a edificações individuais em tensão secundária – Rede de distribuição aérea.
- [104] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (1990). ABNT NBR 12454 - Transformadores de potência de tensões máximas até 36,2kV e potência de 225 kVA até 3750 kVA - Padronização.
- [105] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2014). ABNT NBR 5440 Transformadores para redes aéreas de distribuição — Requisitos.
- [106] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2005). ABNT NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV.
- [107] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2004). ABNT NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão.
- [108] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2017). ABNT NBR 16095 - Acessórios poliméricos para redes aéreas de distribuição de energia elétrica - Requisitos construtivos.
- [109] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2011). ABNT NBR 8182 - Cabos de potência multiplexados autossustentados com isolamento extrudada de PE ou XLPE, para tensões até 0,6/1 kV - Requisitos de desempenho.
- [110] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2009). ABNT NBR 9024 - Cabos de potência multiplexados auto-sustentados com isolamento extrudada de XLPE para tensões de 10 kV a 35 kV com cobertura - Requisitos de desempenho.
- [111] ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2020). ABNT NBR 7117-1- Parâmetros do solo para projetos de aterramentos elétricos - Parte 1: Medição da resistividade e modelagem geométrica.
- [112] IEEE, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (2017). IEEE Std C57.12.36 - Standard Requirements for Liquid-Immersed Distribution Substation Transformers.
- [113] PGSTECH AND POWERSYS, “EMTP,” versão 4.2.1. Disponível em: <https://www.emtp.com/>

APÊNDICE A: CRITÉRIOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO SEGUNDO AS NORMAS BRASILEIRAS

I. Cabos e estruturas de redes de distribuição segundo as normas ABNT

A Tabela 3.1 apresenta quatro principais potências para transformadores utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia no território brasileiro. A fim de caracterizar estes equipamentos, é necessário adotar valores de referência para as perdas em vazio, total, e sua reatância característica, conforme discutido pelo sétimo módulo do PRODIST. Para obter os valores necessários são tomadas como referências as normas brasileiras [104] e [105], que apresentam valores de impedância característica para transformadores para redes de distribuição de energia e requisitos de desempenho para utilização de transformadores em redes de distribuição de energia elétrica.

De acordo com [104], transformadores de potência em líquido isolante com refrigeração por convecção natural (ONAN), utilizados em redes aéreas de distribuição, devem possuir impedância de curto-circuito de acordo com dados da Tabela A.1.

Tabela A.1 – Referências de valores de impedância de curto-circuito para transformadores em líquido isolante. [104]

Potência nominal (kVA)	Impedância de curto-circuito 75 °C (%)	
	15 kV	24,2 kV a 36,2 kV
225	4,5	5,0
300	4,5	5,0
500	4,5	5,0
750	5,0	5,0
1.000	5,0	5,0
1.500	6,0	6,0
2.000	6,0	6,0
2.500	6,0	6,0
3.000	6,0	6,0
3.750	7,0	7,0

Embora a Tabela A.1 não apresente valores para as potências de transformadores selecionados para estudo, de acordo com [112] as impedâncias para transformadores em líquido isolante com potências entre 112,5 e 749,0 kVA podem variar entre 1,70 % e 5,75 %. Também é destacado pela norma que a utilização do valor mínimo da impedância pode ocasionar correntes de curto-circuito não suportadas pelos equipamentos de proteção de baixa tensão. Desta forma, para referência neste trabalho são utilizadas as impedâncias de 4,5 e 5,0 %, de

acordo com os respectivos níveis de tensão, para os transformadores utilizados na simulação de redes de distribuição.

Além da referência para o valor de impedância, a norma [105] apresenta valores de desempenho para transformadores utilizados em redes de distribuição. A Tabela A.2 apresenta um exemplo de dados fornecidos pela norma para um transformador trifásico de 45 kVA, com nível de tensão máxima 15 kV e eficiências de “A” a “E”.

Tabela A.2 – Exemplo de dados de desempenho para transformadores de redes de distribuição trifásicos com tensão máxima de 15 kV e potência nominal de 45 kVA. (Adaptado de [105])

Potência do transformador (kVA)	Eficiência	Perda em vazio (W)	Perda total (W)	Rendimento mínimo C = 0,5 e FP = 0,92 (%)	Corrente de excitação (%)	Tensão de curto-circuito (%)
45	A	100	610	98,91	3,2	3,5
45	B	115	670	98,79	3,2	3,5
45	C	140	760	98,59	3,2	3,5
45	D	170	855	98,38	3,2	3,5
45	E	195	945	98,19	3,2	3,5

Pelos dados da Tabela A.2 é possível obter os valores de perdas para caracterização de transformadores. Porém, a fim de obter os valores de suas reatâncias equivalentes, é necessário um modelo equivalente de transformador com aplicação dos valores de tensão de curto-circuito e impedância equivalente. Segundo [71], um transformador pode ser representado pelo circuito equivalente da Figura A.1.

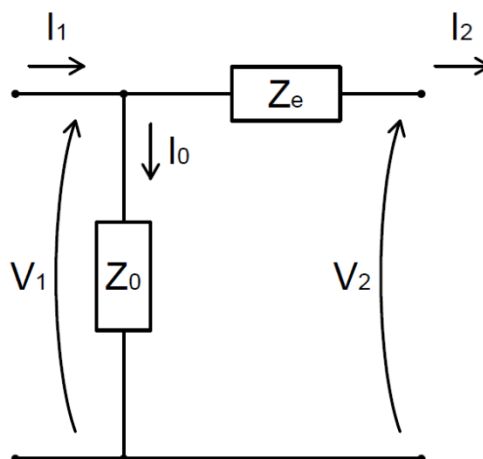


Figura A.1 – Circuito equivalente para transformadores. (Adaptado de [71])

Com base na Figura A.1 e na teoria de sistemas de potência apresentada em [71], os valores de corrente de curto-circuito, resistência e reatância equivalentes podem ser obtidos pelo uso das equações A.1, A.2 e A.3, respectivamente.

$$I_{cc} = \frac{V_{cc}}{Z_{eq}} \quad \text{A.1}$$

$$R_{eq} = \frac{W_{total} - W_0}{I_{cc}^2} \quad \text{A.2}$$

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} \quad \text{A.3}$$

onde:

I_{cc} é a corrente de curto-circuito que circula no transformador durante um ensaio de curto-circuito, expressa em A;

V_{cc} é a tensão de curto-circuito imposta ao transformador durante um ensaio de curto-circuito, expressa em V;

W_{total} é a perda total do transformador quando submetido a plena carga, expressa em W;

W_0 é a perda em vazio do transformador quando operado sem carga, expressa em W;

Z_{eq} é a impedância característica do transformador, expressa em Ω ;

R_{eq} é a resistência característica do transformador, expressa em Ω ;

X_{eq} é a reatância característica do transformador, expressa em Ω .

Como os dados da norma brasileira remetem a níveis de eficiência diferentes para os transformadores a serem utilizados em linhas de distribuição, são avaliados os transformadores com base nos valores de referência para os diversos tipos de eficiência. A Figura A.2 apresenta os valores de resistência e reatância de transformadores com classificação para tensão máxima admissível de 15 kV. De forma a comparar os valores obtidos, eles estão expressos em p.u., com valores de tensão de base de 13,8 kV e potência de base equivalente a potência dos transformadores analisados. A Figura A.3 apresenta os valores de perdas devido ao tipo de eficiência, sendo os valores apresentados em porcentagem da potência dos transformadores.

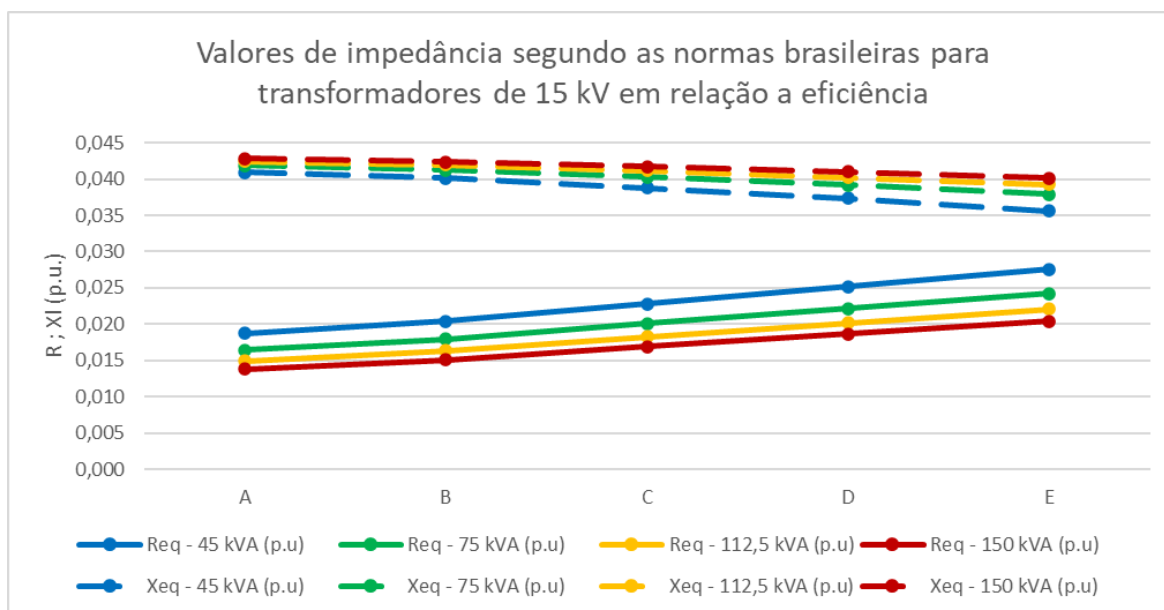


Figura A.2 – Variação da resistência e reatância de transformadores para tensão máxima admissível 15 kV devido à eficiência.

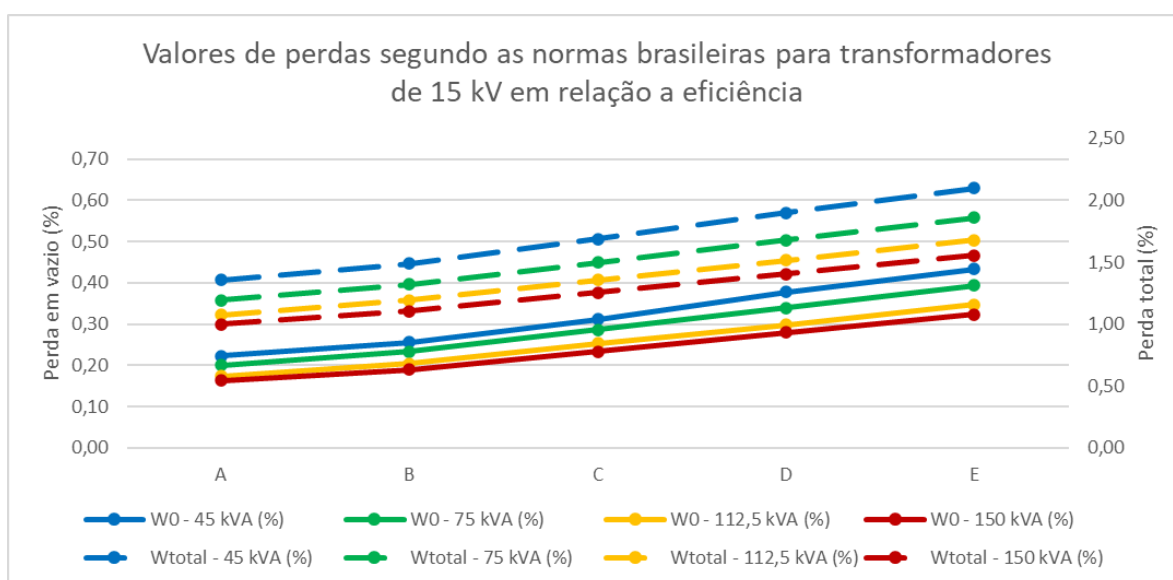


Figura A.3 – Variação das perdas de transformadores para tensão máxima admissível 15 kV devido à eficiência.

A análise da Figura A.2 indica que à medida que a eficiência do transformador diminui a reatância equivalente também diminui, devido à necessidade de manutenção do valor de impedância equivalente de 4,5 %, necessário para diminuição da corrente de curto-circuito. Desta forma, a fim de adotar uma proporção característica dos valores de reatância e resistência para transformadores enquadrados nas normas brasileiras, são adotados os valores para transformadores com eficiência tipo D, que coincidem com os valores adotados pelo PRODIST, conforme descrito no exemplo da Tabela 2.8.

Outro aspecto a ser avaliado é a influência da variação de dados fornecidos pela norma brasileira devido a transformadores de mesma potência, mas com diferentes tensões máximas admissíveis. A Figura A.4 apresenta a variação dos valores de resistência e reatância em p.u., utilizando valores de tensão de base 23,1 kV e 34,5 kV. A Figura A.5 apresenta as perdas percentuais associadas ao aumento da tensão máxima admissível.

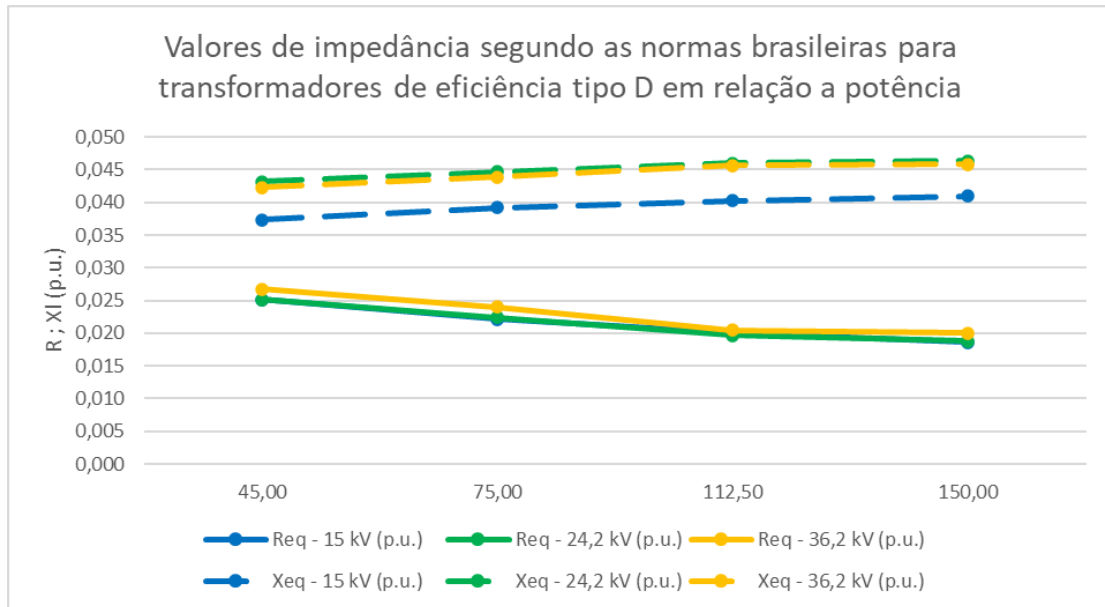


Figura A.4 – Variação da resistência e reatância de transformadores com eficiência tipo D devido à variação da tensão máxima admissível (Req 15 kV = Req 24,2 kV).

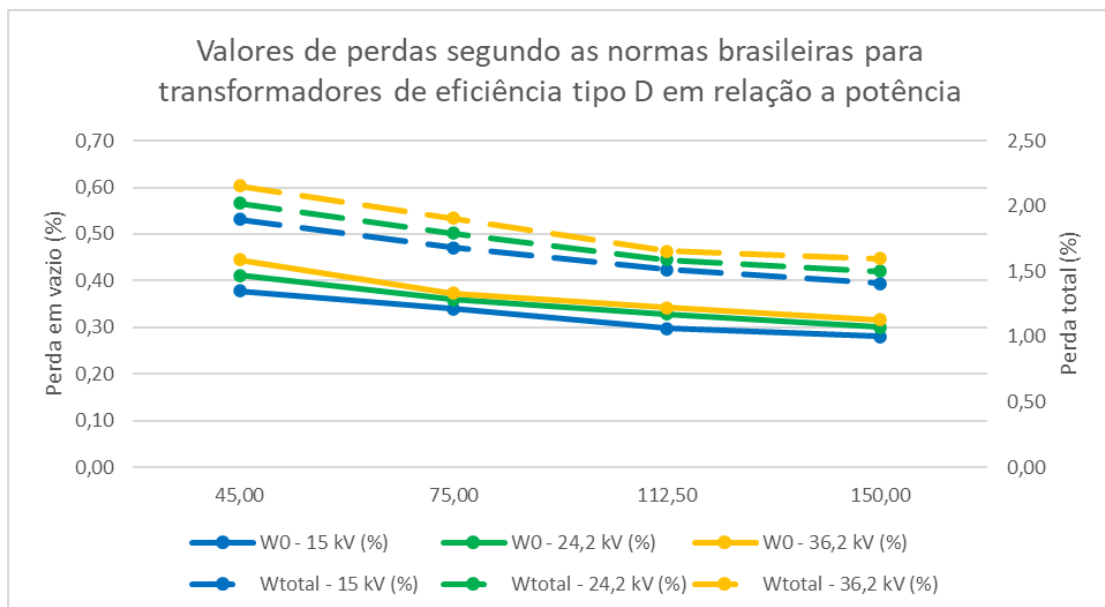


Figura A.5 – Variação das perdas de transformadores com eficiência tipo D devido à variação da tensão máxima admissível.

A análise da Figura A.4 apresenta uma diferença entre os valores de resistência de transformadores com tensão máxima admissível 15 kV e os demais, que se deve principalmente

à impedância característica de 4,5 % adotada para transformadores de tensão 15 kV em relação ao valor de 5,0 % para os demais. Percebe-se também um aumento na reatância em relação ao aumento da tensão admissível.

De acordo com os manuais de redes de distribuição consultados, as tensões de 13,8 kV e 34,5 kV são comumente utilizadas pelas concessionárias de energia. Desta forma, são abordadas as características para estes níveis de tensão de transformadores da rede de distribuição.

II. Cabos e estruturas de redes de distribuição segundo as normas ABNT

A caracterização de cabos segundo as suas seções retas possui diversos aspectos, como resistência máxima em corrente contínua, capacidade de condução de corrente e espessura de isolamento. Estes aspectos são regulamentados pelas normas brasileiras e são descritos com base nas normas de referência.

Os cabos utilizados no território brasileiro são regulamentados e devem apresentar uma resistência a corrente contínua máxima fixa. Desta forma, de acordo com [98] e [99], cabos compostos de material condutor para transmissão de energia devem possuir resistência elétrica a corrente contínua de acordo com a equação A.4.

$$R_{cc} = \frac{\rho * 1.000 * k}{S_f * N} \quad \text{A.4}$$

onde:

R_{cc} é a resistência elétrica nominal a 20 °C em corrente contínua, expressa em Ω/km ;

ρ é a resistividade elétrica do material condutor do fio a 20 °C;

S_f é a seção transversal do fio, expressa em mm^2 ;

N é o número de fios no cabo;

k é a constante de acréscimo da resistência elétrica devido ao encordoamento, com valores de referência de acordo com a Tabela A.3.

Tabela A.3 – Constantes de encordoamento para cálculo da resistência elétrica de cabos de material condutor. [99]

Seção do cabo mm ²		Constantes de encordoamento para obtenção da massa e da resistência elétrica - k
De	Abaixo de	
0	1.000	1,02
1000	1.500	1,03
1500	2.000	1,04

Embora a resistência elétrica a 20 °C seja um fator necessário para caracterização do condutor, durante a operação, a passagem de corrente, os aspectos da instalação, a temperatura ambiente e outros resultam no aumento da temperatura do condutor, variando a sua resistência, sendo necessária a obtenção de sua resistência para a temperatura de operação correspondente.

A norma [98] apresenta o método para a adequação da resistência do condutor de acordo com a sua temperatura de operação. A adequação da resistência pela temperatura é dada pela equação A.5.

$$R_{tcc} = R_{20cc} * [1 + \alpha * (t - 20)] \quad A.5$$

onde:

R_{tcc} é a resistência elétrica na temperatura “t” °C em corrente contínua, expressa em Ω/km ;

R_{20cc} é a resistência elétrica na temperatura 20 °C em corrente contínua, expressa em Ω/km ;

α é o coeficiente de temperatura para correção da resistência de acordo com o material condutor (alumínio = 0,00403; cobre = 0,00393);

t é a temperatura do condutor em °C.

A obtenção da resistência elétrica de um cabo condutor a 20 °C e a relação do aumento de resistência de acordo com a temperatura são valores diretamente relacionados à capacidade de condução de corrente de um cabo condutor. Ainda assim, conforme descrito pela norma [15], o cálculo da elevação de temperatura em um cabo condutor pela corrente circulante é algo complexo, que leva em consideração aspectos não somente construtivos do cabo, mas também ambientais e de instalação.

Assim, a fim de se adotar um critério que relacione as capacidades de condução de um condutor com a sua temperatura, são tomadas como base as tabelas das normas [106] e [107],

que mostram a relação entre capacidade de corrente, temperatura de operação e tipo de instalação do condutor. Desta forma, conforme os exemplos contidos na norma [15] e nos valores de referência das normas [106] e [107], é utilizada a temperatura de operação de 90 °C para os cálculos de impedâncias de linha deste trabalho, com os valores de capacidade de corrente referenciados de acordo com os métodos de instalação dos condutores.

Como critério base para este trabalho, são definidas a Tabela A.4 com valores de referência para resistência elétrica a 90 °C de condutores de alumínio, e a Tabela A.5 para condutores de cobre, ambas utilizando valores de resistividade a 20 °C para condutores classe 2, conforme a norma [98], e aplicação da equação A.5.

Tabela A.4 – Características de condutores de alumínio classe 2 para instalações fixas. (Adaptado de [98])

Condutor	Alumínio	
	Rcc 20 °C (Ω/km)	Rcc 90 °C (Ω/km)
13	2,1755	2,7892
16	1,9100	2,4488
21	1,3606	1,7444
25	1,2000	1,5385
34	0,8567	1,0984
35	0,8680	1,1129
50	0,6410	0,8218
54	0,5369	0,6884
67	0,4267	0,5471
70	0,4430	0,5680
85	0,3384	0,4339
95	0,3200	0,4103
107	0,2675	0,3430
120	0,2530	0,3244
150	0,2060	0,2641
170	0,1686	0,2162
185	0,1640	0,2103
240	0,1250	0,1603
241	0,1192	0,1528
282	0,1018	0,1305
300	0,1000	0,1282
400	0,0778	0,0997
500	0,0605	0,0776

Tabela A.5 – Características de condutores de cobre classe 2 para instalações fixas. (Adaptado de [98])

Condutor Seções (mm ²)	Cobre	
	Rcc 20 °C (Ω/km)	Rcc 90 °C (Ω/km)
13	1,4521	1,8516
16	1,1600	1,4791
21	0,8963	1,1429
25	0,7340	0,9359
34	0,5520	0,7039
35	0,5290	0,6745
50	0,3910	0,4986
54	0,3466	0,4419
67	0,2790	0,3558
70	0,2700	0,3443
95	0,1950	0,2486
107	0,1742	0,2221
120	0,1540	0,1964
150	0,1260	0,1607
170	0,1093	0,1394
240	0,0762	0,0972
300	0,0607	0,0774
400	0,0475	0,0606
500	0,0369	0,0471
630	0,0286	0,0365

Além dos critérios de resistência dos condutores a 90 °C, são estabelecidos os critérios de condução de corrente para cada seção de condutor por tipo de instalação e material, com base nos valores de referência das normas [106] e [107]. A Tabela A.6 mostra as capacidades de corrente que são consideradas para redes com níveis de tensão fase-fase abaixo de 1 kV, a Tabela A.7 apresenta os valores para redes com tesões fase-fase entre 1 e 15 kV, e a Tabela A.8 apresenta os valores para redes com tesões fase-fase entre 15 e 36,2 kV.

Tabela A.6 – Capacidade de condução de corrente de condutores em redes de baixa tensão ($U \leq 1$ kV).

Capacidade de condução de corrente para condutores em baixa tensão a 90 °C					
	Condutor	Alumínio		Cobre	
Tensão	Seção (mm ²)	Instalação aérea	Instalação subterrânea	Instalação aérea	Instalação subterrânea
$U \leq 1$ kV	13	79	55	84	70
	16	90	61	97	79
	21	108	70	115	91
	25	122	78	130	101
	34	150	92	159	120
	35	153	94	162	122
	50	188	112	197	144
	54	199	117	208	151
	67	236	134	245	173
	70	244	138	254	178
	95	300	164	311	211
	107	324	175	335	225
	120	351	186	362	240
	150	408	210	419	271
	170	443	225	454	290
	185	470	236	480	304
	240	561	272	569	351
	300	652	308	659	396
	400	792	361	795	464
	500	921	408	920	525
630	1.077	464	1.070	596	

Observações:
 Os valores para instalações aéreas e subterrâneas correspondem aos métodos de instalação G vertical e D da norma ABNT NBR 5410, respectivamente.
 Seções que correspondem a cabos utilizados pelas distribuidoras com padrão AWG foram convertidos para mm² e interpolados entre os valores mais próximos da tabela.

Tabela A.7 – Capacidade de condução de corrente de condutores em redes de média tensão ($1 \leq U \leq 15$ kV).

Capacidade de condução de corrente para condutores em média tensão (15 kV) a 90 °C					
	Condutor	Alumínio		Cobre	
Tensão	Seção (mm ²)	Instalação aérea	Instalação subterrânea	Instalação aérea	Instalação subterrânea
1 < U ≤ 15 kV	13	93	48	120	62
	21	124	63	161	81
	25	140	70	181	90
	34	169	82	217	106
	35	172	83	221	108
	50	208	98	267	127
	54	218	102	280	132
	67	251	117	323	150
	70	259	120	333	154
	85	294	134	377	172
	95	317	143	407	184
	107	341	153	437	196
	120	367	163	470	209
	150	418	182	536	234
	170	453	195	580	251
	185	480	205	613	263
	240	566	238	721	303
	241	567	238	723	304
	282	624	258	793	329
	300	649	267	824	340
400	763	305	959	382	
500	885	345	1.100	426	

Observações:
 Os valores para instalações aéreas e subterrâneas correspondem aos métodos de instalação B e F da norma ABNT NBR 14039, respectivamente.
 Seções que correspondem a cabos utilizados pelas distribuidoras com padrão AWG foram convertidos para mm² e interpolados entre os valores mais próximos da tabela.

Tabela A.8 – Capacidade de condução de corrente de condutores em redes de média tensão ($15 \leq U \leq 36,2$ kV).

Capacidade de condução de corrente para condutores em média tensão (36,2 kV) a 90 °C					
	Condutor	Alumínio		Cobre	
Tensão	Seção (mm ²)	Instalação aérea	Instalação subterrânea	Instalação aérea	Instalação subterrânea
15 < U ≤ 36,2 kV	13	103	55	133	72
	21	127	66	164	85
	25	139	71	179	92
	34	166	83	213	107
	35	169	84	217	109
	50	201	100	259	128
	54	211	104	272	134
	67	244	118	313	152
	70	251	121	323	156
	85	284	135	366	174
	95	306	145	394	186
	107	329	154	423	198
	120	354	164	454	211
	150	402	183	516	236
	170	438	197	561	253
	185	465	207	595	265
	240	550	239	702	306
	241	551	240	704	307
	282	606	260	772	331
	300	630	269	802	342
400	740	306	933	386	
500	858	347	1.070	431	

Observações:
 Os valores para instalações aéreas e subterrâneas correspondem aos métodos de instalação B e F da norma ABNT NBR 14039, respectivamente.
 Seções que correspondem a cabos utilizados pelas distribuidoras com padrão AWG foram convertidos para mm² e interpolados entre os valores mais próximos da tabela.

Além da caracterização dos transformadores e condutores também é necessária a caracterização dos tipos de estruturas para instalação de linhas de distribuição. Com a caracterização do tipo de estrutura é possível definir o perfil de posicionamento dos condutores que compõem as linhas de distribuição a serem simuladas. A fim de caracterizar os tipos de estruturas para instalação de linhas foram consultadas as normas [97], [102] e [108].

De acordo com [102], as linhas aéreas de média tensão podem utilizar cruzetas de 2,0 e 2,4 m para apoio e sustentação dos cabos condutores da linha de distribuição, tendo assim a distribuição de seus condutores conforme explícito na Figura A.6, para cruzetas de 2,0 m, e na Figura A.7, para cruzetas de 2,4 m.

Dimensões em milímetros

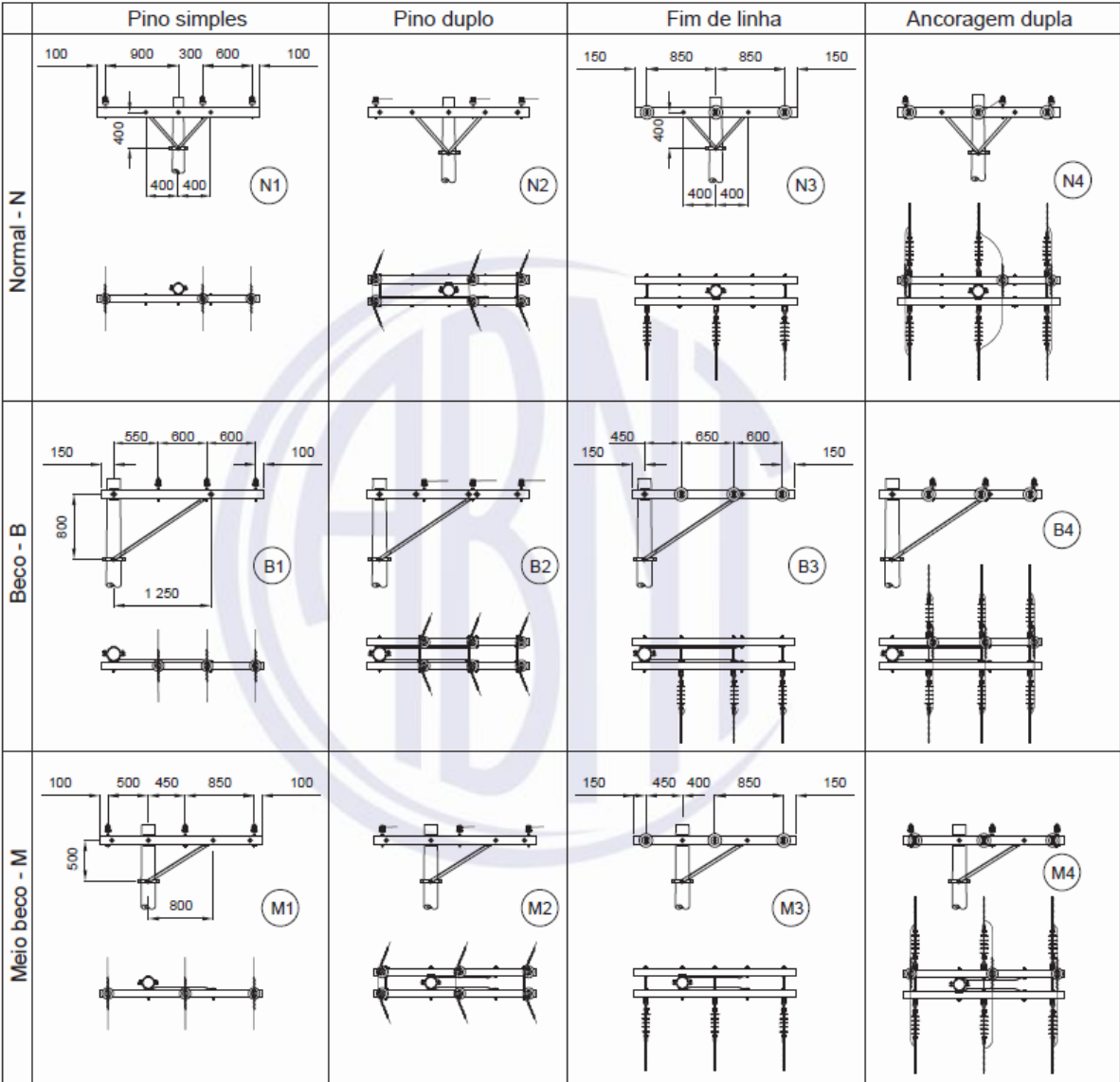


Figura A.6 – Afastamento de condutores para cruzeta de 2m. [102]

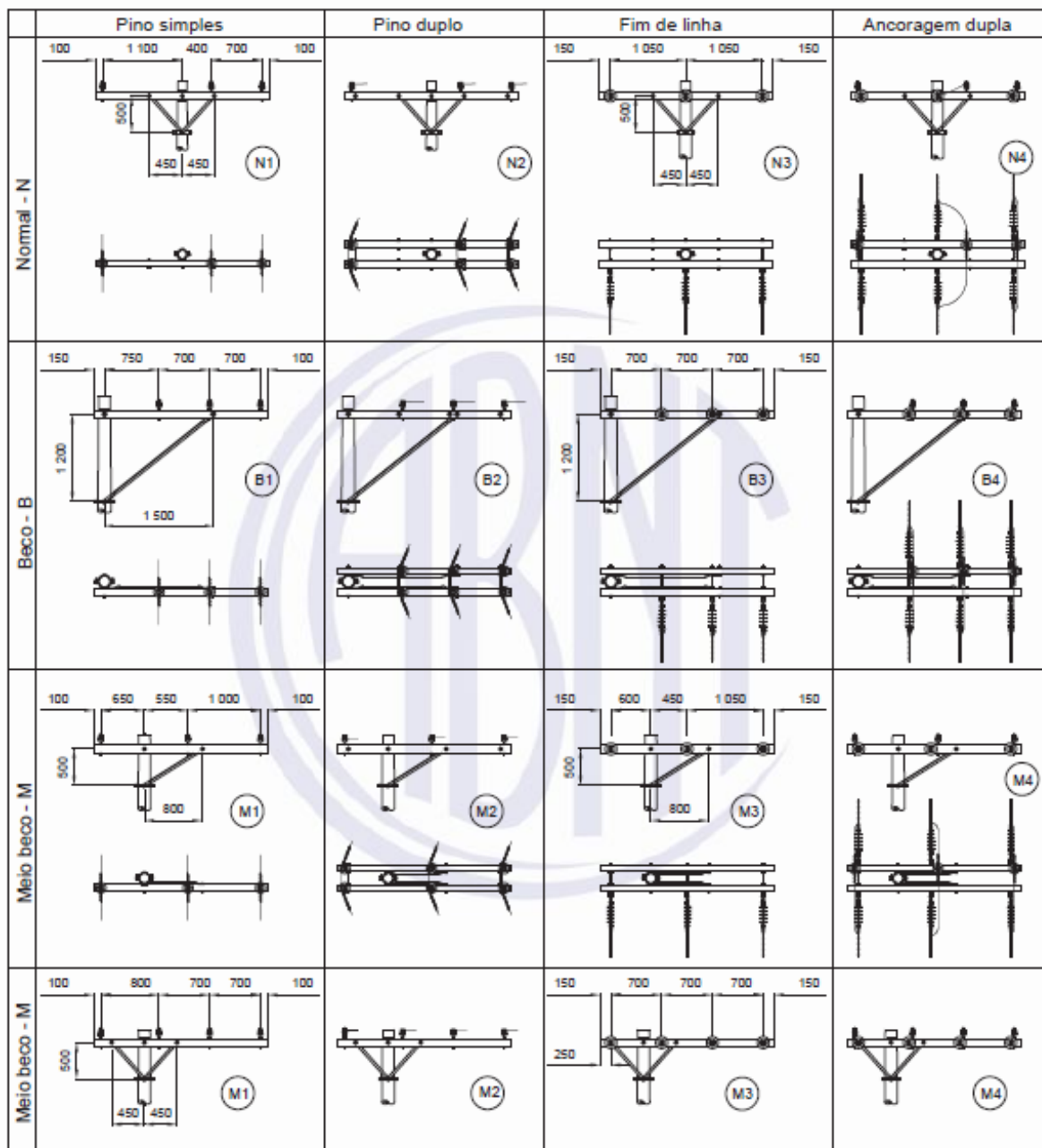
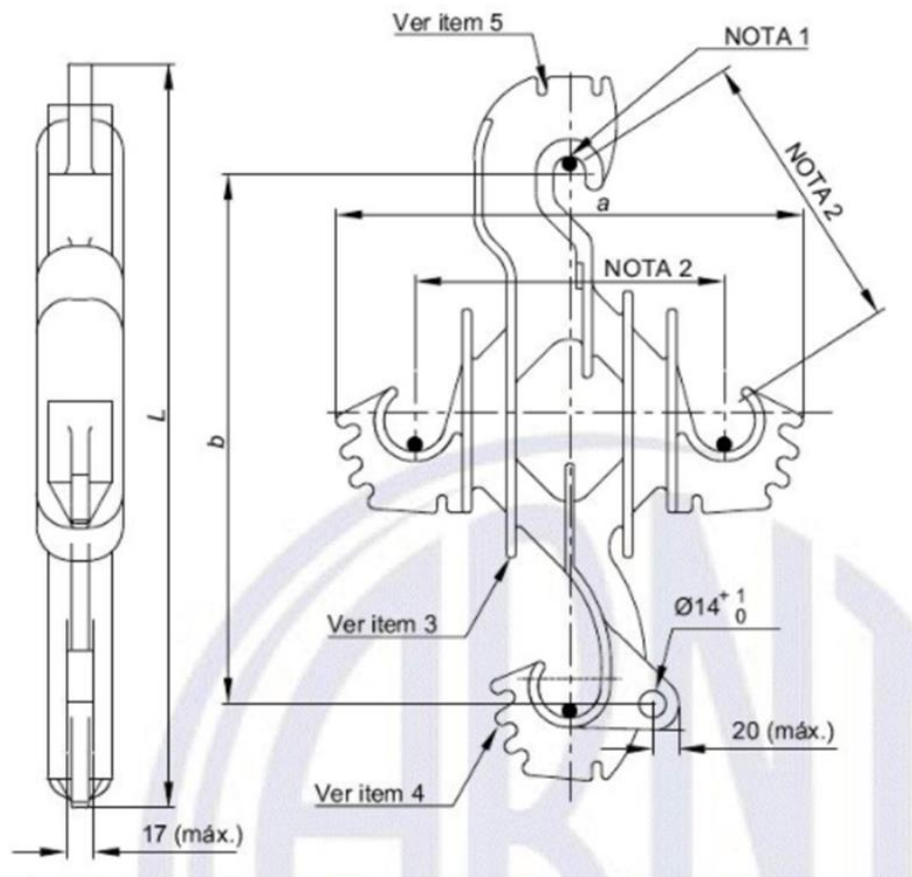


Figura A.7 – Afastamento de condutores, para cruzeta de 2,4m. [102]

A utilização de cruzetas para posicionamento de condutores é um método tradicional de composição de redes elétricas de média tensão, porém existem arranjos que utilizam espaçadores poliméricos, de forma a diminuir as distâncias entre os condutores, mantendo os parâmetros de segurança necessários. Estes arranjos são conhecidos como redes aéreas compactas, em que as posições relativas entre os condutores da rede de distribuição são diretamente ligadas ao tipo de espaçador utilizado.

Segundo a norma brasileira [108], existem dois tipos de espaçadores que podem ser utilizados para a composição de redes aéreas compactas: o tipo losango (Figura A.8) e o tipo vertical (Figura A.9).



Item	NBI kV	L máx. mm	a máx. mm	b mm
1	110	460	340	300 ± 5
2	145	600	420	400 ± 5
3	170	750	550	500 ± 5

Figura A.8 – Espaçador tipo losango. (Adaptado de [108])

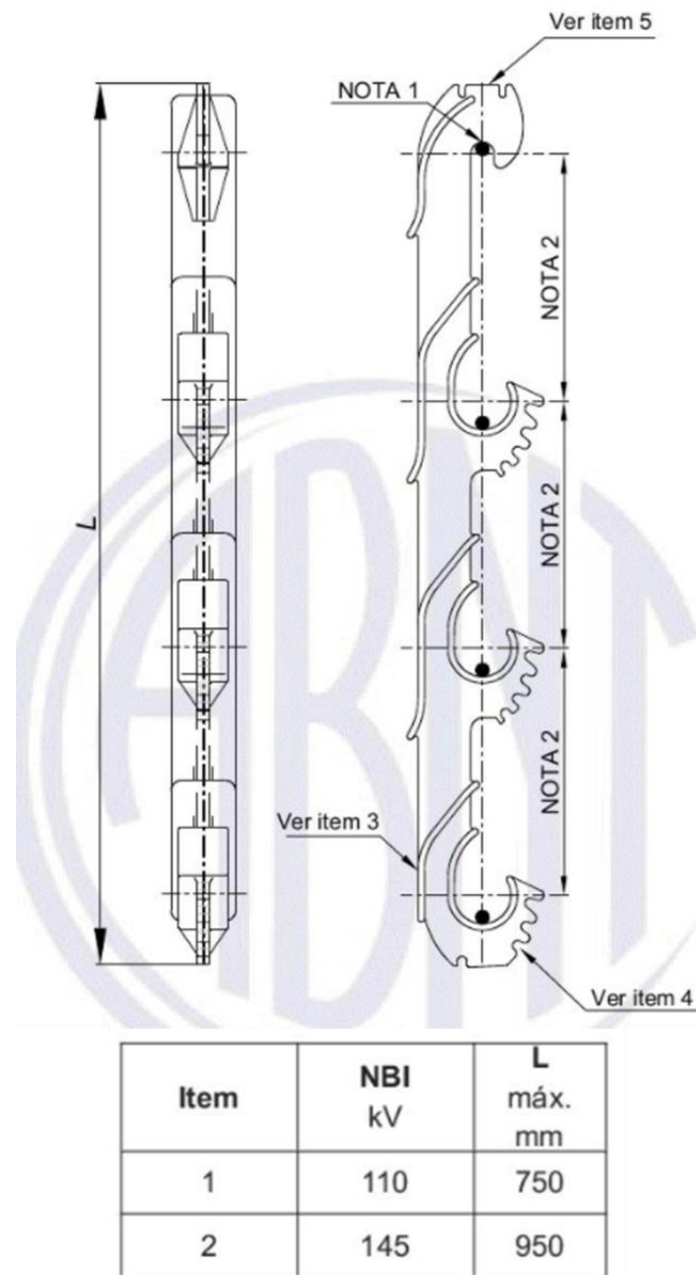


Figura A.9 – Espaçador vertical trifásico. (Adaptado de [108])

Embora as especificações da norma brasileira [108] não definam precisamente o espaçamento entre os condutores de fase, é possível adotar valores com base nas dimensões propostas para cada tipo de espaçador, conforme descrito mais adiante no texto.

Para definição do espaçamento entre condutores do espaçador do tipo losango, as distâncias máximas dos índices “a” e “b” da Figura A.8 foram consideradas. Outra suposição é a de que os condutores centrais do espaçador se encontram na mesma distância dos condutores das extremidades do índice “b”. A definição de espaçamento do condutor do tipo linear foi

realizada considerando-se a distância máxima do índice “L” e determinando espaçamentos iguais entre condutores, de forma a compor o comprimento máximo do espaçador.

O último tipo de estrutura considerada é o tipo multiplexada, onde os condutores são arranjados em trifólio e espaçados apenas pela espessura da isolação dos cabos, conforme demonstrado na Figura A.10.

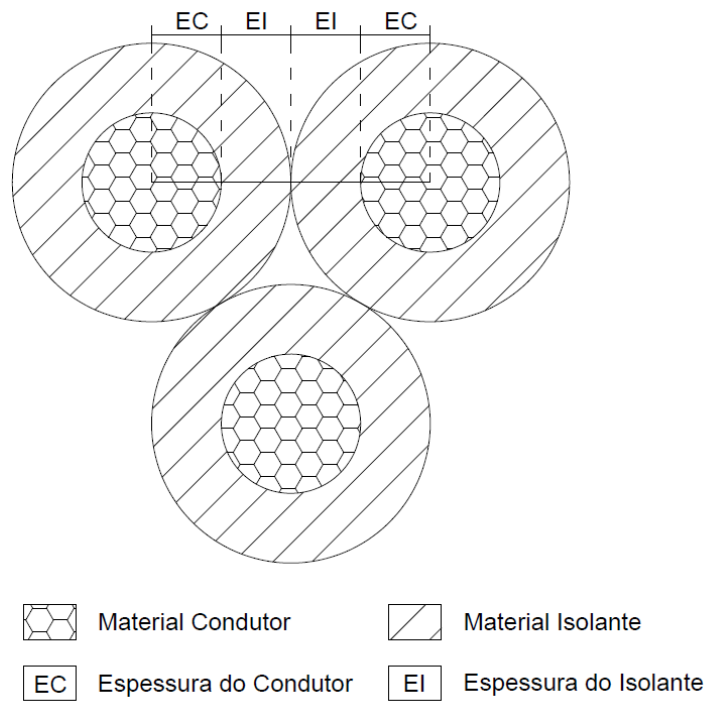


Figura A.10 – Espaçador vertical trifásico. (Adaptado de [108])

A espessura de isolação mínima para condutores é condicionada segundo [109] e [110]. A Tabela A.9 mostra a composição de espessuras de isolação regulamentadas pelas normas brasileiras.

Tabela A.9 – Espessuras de isolamento consideradas no estudo. [109] e [110]

Seção do condutor (mm ²)	Espessura de isolamento (mm) - U _o /U (kV)					
	0,6/1	6/10	8,7/15	12/20	15/25	20/35
6	1,2	---	---	---	---	---
10	1,2	---	---	---	---	---
16	1,2	2,5	3,5	5,2	---	---
25	1,4	2,5	3,0	4,7	---	---
35	1,6	2,5	3,0	4,0	6,2	---
50	1,6	2,5	3,0	4,0	5,5	8,2
70	1,8	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
85	2,0	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
95	2,0	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
107	2,0	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
120	2,0	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
150	2,2	2,5	3,0	4,0	5,5	7,5
185	2,2	2,5	3,0	4,0	5,5	6,5
240	2,4	2,8	3,5	4,5	5,0	6,5
241	---	2,8	3,5	4,5	5,0	6,5
282	---	2,8	3,5	4,5	5,0	6,5
300	---	2,8	3,5	4,5	5,0	6,5

Como especificação final para as estruturas de redes de distribuição, é necessário definir a altura entre os condutores da rede e o solo. Segundo a norma brasileira [102], as redes elétricas devem apresentar afastamento mínimo em relação ao solo de acordo com o tipo de local onde elas se encontram, como vias para carros ou pedestres, áreas rurais ou urbanas e outros aspectos. A Tabela A.10 identifica as alturas mínimas de redes elétricas conforme especificado em [102].

Tabela A.10 – Afastamento mínimo entre condutores e o solo. [102]

Local	Afastamento mínimo do solo (mm)	
	Tensão da rede	
	$U \leq 1 \text{ kV}$	$1 < U \leq 36,2 \text{ kV}$
Vias exclusivas de pedestre em áreas rurais	4.500	5.500
Vias exclusivas de pedestre em áreas urbanas	3.500	5.500
Locais acessíveis ao trânsito de veículos em áreas rurais	4.500	6.000
Locais acessíveis ao trânsito de máquinas e equipamentos agrícolas em áreas rurais	6.000	6.000
Ruas e avenidas	5.500	6.000
Entradas de prédios e demais locais de uso restrito a veículos	4.500	6.000
Rodovias federais	7.000	7.000
Ferrovias não eletrificadas e não eletrificáveis	6.000	9.000

Com base nas considerações feitas pelas normas brasileiras acerca de cabos, estruturas e instalação de redes elétricas de média e baixa tensão, são definidos pares de coordenadas “(x,y)” para condutores. Os pares de coordenadas têm como finalidade alimentar o programa EMTP, para obter os valores de impedâncias das linhas de distribuição. O Apêndice C apresenta uma tabela completa da definição de geometrias de redes utilizadas no estudo.

APÊNDICE B: PROGRAMAS EMTP E OPENDSS

I. Definições dos programas

O programa EMTP é uma ferramenta utilizada principalmente em análises de transitórios elétricos em linhas de transmissão e distribuição de energia. O programa possui um módulo de cálculo de linha (Figura B.1) com base em diversas abordagens, entre as quais a utilização dos parâmetros geométricos de altura, distribuição dos condutores de fase, resistividade do solo e resistência elétrica em corrente contínua do cabo utilizado.

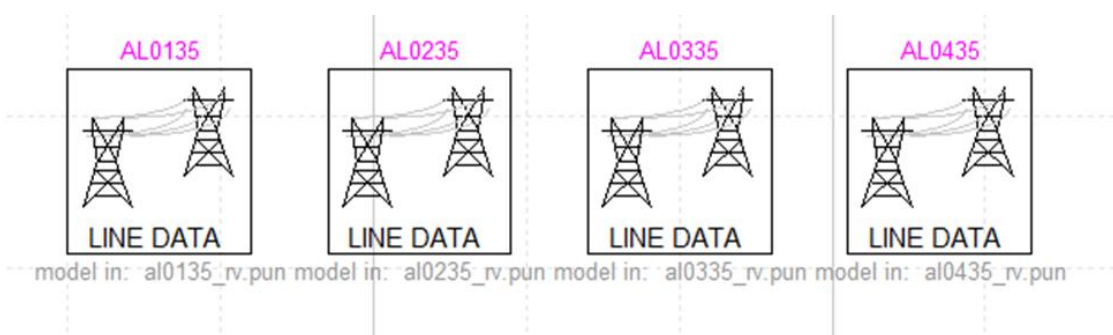


Figura B.1 – Módulos de cálculo de linha do programa EMTP.

Neste trabalho a opção “*Module > Line Parameters*” foi utilizada. Esta opção permite gerar os parâmetros de resistências, indutâncias e capacitâncias para geração de um modelo “pi” de linha de distribuição. A partir dessa opção são fornecidos os seguintes parâmetros da linha de distribuição a ser calculada:

- *Number of conductors*: Número de condutores que compõem a linha;
- *Wire*: Número de identificação do condutor;
- *Phase number*: Fase a que o condutor pertence;
- *DC resistance*: Resistência em corrente contínua do condutor;
- *Outside diameter*: Diâmetro externo do condutor;
- *Horizontal distance*: Distância horizontal do condutor em relação à referência $x = 0$;
- *Vertical Height at tower (tower VH)*: Distância do condutor em relação ao solo na torre de distribuição;
- *Vertical Height at Midspan (mid VH)*: Distância do condutor em relação ao solo no meio do vão entre as torres de distribuição.

Os campos de preenchimento das variáveis descritas podem ser verificados na Figura B.2. Além destes, outro campo de destaque para simulação das impedâncias de linha é a resistividade do solo, que é inserida no programa conforme os campos da Figura B.3.

Transmission line data calculation function

Conductor Data | Model | Line length | Output options | Options | Fitting | Save and run this case | Help

Geometrical and electrical data

Module: Line Parameters
Units: Metric
[Use Database](#)

Conductor Data

Number of conductors (wires) 3

Wire	Phase Number	DC resistance [Ohm/km]	Outside diameter [cm]	Horizontal distance [m]	Vertical Heigth at tower [m]	Vertical Heigth at Midspan [m]
1	1	0.568	1.02	-0.85	9	9
2	2	0.568	1.02	0	9	9
3	3	0.568	1.02	0.85	9	9

Figura B.2 – Fornecimento de parâmetros gerais para cálculo de linha no programa EMTP.

Transmission line data calculation function

Conductor Data | Model | Line length | Output options | Options | Fitting | Save and run this case | Help

Line length and ground resistivity

Line length [km or miles] 1
Ground return resistivity [Ohm-m] 500

Figura B.3 – Fornecimento de parâmetros de resistividade do solo para cálculo de linha no programa EMTP.

A utilização da opção “*Module > Line Parameters*” não permite o cálculo da linha transposta, para obtenção dos valores de componentes simétricas da linha simulada. Desta forma, o cálculo da transposição de linha e de componentes simétricas é realizado de acordo com as equações de B.1 a B.10, conforme disposto em [27].

Dada a matriz de impedâncias de linha:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad \text{B.1}$$

A matriz da linha completamente transposta é dada por:

$$[Z_{abc}]' = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad \text{B.2}$$

onde:

$$Z_p = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad \text{B.3}$$

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}}{3} \quad \text{B.4}$$

A partir da matriz transposta, são aplicadas as matrizes de transformação e sua inversa:

$$[Z_{012}] = [T^{-1}][Z_{abc}]'[T] \quad \text{B.5}$$

onde:

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad \text{B.6}$$

$$[T^{-1}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad \text{B.7}$$

Assim:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} z_0 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_2 \end{bmatrix} \quad \text{B.8}$$

onde:

$$z_0 = z_p + 2 * z_m \quad \text{B.9}$$

$$z_1 = z_2 = z_p - z_m \quad \text{B.10}$$

Os valores de z_0 e z_1 são então utilizados para caracterização de linhas de distribuição e simulação pelo programa OpenDSS, assim como outros parâmetros destacados neste trabalho. Embora o programa EMTP também possua a capacidade de análise de fluxo de potência, essa etapa do estudo foi desenvolvida utilizando o programa OpenDSS, devido à facilidade de descrição de objetos de simulação via linha de código, como exemplificado na Figura B.4, e integração do com outros programas para simulação de diversos casos, com maior agilidade.

The screenshot shows the OpenDSS software interface. The main window displays the command window with the following text:

```

New object=circuit.Teste bus1=barra100 basekv=13.8 phases=3 mvasc3=1000000
New line.Linha1 phases=3 bus1=barra100.1.2.3 bus2=barra200.1.2.3 r1=0.568 x1=0.422 r0=0.744 x0=2.059 length=10 units=km
New transformer.Transformador1 phases=3 windings=2 %loadloss=1.25 %noloadloss=0.23 XHL=0.0417
~wdg=1 bus=barra200 conn=delta kv=13.8 kVA=150
~wdg=2 bus=barra300 conn=wye kv=220 kVA=150
New load.Carga1 phases=3 model=1 bus=barra300 kv=13.8 kw=260.2392 kvar=49.1757 conn=wye Vmaxpu=5 Vminpu=0.1
  
```

On the left side, there is a status panel showing simulation results for Actor ID # 1, including CPU selected, status (SOLVED), solution mode (Snap), number of objects (100), load multiplier (1.000), devices (8), buses (4), nodes (12), control mode (STATIC), total iterations (4), control iterations (1), and maximum solution iterations (4).

Figura B.4 – Exemplo de código de objetos do programa OpenDSS.

São destacados quatro objetos principais para aplicação e suas características no programa OpenDSS.

- *Circuit* – circuito base de simulação, com parâmetros conforme Tabela B.1;
- *Line* – linha de distribuição de energia a ser simulada, com parâmetros conforme Tabela B.2;
- *Transformer* – transformador a ser simulado, com parâmetros conforme Tabela B.3;
- *Load* – carga a ser simulada, com parâmetros conforme Tabela B.4.

As tabelas referentes a cada objeto descrevem os comandos para parâmetros de especificação de cada objeto utilizado nas simulações. Cabe destacar que cada objeto possui comandos adicionais que não são apresentados, pois não são utilizados para a caracterização de comportamento dos objetos.

Tabela B.1 – Parâmetros e descrição do objeto “circuit” para uso no programa OpenDSS.

Objeto	<i>circuit</i>
Parâmetro	Descrição
Base kV	Tensão nominal de fornecimento da barra de referência angular
Bus1	Nome da barra, ou nó, de referência angular que supre o sistema a ser simulado
Phases	Número de fases de fornecimento
Mvasc3	Potência de curto-circuito trifásico que pode ser fornecida para a simulação, em MVA

Tabela B.2 – Parâmetros e descrição do objeto “line” para uso no programa OpenDSS.

Objeto	<i>line</i>
Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases da linha as ser simulada
Bus1	Nome da barra, ou nó, de partida da linha
Bus2	Nome da barra, ou nó, de chegada da linha
R1	Resistência de sequência positiva por unidade de distância, em Ω / unidade de comprimento
R0	Resistência de sequência zero por unidade de distância, em Ω / unidade de comprimento
X1	Reatância de sequência positiva por unidade de distância, em Ω / unidade de comprimento
X0	Reatância de sequência zero por unidade de distância, em Ω / unidade de comprimento
Length	Comprimento da linha
Units	Unidade de medida para comprimento de linha e impedâncias

Tabela B.3 – Parâmetros e descrição do objeto “transformer” para uso no programa OpenDSS.

Objeto	<i>transformer</i>
Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases do transformador
Windings	Número de enrolamentos
%loadloss	Perda total com base na carga nominal, em %
%noloadloss	Perda em vazio com base na carga nominal, em %
XHL	Reatância equivalente entre os enrolamentos primário e secundário, em p.u.
Wdg	Identificador do enrolamento
Bus	Nome da barra, ou nó, à qual o enrolamento está conectado
Conn	Especificação de conexão do enrolamento em delta ou estrela
kV	Tensão nominal do enrolamento em kV
kVA	Potência nominal do enrolamento em kVA

Tabela B.4 – Parâmetros e descrição do objeto “load” para uso no programa OpenDSS.

Objeto	load
Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases da carga
Model	Modelo do comportamento da carga
Bus1	Nome da barra, ou nó, à qual a carga está conectada
kV	Tensão nominal da carga
kW	Potência ativa nominal
kvar	Potência reativa nominal
Vmaxpu	Valor máximo de tensão para manutenção do modelo de comportamento, acima do qual a carga se comporta como um modelo de impedância constante
Vminpu	Valor mínimo de tensão para manutenção do modelo de comportamento, abaixo do qual a carga se comporta como um modelo de impedância constante

Em relação ao objeto “load”, cabe destacar que ele pode ser utilizado como um elemento de injeção de potência, caso o parâmetro “kW” seja especificado com o valor negativo. Ainda sobre o objeto “load”, o parâmetro “model” pode ser utilizado para especificar cargas com diversos comportamentos como, por exemplo, valores constantes de P e Q, impedância constante, corrente constante e outros. Neste trabalho é utilizado o modelo de valores constantes de P e Q, que corresponde ao valor 1 ou “model = 1”.

II. Avaliação do impacto da resistividade do solo em relação às impedâncias de linha de distribuição

Para a operação do programa EMTP é necessário informar o valor de referência para a resistividade do solo onde a linha a ser simulada está localizada. De acordo com [111], o solo é o meio onde as correntes elétricas podem circular durante a operação de uma rede de energia elétrica, e ele tem uma estrutura heterogênea, com resistividade que varia no tempo e no espaço. Desta forma, a norma brasileira propõe valores de resistividade do solo conforme apresentado na Tabela B.5.

Tabela B.5 – Resistividade do solo de acordo com meio físico. [111]

Meio físico	Resistividade do solo (Ωm)
Água do mar	~0,3
Água de rio	~30
Água destilada	300
Alagadiço, limo, húmus, lama	< 150
Argila	300 - 5.000
Calcário	500 - 5.000
Areia	1.000 - 8.000
Granito e basalto fraturados	500 - 10.000
Granito e basalto integrados	> 10.000

Ainda de acordo com [111], a resistividade do solo pode variar com a temperatura, a umidade e a salinidade do solo, conforme apresentado na Figura B.5.

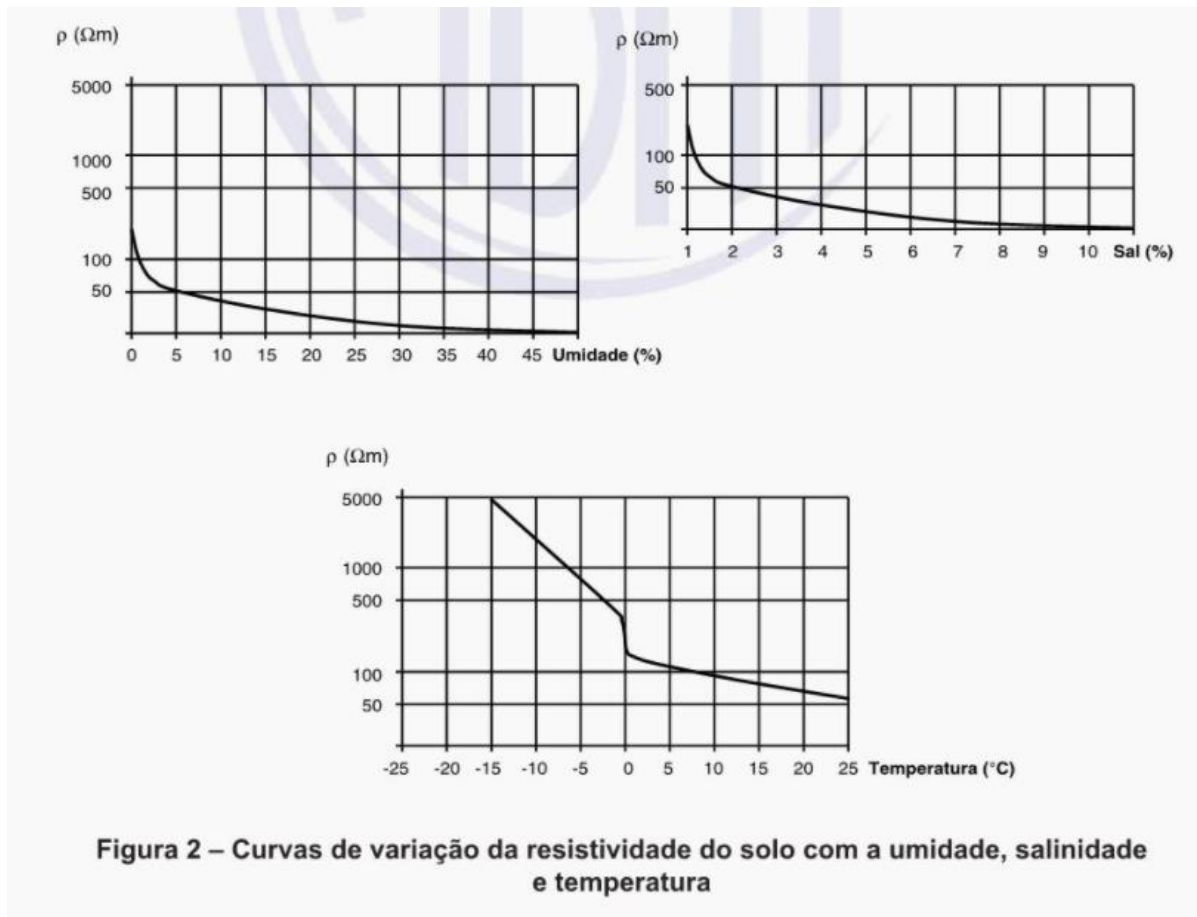


Figura B.5 – Curvas de variação da resistividade do solo com a umidade, salinidade e temperatura. [111]

A resistividade do solo, então, pode ser considerada uma variável dependente de diversos fatores que podem influenciar no seu valor final, não somente pelo tipo de material, mas também por questões climáticas, e elementos variáveis ao longo das linhas de distribuição que

compõem as redes de energia elétrica. Assim, faz-se necessária a análise desta variável para abordagem durante os estudos de cenários.

Utilizando o esquema de geometria dos condutores GE02 do Apêndice C, representando uma cruzeta de 2 metros com espaçamento uniforme entre os condutores, para o condutor de alumínio de 70 mm² de seção, representativa para casos de baixa e média tensão, o cálculo das impedâncias de linha de sequência positiva, negativa e zero foi realizado utilizando o programa EMTP e valores de resistividade do solo de 0 a 10.000 Ωm e altura de 9 metros. A Tabela B.6 apresenta os resultados da simulação.

Tabela B.6 – Resultado da simulação para verificação da influência da resistividade do solo em redes de energia elétrica.

ID	Resistividade do solo (Ωm)	R1,2 (Ω/km)	X1,2 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
RS01	0	0,57	0,42	0,57	1,06
RS02	10	0,57	0,42	0,73	1,68
RS03	100	0,57	0,42	0,74	1,94
RS04	250	0,57	0,42	0,74	2,04
RS05	300	0,57	0,42	0,74	2,06
RS06	500	0,57	0,42	0,74	2,12
RS07	750	0,57	0,42	0,74	2,16
RS08	1.000	0,57	0,42	0,74	2,19
RS09	10.000	0,57	0,42	0,75	2,45

Analisando os dados da Tabela B.6 verifica-se que a resistividade do solo não afeta os valores de sequência positiva e negativa de linhas de energia elétrica, condizendo com a teoria de cálculo de impedância de linhas. Em relação à impedância reativa de sequência zero, esta tende a um valor específico de acordo com o aumento do valor da resistividade. O gráfico da Figura B.6 apresenta o aumento causado pela resistividade do solo no valor da impedância de sequência zero.

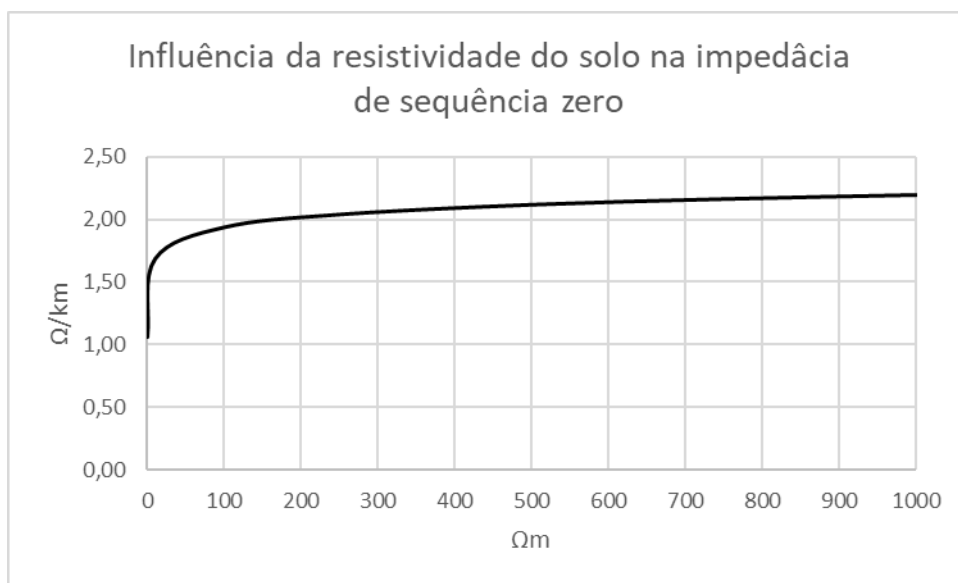


Figura B.6 – Influência da resistividade do solo na impedância de sequência zero em uma rede de distribuição aérea.

A partir dos resultados da simulação da influência de resistividade, verifica-se que para o valor de 300 Ωm a resistividade do solo apresenta um valor intermediário da influência sobre a impedância reativa de sequência zero, de aproximadamente $\pm 0,12 \text{ } \Omega/\text{km}$, se forem considerados valores superiores a 100 Ωm e inferiores a 1.000 Ωm, cabíveis a todos os tipos de solo com influência da umidade. Assim, correlacionando os valores de resistividade da Tabela B.5 à resistividade do meio físico “Argila”, o valor de 300 Ωm apresenta um valor considerado intermediário para a influência da resistividade do solo e foi adotado para as simulações posteriores.

III. Avaliação do impacto da altura dos condutores em relação às impedâncias de linha de distribuição

A altura dos condutores também é um fator necessário para a simulação de redes de distribuição de energia elétrica, fazendo-se necessário avaliar o impacto desta variável segundo as considerações normativas brasileiras ([102]).

De acordo com a Tabela A.10, as distâncias mínimas entre redes aéreas de distribuição e o solo podem variar entre 3,5 m e 9,0 m de altura. Assim, foram simulados valores de redes com base no esquema de geometria dos condutores GE02 do Apêndice C, para o condutor 70 mm² de seção, para diferentes valores de altura dos condutores, tendo sido adotado o valor de 300 Ωm para as simulações, conforme a análise de resistividade do solo. A Tabela B.7 apresenta os resultados obtidos para as simulações de altura relativa da rede elétrica de distribuição em relação ao solo.

Tabela B.7 – Resultado da simulação para verificação da influência da altura em relação do solo em redes de energia elétrica.

ID	Altura do solo (m)	R1,2 (Ω/km)	X1,2 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
AL01	3,50	0,57	0,42	0,74	2,06
AL02	4,50	0,57	0,42	0,74	2,06
AL03	5,50	0,57	0,42	0,74	2,06
AL04	6,00	0,57	0,42	0,74	2,06
AL05	7,00	0,57	0,42	0,74	2,06
AL06	9,00	0,57	0,42	0,74	2,06
AL07	12,00	0,57	0,42	0,74	2,06
AL08	20,00	0,57	0,42	0,74	2,06

De acordo com os dados da Tabela B.7, a altura da rede em relação ao solo não afeta significativamente os valores de impedância para redes elétricas de distribuição. Desta forma, para as simulações foi adotado o valor de 9 metros para entrada no programa EMTP.

IV. Avaliação do impacto dos tipos de estruturas em relação às impedâncias de rede

O tipo de estrutura a ser utilizado reflete o posicionamento dos condutores da rede elétrica entre si. Uma vez que as estruturas utilizadas pela normativa brasileira possuem características que podem ser associadas a um tipo específico de estrutura, porém com espaçamentos distintos entre si, é necessário verificar a influência das estruturas nos valores de impedância de rede.

A partir das normas brasileiras, foram verificados requisitos de tipos de estrutura de fixação, espaçadores e espessura de isolamento de cabos de energia a serem utilizados em redes de distribuição de energia elétrica. Assim, são definidos, para fins de verificação da influência do tipo de estrutura da rede elétrica de distribuição, 27 tipos de estruturas, conforme descritas no Apêndice C.

Utilizando as geometrias de estruturas de GE01 a GE27, com parâmetros de altura e resistividade do solo de 9 m e 300 Ωm , respectivamente, a Figura B.7 apresenta a influência do tipo de estrutura nas impedâncias de sequência positiva e negativa de redes elétricas de distribuição pelos padrões brasileiros, para condutores de alumínio de seção 70 mm².

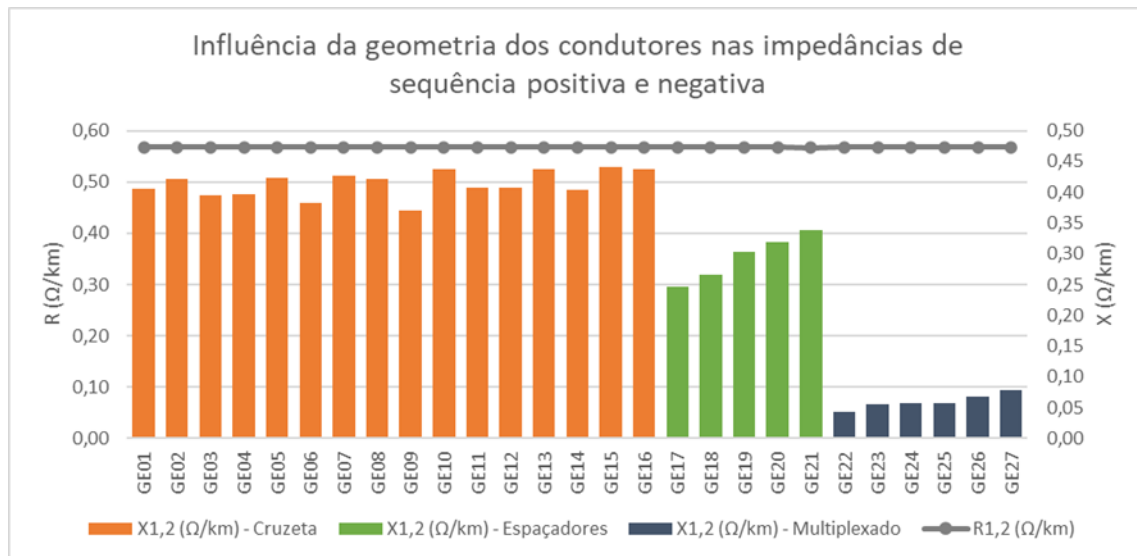


Figura B.7 – Influência da geometria dos condutores de alumínio de seção 70 mm² nas impedâncias de sequência positiva e negativa.

A análise da Figura B.7 mostra que a parcela ativa não é alterada pela geometria relativa dos condutores da rede, sendo esta uma característica intrínseca do material e seção do condutor; porém, a geometria causa impacto na parcela reativa da impedância de rede. Ainda assim, o impacto pode ser caracterizado pelo tipo de disposição dos condutores. Por exemplo, a disposição dos condutores em cruzetas tem influências semelhantes entre si. A Figura B.8, apresenta a influência da geometria para as impedâncias de sequência zero, com resultados que corroboram para a classificação da geometria dos condutores por tipo de estrutura.

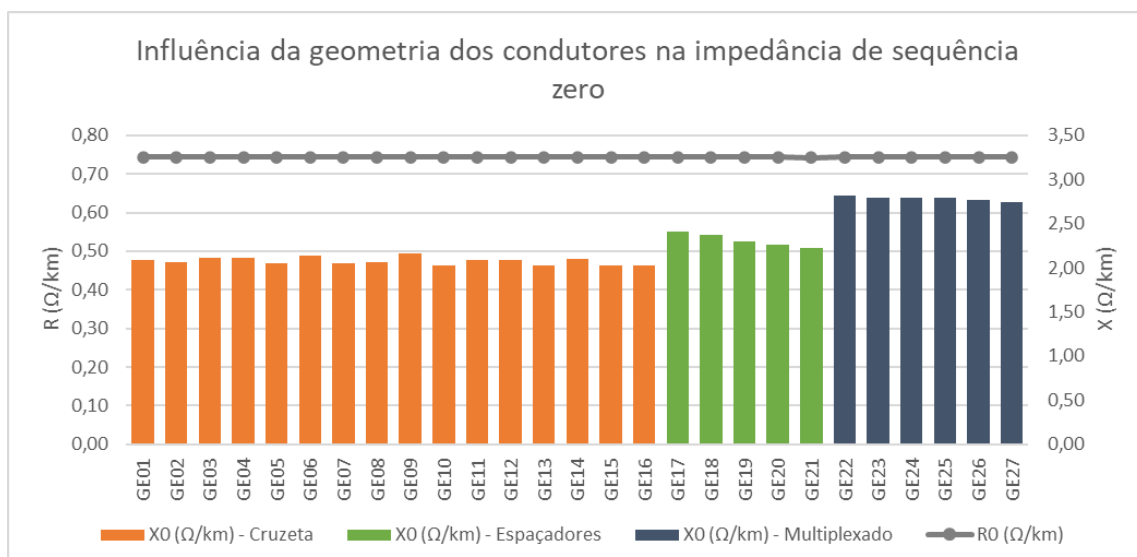


Figura B.8 – Influência da geometria dos condutores de alumínio de seção 70 mm² nas impedâncias de sequência zero.

De forma a avaliar a influência da geometria entre condutores de diferentes características, simulações similares foram realizadas utilizando parâmetros de um condutor de alumínio de 35 mm² de seção. A Figura B.9 mostra os resultados da influência nas impedâncias de sequência positiva e negativa e a Figura B.10 na impedância de sequência zero.

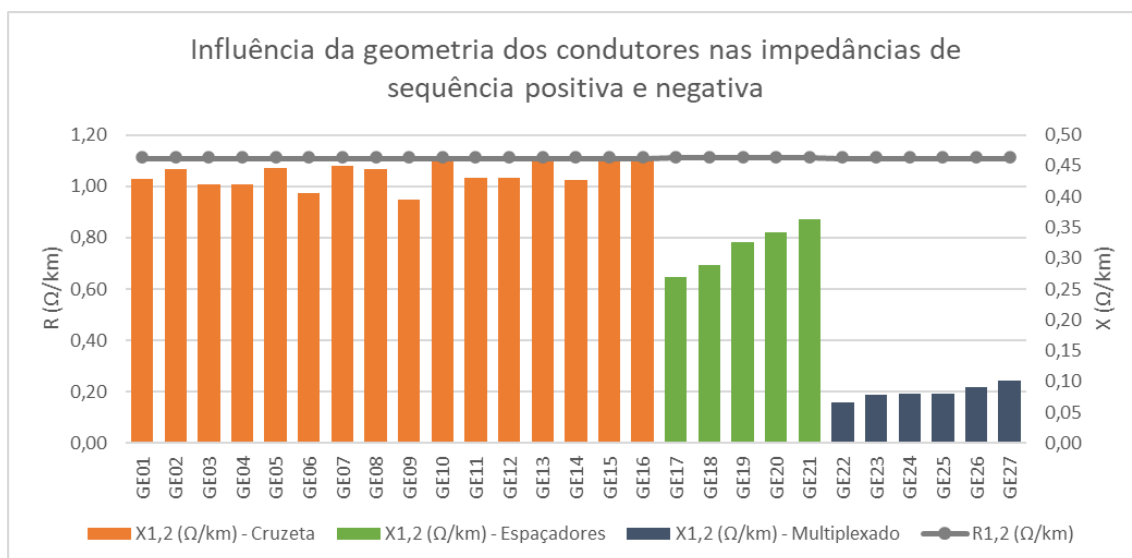


Figura B.9 – Influência da geometria dos condutores de alumínio de seção 35 mm² nas impedâncias de sequência positiva e negativa.

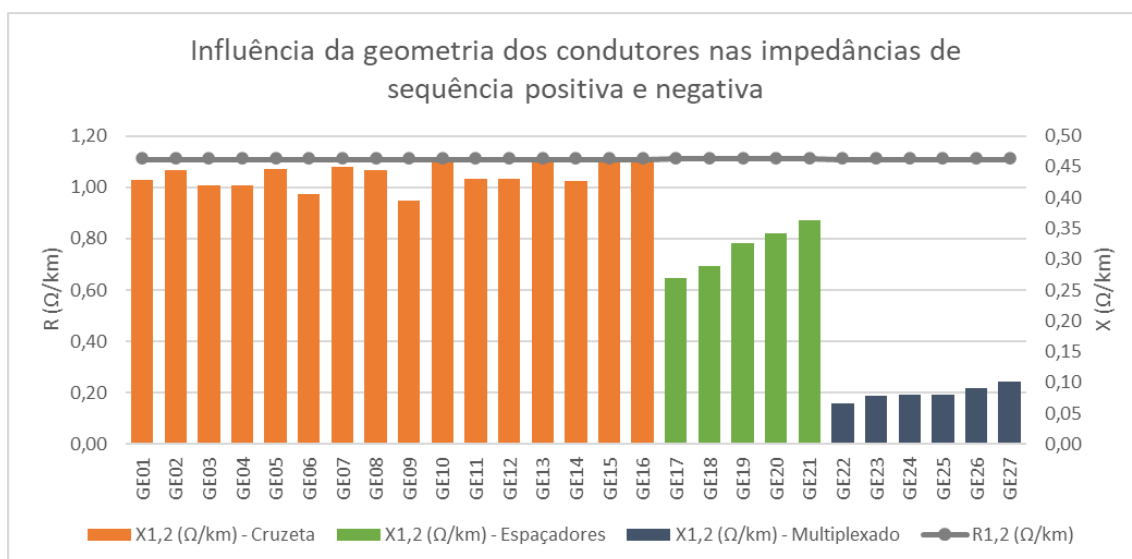


Figura B.10 – Influência da geometria dos condutores de alumínio de seção 35 mm² nas impedâncias de sequência positiva e negativa.

A partir da simulação com condutores de alumínio de 35 mm², é possível verificar que entre os diferentes tipos de geometrias os valores da parcela reativa das impedâncias são semelhantes para os dois tipos de condutores utilizados, conforme esperado pela teoria de redes de transmissão de energia. Assim, a fim de sintetizar os tipos de estrutura a serem abordados neste

trabalho, a Tabela B.8 resume os tipos de estrutura e apresenta os valores das parcelas reativas da impedância para os condutores de alumínio de seção 35 e 70 mm².

Tabela B.8 – Tipos de estruturas para arranjo de condutores em redes elétricas de distribuição e impedâncias associadas.

Condutor		35 mm ²		70 mm ²	
ID	Estrutura	X1,2 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	X1,2 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
GE01	Cruzeta	0,43	2,11	0,41	2,09
GE02		0,45	2,08	0,42	2,06
GE03		0,42	2,13	0,40	2,11
GE04		0,42	2,13	0,40	2,11
GE05		0,45	2,08	0,42	2,06
GE06		0,41	2,16	0,38	2,14
GE07		0,45	2,07	0,43	2,05
GE08		0,45	2,08	0,42	2,06
GE09		0,39	2,18	0,37	2,16
GE10		0,46	2,05	0,44	2,03
GE11		0,43	2,11	0,41	2,09
GE12		0,43	2,11	0,41	2,09
GE13		0,46	2,05	0,44	2,03
GE14		0,43	2,12	0,40	2,10
GE15		0,46	2,04	0,44	2,02
GE16		0,46	2,05	0,44	2,03
GE17	Espaçadores	0,27	2,43	0,25	2,41
GE18		0,29	2,40	0,27	2,37
GE19		0,33	2,32	0,30	2,30
GE20		0,34	2,29	0,32	2,27
GE21		0,36	2,25	0,34	2,22
GE22	Multiplexado	0,07	2,84	0,04	2,82
GE23		0,08	2,82	0,06	2,79
GE24		0,08	2,81	0,06	2,79
GE25		0,08	2,81	0,06	2,79
GE26		0,09	2,79	0,07	2,77
GE27		0,10	2,77	0,08	2,75

A partir dos valores da Tabela B.8 e demais tabelas apresentadas, o Apêndice C sintetiza as informações, de forma a compor as características das redes elétricas brasileiras, de acordo com os padrões normativos utilizados pelas concessionárias de distribuição de energia.

APÊNDICE C: REDES MODELO PARA APLICAÇÃO

Com base no levantamento de transformadores e seções de cabos mais utilizados, conforme a Tabela 3.1, a Tabela 3.2 e a Tabela 3.3, e utilizando os padrões de geometria de rede de acordo com a os itens GEXX do Apêndice C, a Tabela C.1 apresenta uma síntese dos tipos de redes mais utilizados pelas concessionárias brasileiras e seus valores de impedância.

Tabela C.1 - Redes mais utilizadas pelas concessionárias brasileiras e seus valores de impedâncias.

ID	Material	Estrutura	Característica	R1,2 (Ω/km)	X1,2 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
Seção 35 mm ²							
ACRU35	Alumínio	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	1,1131	0,4611	1,2877	2,0512
AERT35	Alumínio	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	1,1010	0,3837	1,6850	1,7248
AELO35	Alumínio	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	1,1174	0,3709	1,7665	1,6327
AMPX35B	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	1,1121	0,1225	2,3683	1,5466
AMPX35M	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	1,1133	0,1509	2,2928	1,5604
CCRU35	Cobre	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,6752	0,4572	0,8497	2,0472
CERT35	Cobre	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,6641	0,3859	1,1886	1,4992
CELO35	Cobre	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,6791	0,3648	1,2639	1,3660
CMPX35B	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	0,6763	0,1185	1,8222	0,9827
CMPX35M	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,6753	0,1469	1,7555	1,0323
Seção 54 mm ² / 1/0 AWG							
ACRU54	Alumínio	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,6882	0,4469	0,8627	2,0369
AERT54	Alumínio	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,6768	0,3755	1,2116	1,4933
AELO54	Alumínio	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,6922	0,3545	1,2895	1,3605
AMPX54	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,6871	0,1401	1,7824	1,0429
Seção 70 mm ²							
ACRU70	Cobre	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,5682	0,4379	0,7428	2,0280
AERT70	Cobre	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,5577	0,3686	1,0534	1,4097
AELO70	Cobre	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,5720	0,3449	1,1249	1,2632
AMPX70B	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	0,5967	0,0891	1,7156	0,7779

ID	Material	Estrutura	Característica	R1,2 (Ω/km)	X1,2 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)
AMPX70M	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,5887	0,1453	1,5925	0,9067
CCRU70	Alumínio	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,3443	0,4322	0,5189	2,0223
CERT70	Alumínio	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,3370	0,3668	0,7005	1,2731
CELO70	Alumínio	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,3470	0,3378	0,7512	1,1004
CMPX70B	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	0,3449	0,1125	1,1041	0,4958
CMPX70M	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,3448	0,1419	1,0577	0,5733
Seção 120 mm ²							
AMPX120	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	0,3250	0,1137	1,0455	0,4663
Seção 170 mm ² / 6/0 AWG							
ACRU170	Cobre	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,2165	0,4038	0,3911	1,9939
AERT170	Alumínio	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,2116	0,3409	0,4751	1,1629
AELO170	Alumínio	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,2184	0,3085	0,5098	0,9735
AMPX170	Alumínio	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,2174	0,1220	0,7102	0,4008
Seção 185 mm ²							
ACRU185	Alumínio	Cruzeta - 2,4 m	N3, N4	0,2106	0,4003	0,3851	1,9903
AERT185	Cobre	Espaçador reto	Tensão de Impulso 145 kV	0,2057	0,3375	0,4646	1,1536
AELO185	Cobre	Espaçador losango	Tensão de Impulso 170 kV	0,2124	0,3049	0,4985	0,9631
AMPX185	Cobre	Multiplexado	Tensão nominal 35 kV	0,2110	0,1191	0,6961	0,3831

APÊNDICE D: TABELA DE GEOMETRIAS DE REDE

ID	Estrutura	Característica	Xa (m)	Ya (m)	Xb (m)	Yb (m)	Xc (m)	Yc (m)
GE01	Cruzeta – 2 m	N1, N2	-0,90	A	0,30	A	0,90	A
GE02		N3, N4	-0,85	A	0,00	A	0,85	A
GE03		B1, B2	0,55	A	1,15	A	1,75	A
GE04		B3, B4	0,45	A	1,10	A	1,70	A
GE05		M1, M2	-0,50	A	0,45	A	1,30	A
GE06		M3, M4	-0,45	A	0,40	A	0,85	A
GE07		T1, T2	-0,90	A	0,00	A	0,90	A
GE08		T3, T4	-0,85	A	0,00	A	0,85	A
GE09	Cruzeta - 2,4 m	N1, N2	-1,10	A	0,40	A	0,70	A
GE10		N3, N4	-1,05	A	0,00	A	1,05	A
GE11		B1, B2	0,75	A	1,45	A	2,15	A
GE12		B3, B4	0,70	A	1,40	A	2,10	A
GE13		M1, M2	-0,65	A	0,55	A	1,55	A
GE14		M3, M4	-0,60	A	0,45	A	1,05	A
GE15		T1, T2	-1,10	A	0,00	A	1,10	A
GE16		T3, T4	-1,05	A	0,00	A	1,05	A
GE17	Espaçador reto	Tensão de Impulso 110 kV	0,00	0,5 + A	0,00	0,25 + A	0,00	A
GE18		Tensão de Impulso 145 kV	0,00	0,63 + A	0,00	0,32 + A	0,00	A
GE19	Espaçador losango	Tensão de Impulso 110 kV	-0,17	0,15 + A	0,00	A	0,17	0,15 + A
GE20		Tensão de Impulso 145 kV	-0,21	0,20 + A	0,00	A	0,21	0,20 + A
GE21		Tensão de Impulso 170 kV	-0,28	0,25 + A	0,00	A	0,28	0,25 + A

GE22	Multiplexado	Tensão nominal até 1 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
GE23		Tensão nominal 10 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
GE24		Tensão nominal 15 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
GE25		Tensão nominal 20 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
GE26		Tensão nominal 25 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
GE27		Tensão nominal 35 kV	$-(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$	0,00	A	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{SEN}(60^\circ)$	$(2 \times EI + 2 \times EC) \times \text{COS}(60^\circ) + A$
A: Altura considerada								
EC: Espessura do condutor								
EI: Espessura da isolamento								

APÊNDICE E: FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DE REDE

