



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS DE ANÁLISE DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor: Hugo Murici Ayres

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica.**

Banca Examinadora

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (presidente) — DSEE/FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto — COPPE/UFRJ

Prof. Dr. Ricardo Bernardo Prada — PUC/RIO

Prof. Dr. André Luiz Morelato França — DSEE/FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida — DSEE/FEEC/UNICAMP

Campinas – SP
25 de outubro de 2010

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Ay74d Ayres, Hugo Murici
Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica / Hugo Murici Ayres. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.
Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Análise de sensibilidade. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Sistemas de energia elétrica - Análise. I. Freitas Filho, Walmir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Development of methodologies to analyze distributed generators in electric distribution systems

Palavras-chave em Inglês: Sensitivity analysis, Distributed generation of electricity, Electric power systems - Analysis

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Glauco Nery Taranto, Ricardo Bernardo Prada, André Luiz Morelato França, Madson Cortes de Almeida

Data da defesa: 25/10/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Hugo Murici Ayres

Data da Defesa: 25 de outubro de 2010

Título da Tese: "Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica"

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente) _____

Prof. Dr. Glauco Nery Taranto: _____

Prof. Dr. Ricardo Bernardo Prada: _____

Prof. Dr. André Luiz Morelato França: _____

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida: _____

À minha família

Agradecimentos

Dedico aqui os meus agradecimentos para as pessoas que compartilharam da minha vida, nos anos em que este trabalho foi realizado:

- Ao Prof. Walmir Freitas pela sua excelente orientação, sua motivação.
- Ao Prof. Wilsun Xu pela oportunidade de realização do doutorado sanduíche na Universidade de Alberta.
- Aos professores do DSEE em especial ao Luiz Carlos e Vivaldo da Costa.
- Ao professor e colega Marcos Rider por suas contribuições no trabalho.
- Aos meus amigos e colegas do departamento, Cecília Morais, Fernanda Trindade, Paulo Meira e Tiago Ricciardi pela convivência diária e discussões.
- Aos amigos Bruno Oliveira, Fabrício Martins, Igor Kopcak, Marcelo Castro, Leonardo Queiroz, Renato Borges, Ricardo Coelho e Taís Calliero pela amizade solidificada ao longo dos anos.
- Aos amigos Alexandre Nassif e Enrique Nino pela amizade construída e pela convivência durante minha estada no Canadá.
- Aos meus pais Eduardo e Léa e irmãos Érico e Ilana por estarem sempre presentes.
- Por último e não por menos, à minha namorada Cecilia pelo seu amor e carinho.

Este projeto de doutorado foi financiado com recursos da FAPESP e Capes/PDEE.

Resumo

A instalação e a operação de geradores de médio porte conectados em sistemas de distribuição de energia elétrica demandam a análise de vários aspectos técnicos. As principais metodologias existentes são baseadas em repetidos cálculos de fluxo de carga e de curto-circuito para se obter os locais e níveis de geração permitidos para a instalação desses geradores sem que haja violações de qualquer restrição técnica em regime permanente. Embora essas análises sejam bastante precisas, tais estudos quantitativos não trazem informações adicionais para realizar o gerenciamento técnico dos impactos advindos de múltiplos geradores, ou seja, determinar o grau de influência de cada gerador em determinados quesitos técnicos de forma que estes sejam penalizados ou recompensados de acordo. Adicionalmente, essas metodologias requerem um elevado número de homens-horas e esforço computacional para realizar a análise.

Esta tese de doutorado apresenta novas metodologias de análise do impacto de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica considerando aspectos técnicos de operação em regime permanente. Com base em matrizes de sensibilidades obtidas a partir da resolução de um único fluxo de carga para o caso base e do cálculo de uma matriz impedância, os métodos propostos permitem determinar a máxima potência que esses geradores podem exportar para o sistema respeitando os limites de regulação de tensão, capacidade de corrente dos condutores e capacidade de interrupção de correntes de curto-circuito dos dispositivos de proteção ou de condução transitória dos cabos. Com simples operações matriciais, o impacto de novas instalações de geradores distribuídos pode ser diretamente estimado para diferentes níveis de demanda, modo de operação dos geradores e níveis de geração dos mesmos. Além disso, tais métodos baseados em sensibilidades permitem que fatores de responsabilidade sejam prontamente calculados, os quais quantificam o impacto

percentual de cada gerador em determinados quesitos técnicos. Tais índices numéricos podem ser utilizados por engenheiros de empresas concessionárias de energia para penalizar ou recompensar os produtores de energia que contribuem para a degradação ou não de algum tipo de limite ou restrição operativa dos sistemas de distribuição. Visto que os métodos propostos são baseados em extrapolação de métodos linearizados, seus resultados foram comparados com aqueles obtidos via repetidos cálculos de fluxo de carga e de corrente de curto-circuito, sendo que tal comparação comprova que os resultados obtidos com os métodos aproximados são precisos.

Palavras-chave: *Análise de sensibilidade, Geração distribuída de energia elétrica, Sistemas de energia elétrica – Análise.*

Abstract

The installation and operation of medium generators in electrical distribution systems demand the analysis of several technical aspects. The main methodologies are based on repetitive power flow and short-circuit calculations in order to obtain the locations and generation levels allowed for the connection of these generators without violating any technical constraint of steady-state operation. Although these analyses are very precise, such quantitative studies do not bring further information to suitably manage the technical impacts due to multiple generators, that is, the determination of individual generator influence on the technical aspects so that they can be penalized or rewarded in a proper manner. Moreover, these methodologies require a high number of man-hours and processing time.

This Ph.D. thesis presents new methodologies for analysis of the impact of distributed generation connected to electrical distribution systems taking into account technical aspects of steady-state operation. Based on sensitivities matrices obtained from only one power flow solution and from one impedance matrix calculation, the proposed methods allow the determination of the maximum power that these generators can export to the grid regarding the voltage regulation, feeder current limits and short-circuit current limits. With simple matrix operations, the impact of adding new generators at any bus of the grid, with any capacity, and any operating mode (leading, lagging or unitary power factor) can be estimated for different power demand. Moreover, such methods based on sensitivities permit a rapid calculation of responsibility factors, which quantify the individual impact of each generator in the technical aspects under analysis. Such indices can be used by electric utility managers and distribution engineers to penalize or reward the electricity producers who depreciate or not the power quality, by violating any limit or operational constraint of the distribution systems. Since these

methodologies are based on linearized methods, the results are compared with those obtained by repetitive power flow and short-circuit current calculations. The comparison reveals that the results from the linearized methods are accurate.

Keywords: *Distributed generation of electricity, Electric power systems – Analysis, Sensitivity analysis.*

Sumário

LISTA DE FIGURAS	XIX
LISTA DE TABELAS	XXIII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UM BREVE PANORAMA.....	1
1.2 IMPACTOS TÉCNICOS	4
1.2.1 Aumento do perfil de tensão em regime permanente	5
1.2.2 Aumento dos fluxos de correntes elétricas.....	5
1.2.3 Aumento dos fluxos de correntes de curto-circuito	6
1.2.4 Perdas elétricas	6
1.3 METODOLOGIAS DE ANÁLISE	7
1.3.1 Métodos baseados em índices.....	8
1.3.2 Métodos analíticos.....	8
1.3.3 Métodos baseados em meta-heurísticas (e outros não-clássicos)	9
1.3.4 Métodos de programação não-linear	9
1.4 JUSTIFICATIVAS E PROPOSTA DO TRABALHO.....	9
1.5 ESTRUTURA DA TESE	11
CAPÍTULO 2	15
ANÁLISE DO PERFIL DE TENSÃO.....	15
2.1 INTRODUÇÃO.....	15
2.2 AUMENTO DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE – ANÁLISE TEÓRICA	16

2.3	AUMENTO DA TENSÃO EM REGIME PERMANENTE – ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	19
2.4	METODOLOGIA DE ANÁLISE VIA SENSIBILIDADES.....	21
2.4.1	Sensibilidades V–P	22
2.4.2	Sensibilidades V–Q	24
2.4.3	Estimação da variação do perfil de tensão via sensibilidades.....	25
2.4.4	Validação da metodologia baseada nas sensibilidades de tensão	26
2.5	DETERMINAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA POR BARRA	30
2.5.1	Demanda máxima.....	33
2.5.2	Demanda mínima	36
2.5.3	Diferentes modos de operação	37
2.5.4	Avaliação de casos com múltiplos geradores.....	37
2.5.5	Aplicação do método na presença de dispositivos de controle de tensão	42
2.6	FATOR DE RESPONSABILIDADE DE TENSÃO	45
2.6.1	Aplicação dos Fatores de Responsabilidade de Tensão	47
2.7	CONCLUSÕES	53
CAPÍTULO 3.....		55
ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DOS FLUXOS DE CORRENTES ELÉTRICAS.....		55
3.1	INTRODUÇÃO	55
3.2	AUMENTO DAS CORRENTES ELÉTRICAS NOS RAMOS – ANÁLISE TEÓRICA.....	56
3.3	AUMENTO DAS CORRENTES ELÉTRICAS NOS RAMOS – ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	58
3.4	METODOLOGIA DE ANÁLISE VIA SENSIBILIDADE	59
3.4.1	Sensibilidade da componente real da corrente	61
3.4.2	Sensibilidade da componente imaginária da corrente.....	63
3.4.3	Estimação das variações dos fluxos de correntes elétricas.....	63
3.4.4	Validação da metodologia baseada nas sensibilidades de correntes	64
3.5	DETERMINAÇÃO DA MÁXIMA POTÊNCIA POR BARRA	67
3.5.1	Demanda máxima.....	69
3.5.2	Demanda mínima	72
3.5.3	Diferentes modos de operação	73
3.5.4	Avaliação de casos com múltiplos geradores.....	75

3.6	FATOR DE RESPONSABILIDADE DE CORRENTE.....	78
3.6.1	Aplicação dos fatores de responsabilidade de corrente.....	80
3.7	CONCLUSÕES.....	83
CAPÍTULO 4.....		85
ANÁLISE DOS FLUXOS DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO.....		85
4.1	INTRODUÇÃO.....	85
4.2	MODELAGEM DO SISTEMA PARA O CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO.....	86
4.2.1	Limites transitórios de capacidade de condução dos cabos.....	87
4.2.2	Reatância das plantas de GD.....	89
4.2.3	Potência de curto-circuito da subestação.....	90
4.3	METODOLOGIA DE ANÁLISE DE CURTO-CIRCUITO NA PRESENÇA DE GD.....	90
4.3.1	Matriz impedância Z–barra.....	91
4.3.2	Determinação dos fluxos de correntes de curto-circuito na presença de GD.....	92
4.3.3	Variações dos fluxos de correntes de curto-circuito.....	94
4.4	DETERMINAÇÃO DA MÁXIMA CAPACIDADE DE GERAÇÃO POR BARRA.....	95
4.4.1	Influência dos limites dos cabos.....	98
4.4.2	Influência da potência de curto-circuito da subestação.....	102
4.4.3	Avaliação de casos com múltiplos geradores.....	103
4.5	FATOR DE RESPONSABILIDADE DE CURTO-CIRCUITO.....	104
4.5.1	Aplicação dos fatores de responsabilidade de curto-circuito.....	107
4.6	CONCLUSÕES.....	110
CAPÍTULO 5.....		113
ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS.....		113
5.1	INTRODUÇÃO.....	113
5.2	COMPORTAMENTO DAS PERDAS ELÉTRICAS – ANÁLISE TEÓRICA.....	114
5.3	COMPORTAMENTO DAS PERDAS ELÉTRICAS – ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO.....	115
5.4	MÉTODO DE ANÁLISE VIA SENSIBILIDADES.....	117
5.4.1	Sensibilidade de perda ativa de 1ª ordem.....	118
5.4.2	Sensibilidade de perda reativa de 1ª ordem.....	120

5.4.3	Estimação das perdas usando somente os termos de 1ª ordem	121
5.4.4	Sensibilidade de perda ativa de 2ª ordem	124
5.4.5	Sensibilidade de perda reativa de 2ª ordem	125
5.4.6	Estimação das perdas usando termos de 2ª ordem.....	127
5.5	AVALIAÇÃO DAS SENSIBILIDADES DE PERDAS.....	130
5.5.1	Localização.....	130
5.5.2	Diferentes níveis de geração	132
5.5.3	Diferentes modos de operação	133
5.6	ÍNDICES DE PERDAS ELÉTRICAS.....	134
5.6.1	Aplicação dos índices de perdas elétricas	135
5.7	CONCLUSÕES	138
CAPÍTULO 6.....		139
CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS		139
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	141
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		143
APÊNDICE A		151
APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS PROPOSTAS COM MODELOS DE OTIMIZAÇÃO DE GD.....		151
A.1	MODELAGEM MATEMÁTICA DOS PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO.....	152
A.1.1.	<i>Solver</i> – KNITRO 6.0 (Ziena Optimization, Inc., 2009).....	153
A.2	PLANEJAMENTO ÓTIMO DE GD OBJETIVANDO A DIMINUIÇÃO DAS PERDAS.....	154
A.2.1.	Formulação não-linear.....	154
A.2.2.	Formulação linear proposta	157
A.2.3.	Resultados para a alocação de até cinco plantas de GD	160
A.3	PLANEJAMENTO ÓTIMO DE GD OBJETIVANDO A MELHORIA DO PERFIL DE TENSÃO	162
A.3.1.	Formulação não-linear.....	163
A.3.2.	Formulação linear proposta	164
A.3.3.	Resultados para a alocação de até cinco plantas de GD	165
APÊNDICE B.....		167
APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS ÀS REDES DO IEEE		167

B.1	METODOLOGIA DE SENSIBILIDADES DE TENSÃO.....	169
B.2	METODOLOGIA DE SENSIBILIDADES DE PERDAS ELÉTRICAS	169
B.3	METODOLOGIA DE SENSIBILIDADES DE CORRENTES ELÉTRICAS.....	170
B.4	MÉTODO ANALÍTICO DE CURTO-CIRCUITO	172
	APÊNDICE C	175
	DIVULGAÇÃO DE TRABALHOS PELO AUTOR	175
C.1	RELACIONADOS AO PROJETO DE DOUTORADO	175
C.2	DEMAIS TRABALHOS PUBLICADOS DURANTE O PERÍODO.....	176

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Percentual de geração de energia descentralizada em diversos países.	2
Figura 1.2 – Estimativa de participação de GD no Brasil.	3
Figura 2.1 – Representação de um sistema de distribuição com demanda de carga e GD.....	16
Figura 2.2 – Diagrama fasorial para a representação do sistema de distribuição modelo.	17
Figura 2.3 – Diagrama unifilar do sistema teste utilizado.....	20
Figura 2.4 – Perfis de tensão para condições de demanda máxima e mínima.	21
Figura 2.5 – Perfil de tensão com plantas de GD instaladas nas barras 9, 25 e 66.....	27
Figura 2.6 – Perfil de tensão considerando diferentes modos de operação.	28
Figura 2.7 – Avaliação da sensibilidade de tensão.	29
Figura 2.8 – Máxima potência injetada na barra 25 sem provocar violações de tensão.	30
Figura 2.9 – Máxima injeção de potência ativa por barra sem provocar violações de tensão para cenário de demanda máxima e geradores operando com fator de potência unitário.	34
Figura 2.10 – Procedimento para a determinação da máxima potência injetada por barra sem provocar violações de tensão usando fluxo de carga.....	35
Figura 2.11 – Máxima injeção de potência ativa por barra sem provocar violações de tensão para cenário de demanda mínima e geradores operando com fator de potência unitário.....	36
Figura 2.12 – Máxima injeção de potência ativa por barra considerando demanda máxima e diferentes fatores de potência.....	39
Figura 2.13 – Caso de multi-GD considerando demanda máxima e fator de potência unitário....	40
Figura 2.14 – Caso de multi-GD considerando demanda mínima e fator de potência indutivo. .	41
Figura 2.15 – Máxima potência ativa por barra usando as sensibilidades de tensão para o caso de dois reguladores de tensão nas linhas 1-2 e 10-54.	44

Figura 2.16 – Máxima potência ativa por barra usando as sensibilidades de tensão para o caso de DSTATCOMs instalados nas barras 21 e 64.....	45
Figura 2.17 – Perfil de tensão com as plantas de GD instaladas nas barras 18 e 67.	48
Figura 2.18 – Fator de responsabilidade de tensão dos geradores 18 e 67 vista pela barra crítica (barra 18).....	48
Figura 2.19 – Nível de penetração de GD em função das gerações de GD_{18} e GD_{67}	50
Figura 2.20 – Fatores de responsabilidade de tensão de GD_{18} e GD_{67} vista pela barra 18.	51
Figura 2.21 – Perfil de tensão para os diferentes critérios impostos às plantas nas barras 18 e 67.	52
Figura 3.1 – Sistema de distribuição equivalente com GD.	56
Figura 3.2 – Módulo da corrente na linha 48–49 em função da injeção de potência de GD_{49}	59
Figura 3.3 – Modelo de linha de distribuição com parâmetros fixos.	60
Figura 3.4 – Módulo da corrente da linha 48–49 em função da geração na barra 49.	66
Figura 3.5 – Bitola dos cabos utilizados no sistema teste de 70 barras.	66
Figura 3.6 – Diagrama fasorial da corrente na linha m estimada.....	67
Figura 3.7 – Máxima injeção de potência ativa por barra para cenário de demanda máxima e geradores operando com fator de potência unitário.	70
Figura 3.8 – Procedimento para a determinação da máxima potência injetada por barra sem provocar violações dos limites de corrente máxima dos condutores usando repetidos cálculos de fluxo de carga.....	71
Figura 3.9 – Máxima injeção de potência ativa por barra para cenário de demanda mínima e geradores operando com fator de potência unitário.	72
Figura 3.10 – Máxima injeção de potência ativa por barra considerando demanda máxima e diferentes fatores de potência.	74
Figura 3.11 – Caso de multi-GD considerando demanda máxima e fator de potência unitário...	76
Figura 3.12 – Caso de multi-GD considerando demanda mínima e fator de potência indutivo. .	77
Figura 3.13 – Contribuição de cada gerador distribuído no desvio da corrente m total.	79
Figura 3.14 – Nível de penetração de GD em função das gerações de GD_{15} e GD_{68}	82

Figura 3.15 – Fatores de responsabilidade de corrente para os dois geradores vista pela linha 11–12.....	82
Figura 4.1 – Máxima corrente de curto-circuito em função do tempo de condução para uma dada curva hipotética.	88
Figura 4.2 – Adição de uma nova planta de GD na rede de distribuição.	94
Figura 4.3 – Corrente de curto-circuito no ramo 4–37 em função de (a) $S_{GD_{29}}$ e (b) $1/x_d''$	95
Figura 4.4 – Capacidade máxima permissível por barra considerando um nível de curto circuito de 660 MVA para a subestação e limites de corrente para os cabos dispostos na Tabela 4-I.....	99
Figura 4.5 – Capacidade máxima permissível por barra considerando um nível de curto circuito de 660 MVA para a subestação e diferentes limites de corrente para os ramos: caso (a) 3–29 e caso (b) 4–37.	101
Figura 4.6 – Representação dos Casos A e B.	102
Figura 4.7 – Capacidade máxima permissível por barra para diferentes níveis de curto circuito da subestação.	103
Figura 4.8 – Capacidade máxima permissível por barra aplicando o método analítico de curto-circuito para dois casos multi-GD.....	104
Figura 4.9 – Contribuição de cada planta de GD no desvio da corrente de curto-circuito pq total.	107
Figura 4.10 – Nível de penetração de GD em função das capacidades máximas de GD_2 e GD_{60}	108
Figura 4.11 – Fatores de responsabilidade de curto-circuito para as duas plantas vista pelo ramo 3–29, considerando uma falta trifásica na barra 29.....	109
Figura 5.1 – Representação de um sistema de distribuição com GD.....	114
Figura 5.2 – Perdas elétricas totais para condições de demanda máxima e mínima.....	116
Figura 5.3 – Avaliação das sensibilidades de perdas para termos de 1ª ordem.....	123
Figura 5.4 – Avaliação das sensibilidades de perdas para termos de 2ª ordem.....	129
Figura 5.5 – Perfil das perdas elétricas totais para um planta de 750 kW operando com fator de potência unitário instalada em todas as barras e para cenário de demanda máxima (fig. a e b) e demanda mínima (fig. c e d).....	131

Figura 5.6 – Percentual de redução nas perdas totais para diferentes níveis de geração (fig. a e b) e modo de operação (fig. c e d) dos geradores distribuídos.....	133
Figura 5.7 – Caso 1) Perdas elétricas totais em função do nível de penetração de GD total (fig. a e b) e índices de perdas ativa e reativa (fig. c e d).....	136
Figura 5.8 – Caso 2) Perdas elétricas totais em função do nível de penetração de GD total (fig. a e b) e índices de perdas ativa e reativa (fig. c e d).....	137
Figura A.1 – Representação da não-linearidade da restrição de corrente na linha $k-m$ $\left(\sqrt{I_{real_{km}}^2 + I_{imag_{km}}^2} \leq I_{km}^{max} \right)$ e sua linearização representada por um octógono.....	160
Figura B.1 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 34 barras.....	168
Figura B.2 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 123 barras.....	168
Figura B.3 – Máxima potência ativa injetada por barra usando sensibilidades de tensão para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras considerando demanda mínima.....	169
Figura B.4 – Perfil das perdas elétricas totais para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras.....	170
Figura B.5 – Máxima potência ativa injetada por barra usando sensibilidades de corrente para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras considerando demanda mínima.....	172
Figura B.6 – Máxima potência ativa injetada por barra usando o método analítico de curto-circuito para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras.	173

Lista de Tabelas

Tabela 2-I – Relação do módulo de tensão para diferentes condições de fluxo de carga.	18
Tabela 2-II – Diferentes suposições para estabelecer critérios justos de geração.	53
Tabela 3-I – Sentido de crescimento do módulo de corrente na linha em função de regiões de operação distintas de GD.	58
Tabela 3-II – Capacidade máxima de corrente para os cabos utilizados para o sistema de 70 barras.....	65
Tabela 3-III – Diferentes hipóteses para estabelecer critérios justos de geração.	81
Tabela 4-I – Valores máximos de corrente de curto-circuito em kA para cabos CAA considerando um tempo de exposição de 100ms	89
Tabela 4-II – Identificação do tipo de violação que limita o aumento da capacidade máxima das plantas de GD em cada barra do sistema.....	100
Tabela 4-III – Diferentes situações para estabelecer critérios justos de geração.....	109
Tabela 5-I – Variação das perdas elétricas no último ponto de operação para os Casos 1 e 2.	135
Tabela A-I – Tipos de geradores disponíveis para serem alocados.	161
Tabela A-II – Planejamento ótimo de GD para minimização de custos de perdas com a alocação de até 5 geradores.....	162
Tabela A-III – Planejamento ótimo de GD para minimização dos módulos dos desvios de tensão para a alocação de até 5 geradores.....	165
Tabela B-I – Capacidade máxima de corrente para os cabos utilizados para o sistema de 123 barras.....	171

Lista de Abreviações

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CIGRÉ – *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

CIREN – *Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution*

CGH – Central Geradora Hidrelétrica

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

EOL – Central Geradora Eolielétrica

GD – Geração distribuída ou gerador distribuído

IEA – *International Energy Agency*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

OECD – *Organisation de coopération et de développement économiques*

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PRODIST – Procedimentos da Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica

UTE – Usina Termoelétrica de Energia

WADE – *World Alliance for Decentralized Energy*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Geração distribuída: um breve panorama

FATORES como o crescimento populacional e o aumento natural da demanda por energia elétrica, em conjunção com o desenvolvimento de novas tecnologias, o crescimento das pressões ambientais por parte de ONGs (Organizações Não Governamentais, bem como os incentivos a sistemas economicamente mais eficientes e menos poluentes, estão fazendo com que o setor elétrico passe por uma reestruturação. Esse processo, que tem ocorrido em muitos países, tem contribuído de forma expressiva para a eliminação das barreiras legais e econômicas, dando origem a novos agentes geradores de energia elétrica (Denny, et al., 2002). Como consequência dessas mudanças, o mercado competitivo de energia elétrica fez com que crescesse o número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica, cunhando o termo *geração distribuída* (GD) ou *geração dispersa* (CIRED Working Group 04, 1999; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; Jenkins, et al., 2000; Ackermann, et al., 2001). De fato, isso é confirmado pelos números divulgados anualmente pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2002) e pela Aliança Mundial pela Energia Descentralizada (WADE, 2007). A Figura 1.1 mostra o perfil de diversos países em termos percentuais da produção total de energia elétrica a partir de fontes descentralizadas no ano de 2006 (WADE, 2006).

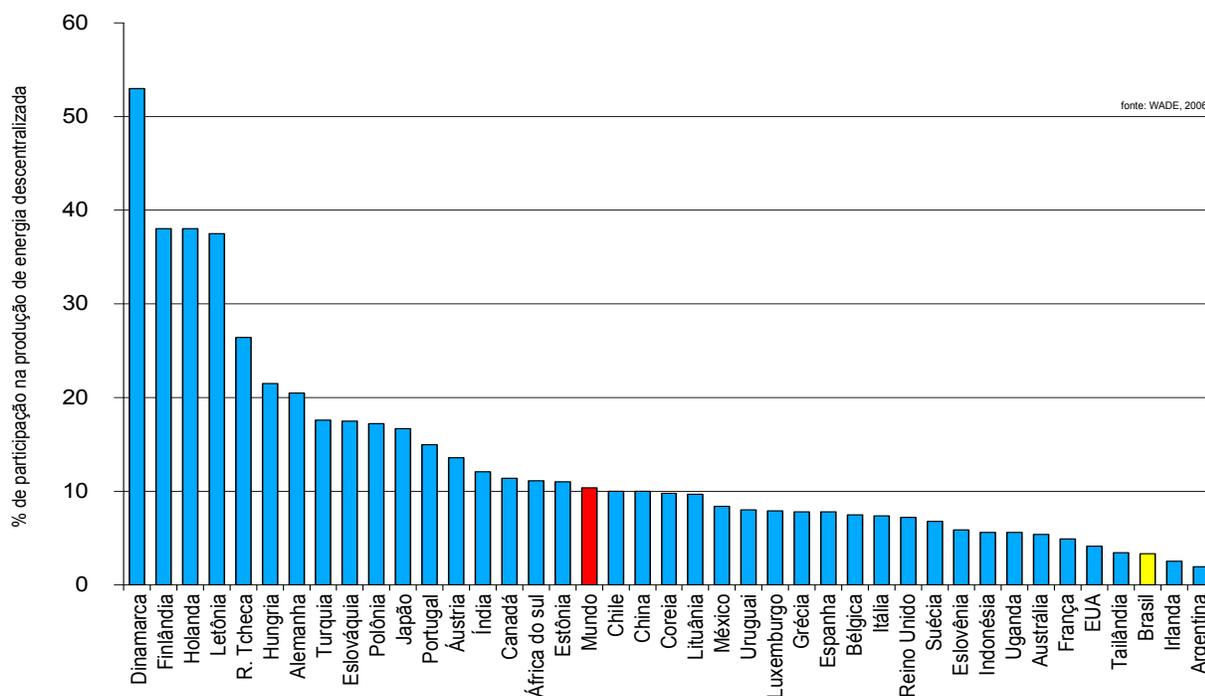


Figura 1.1 – Percentual de geração de energia descentralizada em diversos países.

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, o Brasil contava, em outubro de 2010, com 2.297 usinas em operação que correspondem a uma capacidade instalada de 111.012 MW (megawatts) – número que exclui a participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 174 são hidrelétricas (UHE), 1.374 termoelétricas (UTE) abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa¹, óleo diesel e óleo combustível), 376 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), duas nucleares, 321 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), 46 eólicas (EOL), 4 solares (SOL) e 2 usinas termonucleares (UTN). Este segmento conta com mais de 1.200 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes (ANEEL, 2010). Em outubro de 2010, o percentual de geração distribuída no Brasil (considerando as usinas em operação do tipo PCH, CGH, SOL, EOL e apenas as UTE que usam biomassa) representa cerca de 10% da matriz energética elétrica brasileira (ANEEL, 2010), como mostra a Figura 1.2. Esse percentual divide-se em 3,6% provenientes de PCH, CGH, EOL e SOL e 6,4% de UTE alimentadas por biomassa. As usinas térmicas que estão em operação na presente data, e que usam o bagaço de cana-de-açúcar

¹ Define-se biomassa como qualquer matéria orgânica que possa ser transformada em energia mecânica, térmica ou elétrica.

como fonte primária, representam uma capacidade instalada cerca de 6.000 MW (5,0% da capacidade instalada total do País). Com base nos empreendimentos já outorgados e em construção (considerando apenas o crescimento de usinas do tipo PCH, CGH, EOL e SOL, os quais acrescentarão 5,5% à capacidade instalada de geração) e na estimativa de crescimento de UTE a biomassa, com cerca de 5.000 MW, o percentual de GD representará algo próximo de 15% da matriz energética elétrica brasileira. Esse crescimento está diretamente relacionado com programas governamentais de incentivo como o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) da Eletrobras (Eletrobras, 2002).

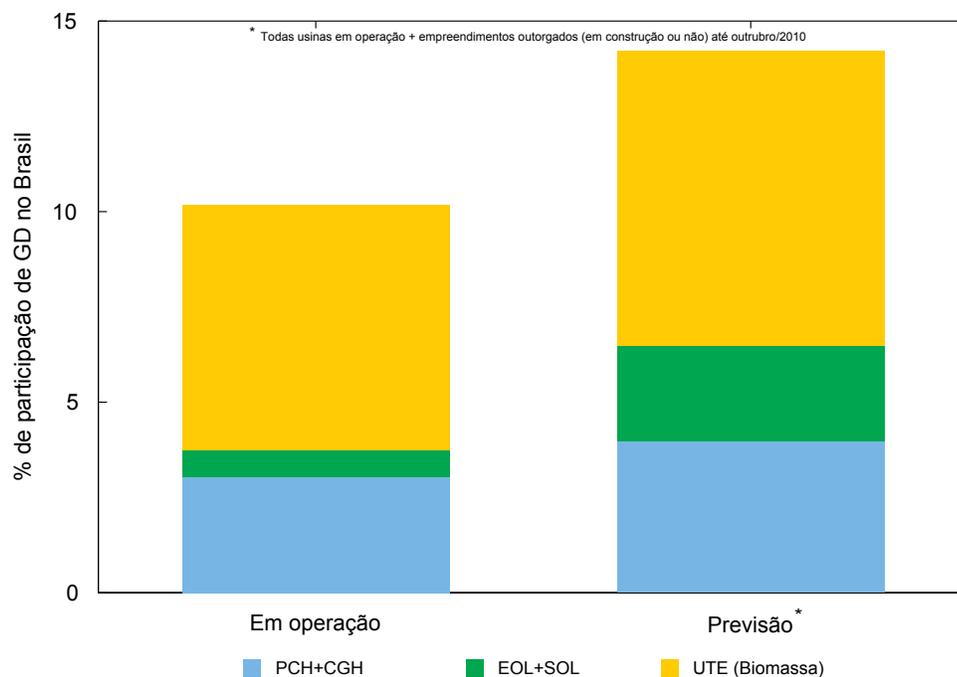


Figura 1.2 – Estimativa de participação de GD no Brasil.

Uma característica da geração distribuída, de fato, é a diversidade de tecnologias existentes, destacando-se (Jenkins, et al., 2000): turbinas a gás ou a vapor (usando combustíveis fósseis ou biomassa), máquinas de combustão interna a pistão (diesel ou gás), células a combustível, pequenas centrais hidrelétricas, geração eólica e células fotovoltaicas. Algumas têm experimentado grande propulsão no cenário mundial como a energia eólica e solar, principalmente nos países da União Européia e Estados Unidos (Belic, et al., 2009). Países como a China e Rússia vêm investindo em pequenas centrais nucleares, chamadas de SMRs (*small*

modular reactors) onde estão sendo construídas usinas de potência de 70 a 210 MW (Fairley, 2010). No Brasil, algumas regiões têm merecido destaque para a inclusão de geração distribuída, como por exemplo: Nordeste para utilização de energia eólica; Sul e Sudeste com o uso de pequenas centrais hidrelétricas e usinas termelétricas a biomassa (sendo a principal fonte primária o bagaço e a palha da cana-de-açúcar).

1.2 Impactos técnicos

O cenário com aumento da inserção de geradores distribuídos cria novos desafios técnicos, uma vez que originalmente as redes de subtransmissão e distribuição de energia elétrica não foram projetadas para a conexão desses geradores (Dugan, et al., 1984; Hadjsaid, et al., 1999; Barker, et al., 2000; Dugan, et al., 2002). Dependendo do ponto de conexão, os geradores distribuídos podem afetar adversamente o desempenho da operação dessas redes quanto à qualidade e confiabilidade da energia fornecida (IEEE Std. 1547, 2003; Jenkins, et al., 2000; Dugan, et al., 2002; Conti, et al., 2003; Quezada, et al., 2006; Ochoa, et al., 2006).

Ao se instalar e operar geradores em redes de distribuição, diversos quesitos técnicos devem ser analisados, entre eles (Jenkins, et al., 2000; Dugan, et al., 2002): perfil de tensão em regime permanente; sobrecarga nos alimentadores e transformadores; perdas elétricas; estabilidade de tensão; estabilidade de ângulo; transitórios de tensão e corrente; fluxos de correntes de curto-circuito; detecção de ilhamento; proteção da rede; proteção no ponto de conexão; proteção do gerador; distorção harmônica; ferro-ressonância; confiabilidade; etc. Entre esses quesitos, o aumento do perfil de tensão em regime permanente, o aumento dos fluxos de correntes elétricas, o aumento dos fluxos de correntes de curto-circuito e as variações das perdas são os primeiros estudos a serem realizados pelos engenheiros das concessionárias ao se analisar uma nova solicitação de conexão. Portanto, tais quesitos técnicos foram selecionados como objeto de estudos neste trabalho. A seguir, uma breve descrição desses itens é apresentada, sendo que nos respectivos capítulos de análise o problema é discutido com maior nível de detalhamento.

1.2.1 AUMENTO DO PERFIL DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

Uma questão considerada bastante restritiva para o aumento da penetração de geração distribuída é a elevação do perfil de tensão em regime permanente causado pela conexão de geradores em sistemas de distribuição (CIRED Working Group 04, 1999; CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; Masters, 2002). Isso ocorre sobretudo devido à baixa relação X/R dos alimentadores de distribuição, de forma que para aumentar o fluxo de potência ativa entre duas barras do sistema deve haver diferença suficiente entre os módulos das tensões nodais, além de abertura angular (Masters, 2002, Freitas, et al., 2006). Recentemente, esse assunto tem despertado a atenção da comunidade acadêmica e muitos trabalhos têm sido publicados nessa área (Salman, 1996; Hird, et al., 2004; Bollen, et al., 2005; Villacci, et al., 2006; Freitas, et al., 2006; Vovos, et al., 2007; Viawan, et al., 2007; Senju, et al., 2008; Viawan, et al., 2008; Hiscock, et al., 2008; Ayres, et al., 2010). Para garantir a qualidade do fornecimento de energia, os órgãos reguladores estabelecem que os módulos das tensões ao longo de um alimentador sejam mantidos dentro de estreitos limites. Entretanto, a presença de uma planta de GD pode causar variações de tensões inaceitáveis de forma que sua operação pode ser restringida ou inviabilizada. Por este motivo, o problema do aumento de tensão é apontado como um dos principais fatores que podem limitar o nível de penetração de GD em uma rede de distribuição (Masters, 2002; Ayres, et al., 2010). O impacto da GD no perfil de tensão em regime permanente pode ser analisado através do uso de um programa de fluxo de carga.

1.2.2 AUMENTO DOS FLUXOS DE CORRENTES ELÉTRICAS

Além da elevação do perfil de tensão, outro aspecto técnico que pode limitar a quantidade de geração distribuída em redes típicas de distribuição é o aumento dos módulos de correntes nos alimentadores. Como consequência desse efeito, o limite térmico dos alimentadores pode ser alcançado, provocando sobrecarga nos cabos e alimentadores (Jenkins, et al., 2000, Dugan, et al., 2002). Embora os fluxos de correntes também possam ser reduzidos ao se instalar geradores distribuídos próximos aos centros de carga, postergando novos investimentos na ampliação de infra-estrutura em redes de distribuição ou permitindo o fornecimento de energia elétrica a novos consumidores, dependendo da localização, nível de

geração e do modo de operação dos geradores, em alguns trechos de linhas pode ocorrer inversão de fluxos, levando até mesmo à violação da capacidade de corrente dos condutores. Isso é decorrente principalmente da topologia radial empregada em redes de distribuição de energia elétricas. O impacto de geradores distribuídos nos fluxos de correntes elétricas em regime permanente pode ser analisado usando uma ferramenta de cálculo de fluxo de carga.

1.2.3 AUMENTO DOS FLUXOS DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A instalação de geradores distribuídos pode mudar a distribuição dos fluxos de correntes de curto-circuito, demandando o reajuste da proteção de forma a manter a seletividade e a coordenação (Dugan, et al., 2002). O aumento desses fluxos pode violar a capacidade de interrupção das chaves empregadas no sistema de proteção e/ou os limites transitórios de condução dos elementos sérios do circuito (sobretudo dos cabos e transformadores). Ressalta-se que tais questões devem ser analisadas considerando todas as possibilidades de pontos de ocorrência de faltas. Segundo a norma técnica da companhia CPFL, *Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL* (CPFL, 2007), a corrente simétrica total de curto-circuito em qualquer ponto da rede de distribuição com todos os geradores do autoprodutor em paralelo não poderá exceder 10 kA. Já a norma da companhia ELEKTRO, ND.65 (ELEKTRO, 2009), não permite o paralelismo de autoprodutores caso não se consiga limitar os mesmos 10 kA, porém para uma capacidade total de curto-circuito assimétrico em qualquer ponto da rede. O impacto de geradores distribuídos nos fluxos de correntes de curto-circuito pode ser determinado utilizando um programa de cálculo de curto-circuito.

1.2.4 PERDAS ELÉTRICAS

As perdas de energia elétrica nas linhas de transmissão e distribuição (T&D) representam uma média de 7% de toda a energia elétrica produzida nos países membros do OECD. No Brasil essa média chega a 17% do consumo doméstico total devido às grandes distâncias entre as grandes usinas e os centros de carga (IEA, 2006). Há várias discussões sobre o impacto de GD nas perdas principalmente em sistemas de distribuição de energia elétrica (Ochoa, et al., 2006; Quezada, et al., 2006; Borges, et al., 2006; Ayres, et al., 2009). Geradores distribuídos certamente

têm o potencial de reduzi-las, contudo, do ponto de vista da concessionária de distribuição as perdas podem aumentar dependendo do nível de geração. Um dos desafios em analisar essa questão reside no fato de que as perdas não possuem uma característica linear, e sim quadrática, por serem dependentes de outras variáveis como os módulos e os ângulos das tensões das barras do sistema. À medida que o nível de penetração de GD é aumentado, o comportamento das perdas pode aumentar ou diminuir dependendo do estado da rede e da localização de GD, o que dificulta uma projeção de mínimas perdas caso o operador da rede de distribuição não utilize, por exemplo, técnicas de otimização. Um programa de cálculo de fluxo de carga pode ser usado para investigar a influência de geradores distribuídos nas perdas elétricas de redes de distribuição.

1.3 Metodologias de análise

O problema de análise do impacto da instalação de geradores distribuídos, levando em conta aspectos técnicos e de segurança, tem sido investigado por vários pesquisadores (Wang, et al., 2004; Celli, et al., 2005; Ochoa, et al., 2006; Harrison, et al., 2005; Vovos, et al., 2005; Siano, et al., 2009; Jabr, et al., 2009; Gözel, et al., 2009; Ayres, et al., 2009; Ochoa, et al., 2010; Ayres, et al., 2010). Como discutido previamente, a ferramenta básica para investigar os impactos no perfil de tensão e nos fluxos de correntes em regime permanente e de curto-circuito, bem como nas perdas elétricas, é o cálculo de fluxo de carga e de curto-circuito. Com execução de repetidos cálculos de fluxos de carga e de curto-circuito é possível determinar precisamente os limites máximos de geração por barra que não causam degradação no desempenho de regime permanente da rede considerando esses quesitos técnicos.

Embora o uso simultâneo de programas de cálculo de fluxo de carga e de corrente de curto-circuito permita investigar com precisão o impacto de geradores distribuídos nos quesitos sob análise nesta tese de doutorado, tais ferramentas sozinhas não possibilitam que uma visão sistêmica seja obtida. Por exemplo, simplesmente analisando os resultados de diversas soluções dessas ferramentas não se pode prontamente determinar a máxima capacidade por barra do sistema de forma que essa informação possa ser utilizada na alocação e operação desses geradores. Assim, diversas ferramentas têm sido propostas para auxiliar no processo de

alocação, dimensionamento e operação desses geradores. As principais metodologias que abordam esse problema de um ponto de vista mais sistêmico são baseadas sobretudo na alocação ótima de geradores distribuídos e podem ser classificadas como segue.

1.3.1 MÉTODOS BASEADOS EM ÍNDICES

Chiradeja, et al., 2004, propõem um conjunto de índices para avaliar e quantificar alguns dos benefícios técnicos de GD em termos da melhoria do perfil de tensão, redução de perdas e redução do impacto ambiental. Ochoa, et al., 2006, apresentam um índice multi-objetivo para avaliar o impacto da geração distribuída em redes de distribuição, levando em consideração os impactos nas perdas elétricas, perfil de tensão, capacidade de corrente nos condutores e correntes de curto-circuito trifásicas e fase-terra. Singh, et al., 2007, investigam os efeitos dos modelos de carga no planejamento de sistemas de distribuição, mostrando que esses modelos podem afetar significativamente a alocação ótima dos geradores distribuídos no sistema. Ochoa, et al., 2008, apresentam um índice de desempenho multi-objetivo para redes de distribuição com geração distribuída variante no tempo, considerando diversos quesitos técnicos e repetidas simulações com ferramentas de análise de regime permanente.

1.3.2 MÉTODOS ANALÍTICOS

Wang, et al., 2004, propõem um método analítico para determinar a melhor localização para a instalação de um gerador distribuído para a configuração de mínimas perdas elétricas. Uma análise rigorosa é feita para uma distribuição uniforme, centralizada e crescente de carga em que se consideram cargas constantes e variantes no tempo em um alimentador. A abordagem é não-iterativa, e portanto, não há problemas de convergência e os resultados podem ser obtidos rapidamente. Porém os autores têm indicado que restrições como limites de tensão podem afetar a alocação dos geradores, as quais não são contempladas pela metodologia. Acharya, et al., 2006, apresentam uma expressão analítica para calcular o nível de geração ótimo e uma metodologia mais eficiente na identificação da localização ótima para os geradores distribuídos, objetivando a minimização das perdas totais de potência em redes de distribuição.

1.3.3 MÉTODOS BASEADOS EM META-HEURÍSTICAS (E OUTROS NÃO-CLÁSSICOS)

Celli, et al., 2005, propõem uma formulação de otimização multi-objetivo para alocação de geradores distribuídos em redes de distribuição existentes. A metodologia adotada permite que o operador decida qual o melhor compromisso entre custos da ampliação da rede elétrica, custo das perdas elétricas, custo da energia não fornecida e custo da energia requerida por vários consumidores. A técnica implementada é baseada em um algoritmo genético e o método de restrição- ϵ que permite escolher um conjunto de soluções. Ochoa, et al., 2008, propõem uma análise de regime permanente em série temporal para avaliar aspectos técnicos, tais como nível de geração, perdas elétricas e nível de curto-circuito. O algoritmo genético multi-objetivo NSGA (*nondominated sorting genetic algorithm*) é aplicado para encontrar configurações para maximizar o nível de penetração de geração distribuída advinda de turbinas eólicas, respeitando os limites térmicos e de tensão.

1.3.4 MÉTODOS DE PROGRAMAÇÃO NÃO-LINEAR

Siano, et al., 2009, apresentam um método que simula a melhor localização para a instalação de geradores distribuídos sob o ponto de vista do operador de sistemas de distribuição usando um fluxo de carga ótimo num período de um ano. Dent, et al., 2010, analisam como os limites de pequenas variações de tensão, ou degraus de tensão, influenciam o número de geradores distribuídos que podem ser conectados às redes de distribuição. Assim, tais restrições de degraus de tensão foram incorporadas em um método baseado em fluxo de potência ótimo para determinar a capacidade máxima da rede para a conexão dos geradores.

1.4 Justificativas e proposta do trabalho

Os métodos de análise brevemente descritos na seção anterior foram desenvolvidos para alocação ótima de geradores distribuídos e, por conseguinte, são baseados em técnicas de otimização. Embora tais metodologias forneçam informações importantes sobre os impactos causados pela instalação e operação de geradores distribuídos, elas não são necessariamente adequadas e simples o suficiente para que engenheiros de operação de sistemas de distribuição,

bem como de planejamento, possam analisar solicitações de novos acessantes de forma objetiva e direta. Na prática, atualmente, as opções de ponto de conexão de novos geradores são restritas devido à localização geográfica das instalações. Nesses casos, é importante obter prontamente informações sobre qual a máxima capacidade e o melhor modo de operação que não viole nenhuma restrição técnica operativa considerando um número limitado de pontos de conexão.

Outra questão importante refere-se ao caso de redes com múltiplos geradores. Nessa situação, se houver degradação de algum índice técnico em razão da presença dos geradores, o gerenciamento técnico deve ser realizado para tentar ponderar entre os diversos geradores, níveis de geração de acordo com as respectivas contribuições de cada planta, ou mesmo restringir a máxima geração de uma planta como uma forma de penalização. Tal questão não é respondida com os métodos descritos previamente. Adicionalmente, métodos baseados em programação linear, não-linear e meta-heurísticas, bem como os analíticos, usualmente demandam diversas soluções de fluxo de potência e/ou de cálculo de curto-circuito, aumentando o esforço computacional.

Neste contexto, o objetivo deste projeto de doutorado é propor novas metodologias analíticas simples e precisas o suficiente que permitam analisar o problema da instalação e operação de geradores em sistemas elétricos de distribuição em regime permanente de um ponto de vista mais abrangente que não necessariamente trate da alocação ótima de geradores distribuídos (contudo, como será discutido, os métodos desenvolvidos podem ser inclusos em modelos de otimização de forma a reduzir o esforço computacional). Os métodos propostos são baseados em simples operações com matrizes de sensibilidades, obtidas da solução de apenas um fluxo de carga para o caso base, e/ou da matriz impedância de rede. Uma das contribuições dessas novas metodologias reside na estimação direta da máxima potência que os geradores distribuídos podem injetar na rede sem violar os limites de tensão, os limites térmicos dos condutores (capacidade máxima de corrente), bem como a capacidade de interrupção de correntes de curto-circuito dos equipamentos de proteção. Além disso, não há a necessidade de múltiplas soluções de fluxo de potência e/ou de cálculo de curto-circuito para essa estimação da máxima potência, sendo que o cálculo é obtido simultaneamente para todas as barras do sistema, tipicamente com apenas uma operação matricial (Ayres, et al., 2010). Embora o nível de

perdas elétricas não necessariamente seja um fator técnico que limite a máxima injeção de potência por barra, esse é um fator de importância econômica, sendo que o impacto do crescimento do nível de penetração nas perdas técnicas também pode ser diretamente estimado com as metodologias propostas (Ayres, et al., 2009). As implicações de fatores como localização, modo de operação dos geradores e nível de demanda das cargas também podem ser facilmente analisadas com tais métodos. Além do mais, os métodos baseados em sensibilidades e/ou na matriz impedância permitem que fatores de responsabilidade sejam prontamente calculados, os quais quantificam o impacto percentual de cada gerador em determinado quesito técnico. Tais índices numéricos podem ser utilizados por engenheiros de empresas concessionárias de energia para penalizar ou recompensar os produtores de energia que contribuem para a degradação ou melhoria de algum tipo de limite técnico ou restrição operativa dos sistemas de distribuição, ou seja, esses métodos permitem realizar o gerenciamento técnico de múltiplos geradores de forma adequada. Visto que os métodos propostos são baseados em extrapolação de métodos linearizados, seus resultados foram comparados com aqueles obtidos via repetidos cálculos de fluxo de carga e de corrente de curto-circuito, sendo que tal comparação comprova que os resultados obtidos com os métodos aproximados são precisos. A aplicação desses métodos simplificados juntamente com técnicas de otimização também é brevemente discutida no apêndice A.

1.5 Estrutura da Tese

Ressalta-se que diferentemente da estrutura usualmente empregada em teses de doutorado, neste trabalho, optou-se por não apresentar um capítulo específico discutindo o estado da arte dos tópicos sob análise. Essa decisão foi tomada com base no fato que os quatro tópicos analisados (perfil de tensão, fluxos de correntes, correntes de curto-circuito e perdas elétricas) são descritos e discutidos sequencialmente em diferentes capítulos juntamente com os resultados das metodologias propostas. Acredita-se que isso permita que a leitura da tese flua mais facilmente. Portanto, esta tese está organizada da seguinte maneira:

- Capítulo 2: apresenta uma metodologia baseada em sensibilidades das tensões nodais em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa para estimar

quanto cada gerador distribuído pode injetar em uma determinada rede de distribuição sem provocar violação dos limites de tensão em regime permanente. Esse capítulo também apresenta índices numéricos, denominados de FATORES DE RESPONSABILIDADE DE TENSÃO, os quais indicam quanto cada gerador contribui para o aumento do módulo da tensão em redes com múltiplos geradores;

- Capítulo 3: apresenta uma metodologia baseada em sensibilidade das correntes nos ramais em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa para estimar a máxima potência que um gerador pode injetar na rede de distribuição sem que ocorra violação dos limites térmicos dos condutores. Índices numéricos que quantificam o quanto cada gerador contribui para o aumento ou diminuição do módulo de corrente em qualquer linha do sistema em redes com múltiplos geradores, denominados de FATORES DE RESPONSABILIDADE DE CORRENTE, são propostos e analisados;
- Capítulo 4: uma nova metodologia é apresentada para determinar a máxima capacidade de um gerador que pode ser instalado na rede sem violar os limites de capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção ou de condução dos ramais de correntes de curtos-circuitos causadas por faltas trifásicas, além de identificar quais elementos limitam o nível de potência dos geradores. Índices definidos como FATORES DE RESPONSABILIDADE DE CURTO-CIRCUITO são propostos para analisar a contribuição de cada gerador para essas correntes em uma rede de distribuição com vários geradores;
- Capítulo 5: apresenta uma metodologia baseada em sensibilidades das perdas elétricas em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos. A formulação é definida a partir de derivadas parciais das expressões analíticas das perdas elétricas para uma expansão em série de Taylor desprezando os termos superiores aos de 2ª ordem. Chamados de ÍNDICES DE PERDAS ELÉTRICAS, índices de potências ativa e reativa são propostos para indicar a parcela de cada gerador nas perdas em um sistema com múltiplos geradores;

- Capítulo 6: apresenta e discute as conclusões e considerações finais da tese. Sugestões para trabalhos futuros também são feitas neste capítulo;
- Apêndice A: realiza alguns estudos iniciais sobre o uso dos métodos desenvolvidos em modelos de otimização para alocação de geradores distribuídos. Modelos matemáticos são formulados para tratar o planejamento ótimo de geração distribuída considerando os critérios de minimização de custos das perdas elétricas e minimização dos custos relativos à manutenção das tensões em seus valores nominais;
- Apêndice B: mostra resultados de simulações empregando simultaneamente as metodologias de sensibilidades de tensão, de perdas elétricas, de correntes elétricas, e o método analítico de corrente de curto-circuito aplicados a outras redes de distribuição de forma a comprovar o desempenho do método independentemente do sistema sob análise.

Capítulo 2

Análise do Perfil de Tensão

2.1 Introdução

UM dos principais fatores que pode limitar o nível de penetração de geração distribuída em redes típicas de distribuição é o aumento da tensão em regime permanente. Geralmente, para se determinar a máxima injeção de potência que geradores distribuídos podem fornecer ao sistema, metodologias clássicas que exigem o cálculo repetitivo de fluxos de carga são utilizadas para analisar vários cenários de demanda do sistema e modos de operação dos geradores. Essa é uma tarefa trabalhosa que normalmente requer grande esforço computacional. Assim, este capítulo apresenta um método baseado em sensibilidades das tensões em relação às injeções de potência ativa e reativa para estimar o quanto cada gerador distribuído pode injetar em uma rede de distribuição sem provocar violação dos limites de tensão em regime permanente. As principais contribuições desse método são sua simplicidade e precisão, já que se baseia na solução de um único fluxo de carga combinada com simples operações matriciais. Além disso, este capítulo apresenta também um índice que quantifica a influência de cada gerador no aumento de tensão, podendo auxiliar engenheiros de sistemas de distribuição a tomar decisões de forma a apontar quais geradores distribuídos melhoram ou degradam a qualidade do perfil de tensão em regime permanente.

2.2 Aumento da tensão em regime permanente – análise teórica

Em sistemas de transmissão, onde a relação X/R é elevada, é bem aceito que o fluxo de potência ativa entre duas barras está sobretudo relacionado com a abertura angular entre as tensões dessas barras e que o fluxo de potência reativa está principalmente relacionado com a diferença do módulo dessas tensões nodais, permitindo o desacoplamento do problema em $P\theta$ e QV em análises simplificadas. Contudo, em sistemas de distribuição, a relação X/R não é elevada de forma que a transmissão de potência ativa entre duas barras do sistema exige que haja principalmente diferença suficiente entre os módulos das tensões, além da abertura angular. Portanto, considerando que um gerador é conectado em uma rede de distribuição, o módulo da tensão no ponto de conexão se elevará para que o gerador possa exportar potência para o sistema. Isto pode ser explicado com base no sistema simplificado mostrado na Figura 2.1, para o qual o fluxo de potência em direção à subestação é dado por

$$S = P + jQ = \bar{V}_L \bar{I}^* \quad (2.1)$$

Da equação (2.1), a corrente no ponto de conexão do gerador é dada por

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_L^*} \quad (2.2)$$

e usando a lei das malhas de Kirchhoff, pode-se escrever

$$\bar{V}_L = V_S + Z\bar{I} \quad (2.3)$$

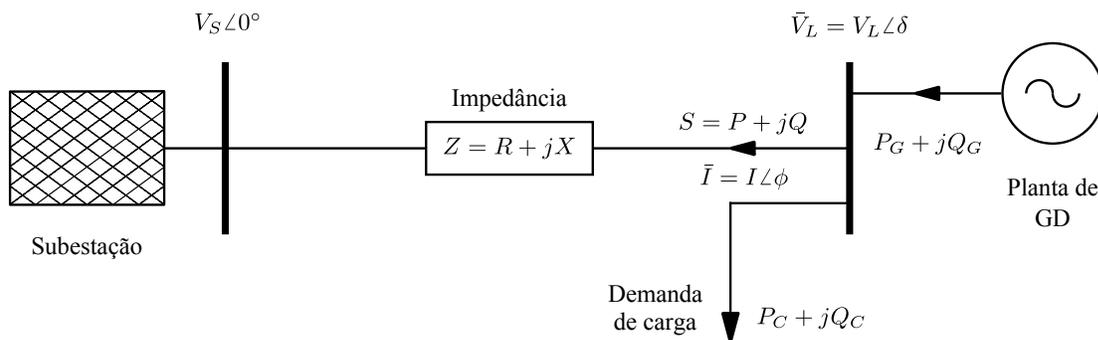


Figura 2.1 – Representação de um sistema de distribuição com demanda de carga e GD.

$$\begin{aligned} \Delta \bar{V} &= \bar{V}_L - V_S = (R + jX) \left(\frac{P - jQ}{\bar{V}_L^*} \right) \\ &= \left(\frac{RP + XQ}{\bar{V}_L^*} \right) + j \left(\frac{XP - RQ}{\bar{V}_L^*} \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Em redes de distribuição, a relação X/R tende a ser baixa de forma que os termos que multiplicam o valor de resistência não podem ser desprezados, contudo, a diferença entre os ângulos de fase das tensões nesse tipo de rede é pequena. Considerando o diagrama fasorial da Figura 2.2, assume-se que o ângulo δ seja bem pequeno tal que a relação $|\Delta \bar{V}| \approx |\Re_e \{ \Delta \bar{V} \}|$ seja válida. Portanto, a queda de tensão entre o ponto de conexão do gerador e a subestação é determinada aproximadamente como sendo

$$|\Delta \bar{V}| \approx |\Re_e \{ \bar{V}_L - V_S \}| \approx \frac{RP + XQ}{V_L} \quad (2.5)$$

ou,

$$\Delta V \approx \frac{R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C)}{V_L} \quad (2.6)$$

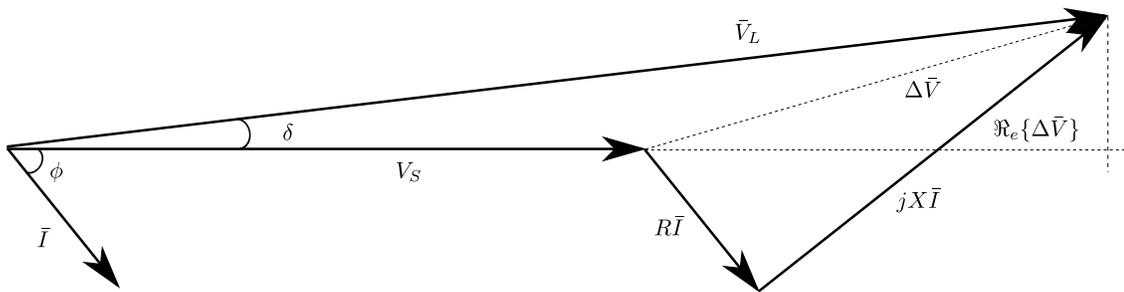


Figura 2.2 – Diagrama fasorial para a representação do sistema de distribuição modelo.

Da equação (2.6), sabendo que os valores de R e X são positivos, pode-se perceber que o módulo da tensão no ponto de conexão do gerador será maior do que na subestação se $R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C) > 0$. No entanto, se $R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C) < 0$, o módulo da tensão na subestação será maior. Sendo assim, quatro possíveis combinações são apresentadas na

Tabela 2-I para mostrar a relação entre os módulos da tensão na subestação e no ponto de conexão da planta de GD.

O Caso 1 corresponde à situação em que a potência do gerador é menor do que a carga local. Nesse caso o módulo da tensão na subestação será maior que a tensão no ponto de conexão do gerador. No Caso 2 a potência ativa do gerador é maior do que a carga local, porém a potência reativa consumida é suficiente pra manter a tensão no ponto de conexão do gerador menor do que na subestação. O Caso 3 é similar ao Caso 2, no entanto, a potência ativa exportada é muito maior do que potência reativa consumida, de modo que a tensão na barra de conexão do gerador seja maior do que na subestação. No último caso, Caso 4, além de potência ativa, o gerador também exporta potência reativa fazendo com que a tensão no ponto de conexão do gerador suba além da tensão da subestação.

Tabela 2-I – Relação do módulo de tensão para diferentes condições de fluxo de carga.

	Sinal da potência líquida entregue por GD ao sistema		$RP+XQ$	Relação do módulo de tensão
	$P = P_G - P_C$	$Q = Q_G - Q_C$		
Caso 1	$P \leq 0$	$Q \leq 0$	≤ 0	$V_S \geq V_L$
Caso 2	$P \geq 0$	$Q \leq 0$	≤ 0	$V_S \geq V_L$
Caso 3	$P \geq 0$	$Q \leq 0$	≥ 0	$V_S \leq V_L$
Caso 4	$P \geq 0$	$Q \geq 0$	≥ 0	$V_S \leq V_L$

A equação (2.6) e a Tabela 2-I mostram que o desvio de tensão entre a subestação e o ponto de conexão do gerador depende da relação X/R e também da potência reativa consumida ($Q_G \leq 0$) ou injetada ($Q_G \geq 0$) pelo gerador. O efeito da injeção de potência reativa por uma planta de GD é similar ao da instalação de um banco de capacitores que eleva o módulo da tensão no ponto de conexão. Para o caso da planta de GD, existe ainda o efeito combinado de ambas as injeções de potência, ativa e reativa (como nos Casos 3 e 4). Pode-se concluir também analisando equação (2.6) que para condições de carga leve, ou seja, $P_C \ll P_G$, o aumento de V_L em relação a

V_s será maior, visto que uma maior quantidade de potência ativa será transmitida em direção a subestação.

Para facilitar a análise, considerou-se um sistema composto apenas pela barra da subestação e a barra terminal do gerador, contudo, a análise acima é válida para sistemas com múltiplas barras e derivações. O que a expressão (2.6) deixa explícito é que, considerando a injeção de potência reativa igual a zero, para existir fluxo de potência ativa entre duas barras em sistemas de distribuição, é necessário que o módulo da tensão na barra que está injetando potência na rede seja maior que o módulo da tensão na barra receptora.

2.3 Aumento da tensão em regime permanente – análise via simulação computacional

Para ilustrar que a injeção de potência ativa por geradores distribuídos leva a um aumento considerável do perfil de tensão em regime permanente, um estudo de caso é realizado nesta seção. O método de *Newton-Raphson* para o cálculo do fluxo de potência é usado nas simulações. As cargas são modeladas como potência constante. O diagrama unifilar do sistema teste é mostrado na Figura 2.3. Trata-se de um sistema de distribuição de 70 barras, 69 ramos, cujos dados são obtidos de Baran, et al., 1989. A numeração das barras foi modificada, como em Ayres, et al., 2010, para facilitar a visualização gráfica da máxima injeção de potência injetada por barra, entretanto, a numeração original é mostrada entre parênteses nessa figura.

Antes da instalação de um gerador, o operador da rede de distribuição deve avaliar os piores cenários, os quais normalmente são relacionados com as demandas mínima e máxima de carga. As demandas máximas de potência ativa e reativa desse sistema são 3.802,2 kW e 2.694,6 kVAr, respectivamente, e a demanda mínima é assumida ser 20% do valor da demanda máxima. O tap do transformador de potência da subestação é ajustado em 1,04 pu para manter todos os módulos de tensão dentro da faixa permitida de operação (0,95 a 1,05 pu) para demanda mínima e máxima sem a presença de geradores distribuídos.

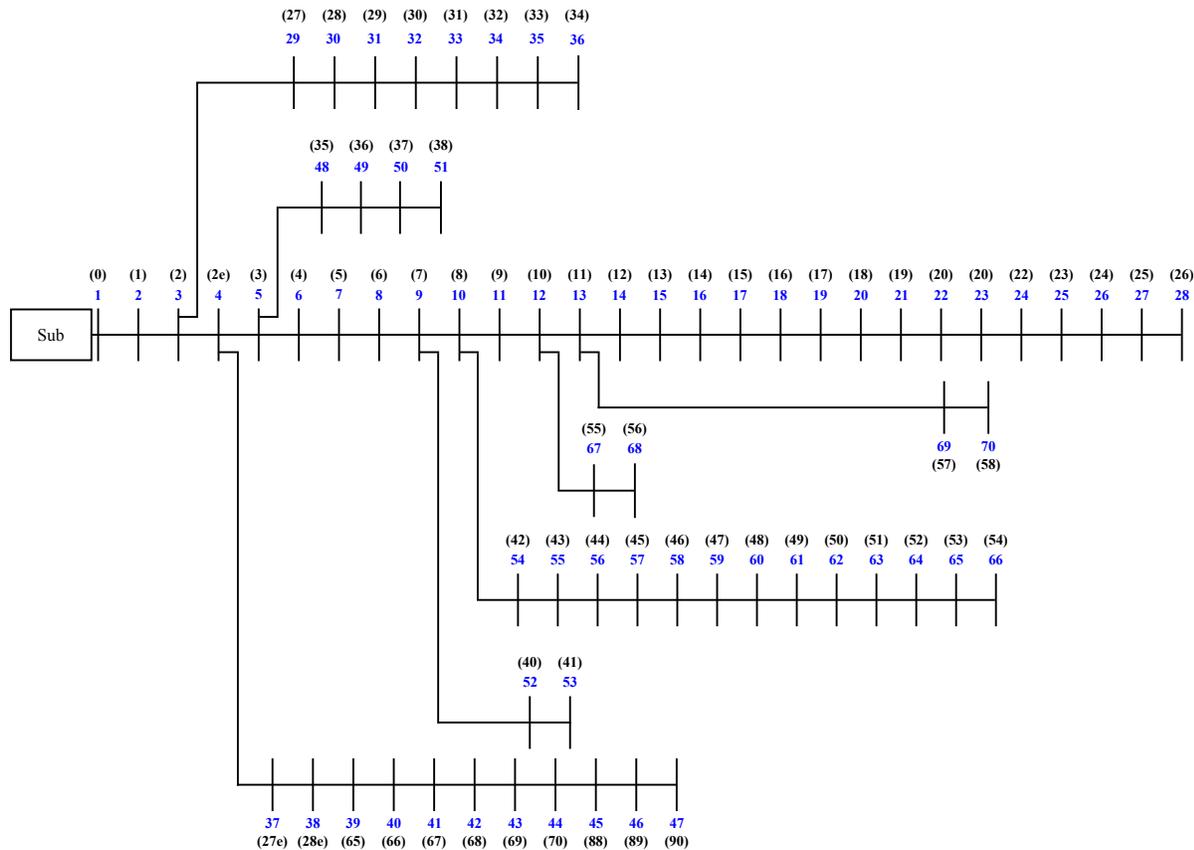


Figura 2.3 – Diagrama unifilar do sistema teste utilizado.

Considerando que um autoprodutor deseja instalar um gerador operando com fator de potência unitário na barra 25 do sistema teste, deseja-se obter qual a máxima potência que este gerador possa injetar na rede sem causar violações no perfil de tensão em regime permanente. Para isso, diversos cálculos de fluxos de carga são executados de modo que a potência injetada pelo autoprodutor é incrementada em passos de 100 kW. Na Figura 2.4 é mostrado como o aumento da injeção de potência desse gerador altera o perfil de tensão da rede para as condições de demanda máxima e demanda mínima. Na condição de demanda máxima, Figura 2.4(a), uma injeção de potência de 500 kW não provoca violações de tensão, apesar das barras próximas à barra 25 sofrerem uma variação de tensão significativa em relação às demais barras do sistema. Entretanto, na condição de demanda mínima, Figura 2.4(b), várias barras violam o limite superior de tensão (1,05 pu) caso a capacidade do gerador seja igual ou maior que 400 kW. Essa condição de demanda é a mais restritiva sob o ponto de vista do aumento de perfil de tensão em

regime permanente. Nesses casos, autoprodutores de energia geralmente têm que limitar ou mesmo reduzir a potência de saída da planta de GD, a fim de evitar multas contratuais que possam ser aplicadas pelas concessionárias de energia.

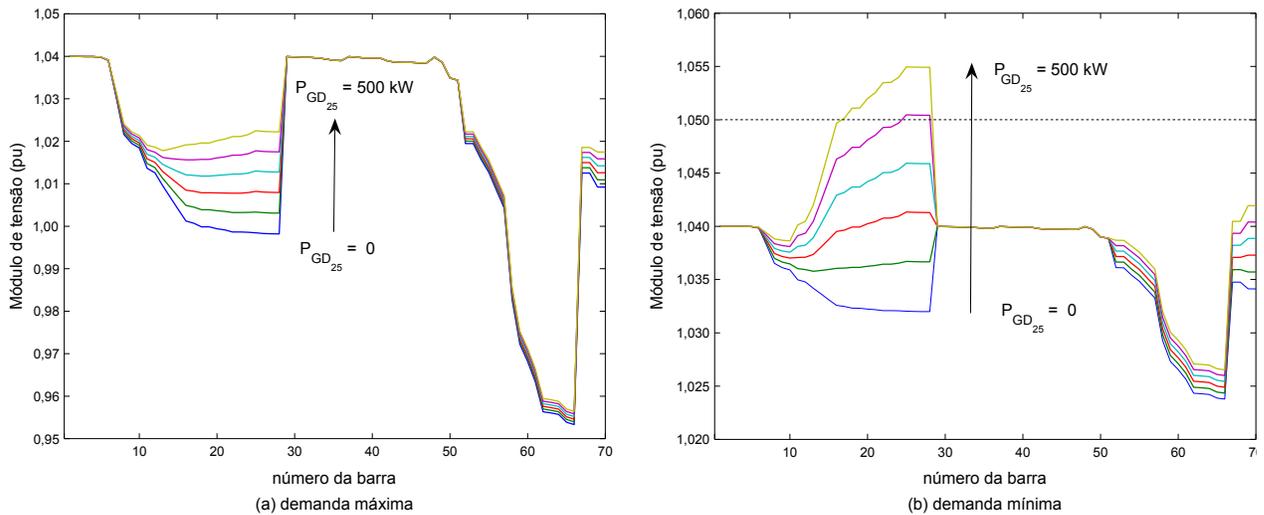


Figura 2.4 – Perfis de tensão para condições de demanda máxima e mínima.

2.4 Metodologia de análise via sensibilidades

Embora a questão do aumento do perfil de tensão possa ser investigada através da análise dos resultados de diversos cálculos de fluxos de carga, é desejável que métodos diretos sejam desenvolvidos para estimar rapidamente o valor máximo de potência que um gerador pode injetar na rede sem causar violações de tensões. De fato, o desenvolvimento de metodologias analíticas para determinação do impacto de geradores distribuídos no perfil de tensão dos sistemas tem sido objeto de interesse de diversos pesquisadores (Kim, et al., 2001; Conti, et al., 2003; Dai, et al., 2004). Um dos métodos propostos por estes autores baseia-se na compensação por linha de queda (do inglês, *line drop compensator method*) para se determinar os limites de GD, sendo válido somente para topologia de redes radiais. Embora métodos como esse sempre introduzam algum nível de imprecisão nos resultados quando comparado com os métodos tradicionais baseados em fluxos de carga, os métodos analíticos facilitam o entendimento de aspectos fundamentais associados ao problema e permitem a realização de estudos de forma mais rápida, simples e direta.

Diferentemente do método citado previamente, neste trabalho é apresentada uma nova metodologia baseada no uso das sensibilidades das tensões em relação às variações de injeções de potência ativa e reativa para avaliar o impacto de geradores distribuídos no perfil de tensão. Tais sensibilidades são obtidas diretamente das matrizes Jacobianas reduzidas, que podem ser determinadas a partir do modelo estático de um sistema de potência linearizado em torno de um ponto de equilíbrio (V^0, θ^0) , dado por²

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

onde:

$\Delta \boldsymbol{\theta}$ – vetor de variação incremental do ângulo da tensão nodal;

$\Delta \mathbf{V}$ – vetor de variação incremental do módulo de tensão nodal;

$\Delta \mathbf{P}$ – vetor de variação incremental de potência ativa nodal;

$\Delta \mathbf{Q}$ – vetor de variação incremental de potência reativa nodal;

$\mathbf{J}_{P\theta}$, \mathbf{J}_{PV} , $\mathbf{J}_{Q\theta}$ e \mathbf{J}_{QV} – submatrizes da matriz Jacobiana \mathbf{J} do sistema.

Baseando-se na modelagem utilizada para resolução do fluxo de carga pelo método de *Newton-Raphson*, os elementos da matriz Jacobiana (\mathbf{J}) representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões (módulo e ângulo) nas barras do sistema.

2.4.1 SENSIBILIDADES V-P

Os coeficientes de sensibilidade V-P (módulo de tensão – potência ativa) permitem estimar o impacto da variação da potência ativa no perfil de tensão do sistema. Supondo $\Delta \mathbf{Q} = 0$ na equação (2.7)³, as variações de potência ativa $\Delta \mathbf{P}$ podem ser calculadas como sendo

² Neste trabalho, matrizes e vetores são representados em negrito.

³ Suposição válida uma vez que as equações de (2.7) são lineares e homogêneas e, portanto, o princípio da superposição pode ser aplicado.

$$\Delta \mathbf{P} = (\mathbf{J}_{PV} - \mathbf{J}_{P0} \mathbf{J}_{Q0}^{-1} \mathbf{J}_{QV}) \Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{RPV} \Delta \mathbf{V} \quad (2.8)$$

Assim, as variações de tensão para incrementos de potência ativa são

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{RPV}^{-1} \Delta \mathbf{P} \quad (2.9)$$

sendo \mathbf{J}_{RPV} a matriz Jacobiana reduzida que relaciona diretamente a variação incremental do módulo de tensão nodal com a variação incremental de injeção de potência ativa nodal. A obtenção da solução dessa equação via fatoração só é possível se todas as barras do sistema forem modeladas como barras de carga (do tipo PQ), ou seja, se a matriz \mathbf{J}_{Q0} for quadrada. Essa situação ocorre para a grande maioria dos sistemas de distribuição nos quais o único ponto de controle rígido de tensão é na subestação, a qual é modelada como barra de referência (do tipo V0), sendo todas as outras barras modeladas como sendo PQ. Vale ressaltar que mesmo as barras com GD são tipicamente consideradas do tipo PQ, uma vez que normalmente os geradores distribuídos não contribuem para o controle de tensão do sistema (Jenkins, et al., 2000)⁴.

Do ponto de vista matricial, a equação (2.9) pode ser escrita e usada de duas formas diferentes como segue:

- $\Delta \mathbf{P}$ é escrito como um vetor de dimensão n , sendo que n é o número de barras do sistema, e os elementos não-nulos de $\Delta \mathbf{P}$ representam os valores de potência injetada nas barras onde são instalados novos geradores. Portanto, $\Delta \mathbf{V}$ é um vetor de dimensão n representando a variação do perfil de tensão caso esses geradores sejam instalados. Desta maneira, essa equação pode ser empregada para investigar o impacto da instalação de múltiplos geradores simultaneamente. Esta forma da equação será denominada representação vetorial;
- $\Delta \mathbf{P}$ é escrito como uma matriz diagonal de dimensão $n \times n$, onde cada elemento da diagonal representa o valor de potência injetada pela instalação de um mesmo gerador (o valor deste elemento é constante) em diferentes barras. Deste modo, $\Delta \mathbf{V}$ é uma matriz com dimensão $n \times n$ representando a variação do perfil de tensão para

⁴ Mais a frente, neste capítulo será discutida a aplicação da metodologia proposta na presença de reguladores de tensão.

cada opção de instalação (diferentes barras) do gerador sob análise. Essa equação, pode então ser empregada para determinar o impacto da instalação de um novo gerador em diferentes barras do sistema simultaneamente. Esta segunda forma de representação será empregada mais adiante quando os valores máximos de injeção de potência ativa por barra serão determinados com apenas uma operação matricial⁵. Esta forma da equação será denominada representação matricial.

A desvantagem dessa equação (2.9), independente de sua representação, é que somente geradores com fator unitário podem ser considerados. Para isso, as sensibilidades V-Q são usadas para eliminar essa limitação, como serão mostradas na subseção a seguir.

2.4.2 SENSIBILIDADES V-Q

Um aspecto importante quando se deseja estudar os efeitos causados pela conexão de geradores no perfil de tensão da rede é a capacidade de geração/consumo de potência reativa dos geradores. Com esse objetivo, devem ser introduzidos coeficientes de sensibilidade V-Q (módulo de tensão – potência reativa) que relacionam as variações de tensão nodal com as variações de potência reativa nodal. Assim, supondo agora que $\Delta \mathbf{P} = 0$ na equação (2.7)⁶, as variações de potência reativa $\Delta \mathbf{Q}$ podem ser escritas como sendo

$$\Delta \mathbf{Q} = (\mathbf{J}_{\mathbf{QV}} - \mathbf{J}_{\mathbf{Q\theta}} \mathbf{J}_{\mathbf{P\theta}}^{-1} \mathbf{J}_{\mathbf{PV}}) \Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{\mathbf{RQV}} \Delta \mathbf{V} \quad (2.10)$$

Portanto, as variações de tensão para incrementos de potência reativa podem ser calculadas por

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{\mathbf{RQV}}^{-1} \Delta \mathbf{Q} \quad (2.11)$$

sendo $\mathbf{J}_{\mathbf{RQV}}$ a matriz Jacobiana reduzida que relaciona diretamente a variação incremental do módulo de tensão nodal com a variação incremental de injeção de potência reativa nodal. As duas possibilidades de representação da equação (2.11) são iguais às discutidas para a representação da equação (2.9), ou seja, pode-se empregar a representação vetorial ou matricial.

⁵ De fato, como será visto, a principal aplicação da metodologia proposta é para a determinação da máxima potência que pode ser injetada em todas as barras de forma simples e não a determinação do novo perfil de tensão.

⁶ Aplicando novamente o princípio da superposição.

2.4.3 ESTIMAÇÃO DA VARIAÇÃO DO PERFIL DE TENSÃO VIA SENSIBILIDADES

A informação obtida das duas matrizes de sensibilidades (\mathbf{J}_{RPV} e \mathbf{J}_{RQV}) permite a estimação das variações de tensão em virtude da instalação de um ou um grupo de geradores operando com certo fator de potência. Considerando \mathbf{P}_{GD} como sendo um vetor cujos elementos não-nulos representam a injeção de potência ativa dos novos geradores, no caso de representação vetorial, ou como uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos constantes representam a injeção de potência ativa de um mesmo gerador em diferentes barras, no caso de representação matricial, e \mathbf{Q}_{GD} como sendo ou um vetor cujos elementos não-nulos representam a injeção/consumo de potência reativa dos novos geradores ou uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos representam a injeção/consumo de potência reativa do mesmo gerador alocado em diferentes barras, então, o impacto na variação do perfil de tensão devido a essas injeções de potência pode ser estimado, respectivamente, como

$$\Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{P}_{GD})} = \mathbf{J}_{RPV}^{-1} \mathbf{P}_{GD} \quad \text{e} \quad \Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{Q}_{GD})} = \mathbf{J}_{RQV}^{-1} \mathbf{Q}_{GD} \quad (2.12)$$

onde $\Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{P}_{GD})}$ e $\Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{Q}_{GD})}$, dependendo da representação de \mathbf{P}_{GD} e \mathbf{Q}_{GD} , são, respectivamente, matrizes ou vetores que refletem o desvio no perfil de tensão em razão das novas injeções de potência ativa e reativa com relação ao caso base. Aplicando o princípio da superposição, portanto, o perfil de tensão estimado depois da instalação de um mesmo gerador em diferentes barras ou um grupo de geradores, pode ser expresso analiticamente por

$$\mathbf{V} = \mathbf{V}^0 + \Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{P}_{GD})} + \Delta\mathbf{V}_{(\mathbf{Q}_{GD})} \quad (2.13)$$

onde \mathbf{V}^0 é uma matriz de dimensão $n \times n$ com o perfil de tensão para o caso base repetido em cada coluna se \mathbf{P}_{GD} e \mathbf{Q}_{GD} forem representados por matrizes diagonais, ou \mathbf{V}^0 é um vetor de dimensão n com o perfil de tensão para o caso base se \mathbf{P}_{GD} e \mathbf{Q}_{GD} forem representados por vetores. Ao passo que \mathbf{V} é uma matriz com dimensão $n \times n$ com o perfil de tensão para as diferentes possibilidades de instalação do novo gerador (diferentes barras) se \mathbf{P}_{GD} e \mathbf{Q}_{GD} forem representados por matrizes diagonais, sendo que cada coluna dessa matriz \mathbf{V} indica o impacto da instalação do gerador nas diferentes barras, ou \mathbf{V} é um vetor de dimensão n com o perfil de tensão resultante da instalação de múltiplos geradores se \mathbf{P}_{GD} e \mathbf{Q}_{GD} forem representados por

vetores. O impacto no perfil de tensão pode ser positivo ou negativo dependendo do fator de potência (fp) dos geradores. Fator de potência capacitivo provoca um aumento de tensão (variação positiva) e fator de potência indutivo causa uma queda de tensão (variação negativa), sendo que o sinal deve ser incluído no valor de potência reativa de cada gerador.

2.4.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA BASEADA NAS SENSIBILIDADES DE TENSÃO

O uso das sensibilidades V-P e V-Q para determinar o impacto de novos geradores no perfil de tensão usando a equação (2.13) é explicado e validado nesta subseção. A validação é realizada comparando os resultados obtidos diretamente pela expressão (2.13) com aqueles obtidos via fluxo de carga. A Figura 2.5 mostra o perfil de tensão do sistema teste para quatro diferentes situações como discutido a seguir e considerando a situação de máxima demanda. Inicialmente, obteve-se o perfil de tensão para o caso base (máxima demanda e sem geradores) através da solução de um fluxo de carga. A partir das sensibilidades calculadas para este caso base e utilizando-se a versão vetorial da equação (2.13), foi estimado o novo perfil de tensão da rede para as seguintes três situações:

- a) Caso 1: um gerador é instalado na barra 25 com as seguintes características:
 $P_{GD_{25}} = 1.000$ kW e $fp_{25} = 0,95$ indutivo;
- b) Caso 2: dois geradores são instalados barras nas barras 25 e 9 com as seguintes características: $P_{GD_{25}} = 1.000$ kW e $fp_{25} = 0,95$ indutivo e $P_{GD_9} = 1.000$ kW e $fp_9 = 1,0$;
- c) Caso 3: três geradores são instalados barras nas barras 25, 9 e 66 com as seguintes características: $P_{GD_{25}} = 1.000$ kW e $fp_{25} = 0,95$ indutivo, $P_{GD_9} = 1.000$ kW e $fp_9 = 1,0$ e $P_{GD_{66}} = 1.000$ kW e $fp_{66} = 0,95$ capacitivo.

O perfil de tensão para cada situação também foi obtido via fluxo de carga, os quais também são mostrados na figura. Pode-se verificar que os perfis de tensão obtidos diretamente com a equação (2.13) e com o uso de um fluxo de carga são bem próximos. Adicionalmente, observa-se que o primeiro gerador, instalado na barra 25, causa um aumento significativo do perfil de tensão, mesmo este operando com fator de potência unitário. As barras localizadas próximas ao gerador são as mais afetadas, enquanto que as demais não são tão influenciadas. O

segundo gerador, localizado na barra 9, tem um pequeno impacto no perfil de tensão por causa da sua localização próxima à subestação e ao seu modo de operação indutivo. Entretanto, a instalação desse segundo gerador leva a violações de tensão nas barras próximas da barra 25 em virtude do efeito combinado dos dois geradores. Vale comentar que essas violações (com geradores nas barras 25 e 9) são indicadas pela curva obtida com o método de sensibilidades enquanto que a curva obtida com o método de fluxo de carga indica que todo o perfil de tensão ainda se encontra dentro dos limites permitidos de tensão. Porém, essa diferença qualitativa mostra que esses resultados obtidos pelo método proposto são mais conservativos. O terceiro gerador, instalado na barra 66, afeta quase todo o perfil de tensão de forma drástica, uma vez que este injeta potência ativa e reativa no sistema. O impacto conjunto desses três geradores leva a violações severas de tensão nas barras 16 a 28.

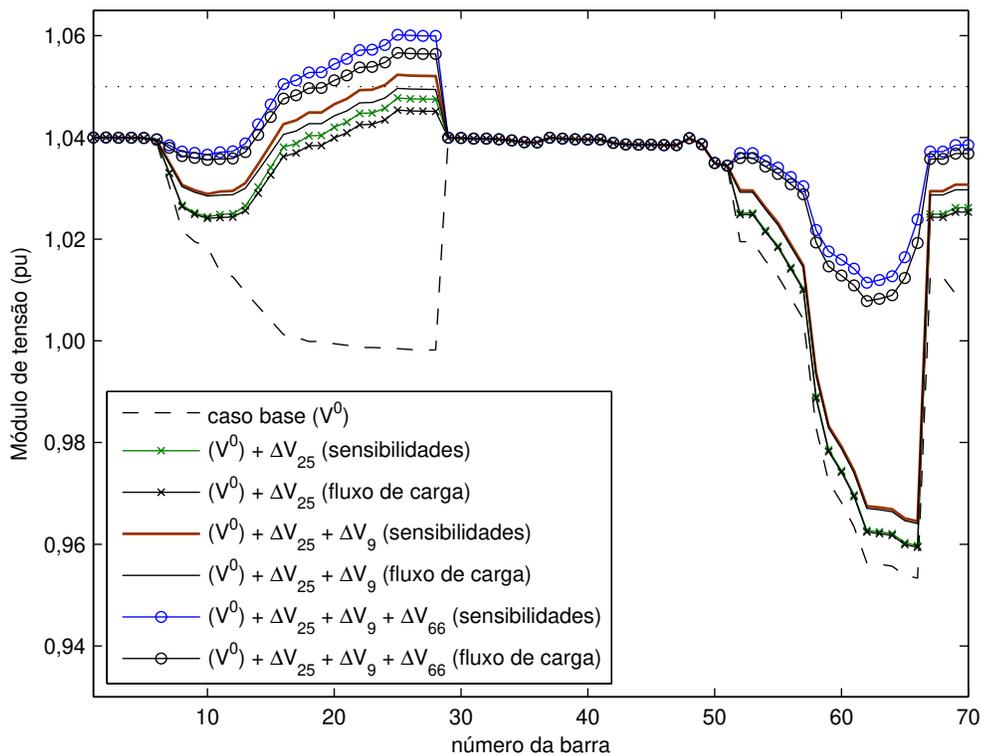


Figura 2.5 – Perfil de tensão com plantas de GD instaladas nas barras 9, 25 e 66.

Outro exemplo é apresentado considerando a instalação de um gerador de 1,0 MW na barra 18. O cenário de demanda máxima e dois modos diferentes de operação são analisados. O perfil de tensão para o caso base (sem GD) e o novo perfil de tensão após a instalação desse gerador são ilustrados na Figura 2.6, a qual revela que os resultados provenientes da metodologia baseada em sensibilidades, utilizando-se a versão vetorial da equação (2.13), são bem próximos dos resultados obtidos via fluxos de carga. O modo de operação capacitivo apresenta uma maior variação de tensão, conseqüentemente, o maior erro está associado a este caso. A Figura 2.7 apresenta a evolução do erro entre o módulo de tensão estimado e o calculado pelo fluxo de carga em função da injeção de potência ativa por esse gerador na barra 18. Apesar do aumento do erro quando a geração é incrementada, o erro máximo está dentro de uma faixa aceitável para um método linearizado ($\approx 0,2\%$). Neste caso, 1,0 MW de geração de potência corresponde a 25% da demanda ativa total do sistema ($\approx 4,0$ MW).

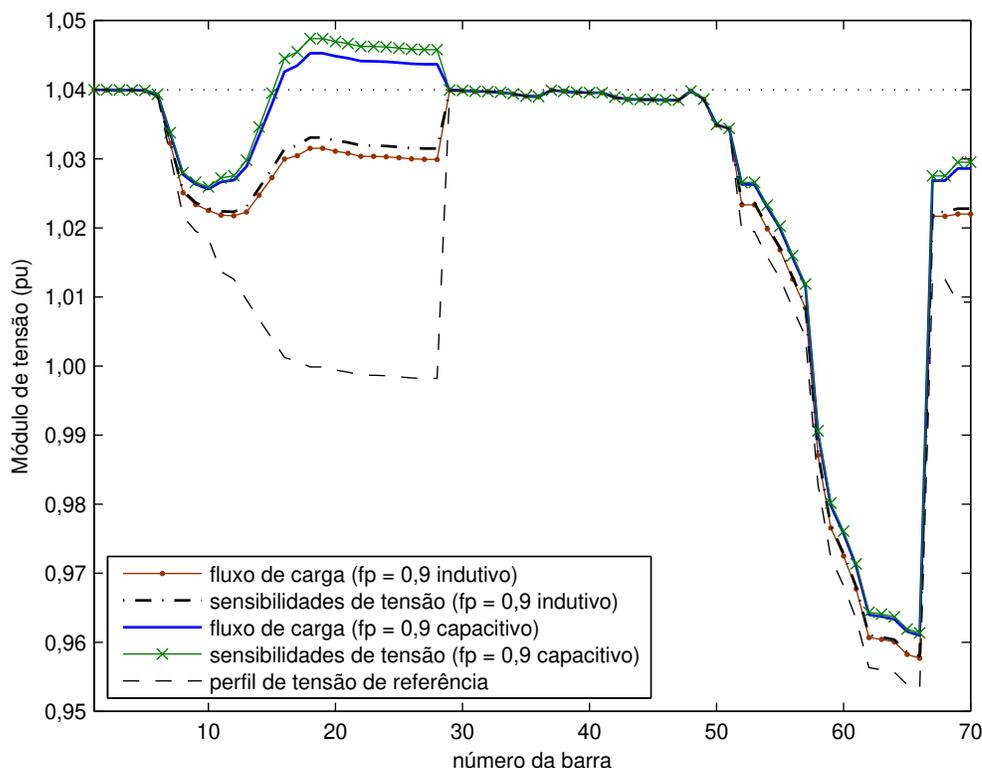


Figura 2.6 – Perfil de tensão considerando diferentes modos de operação.

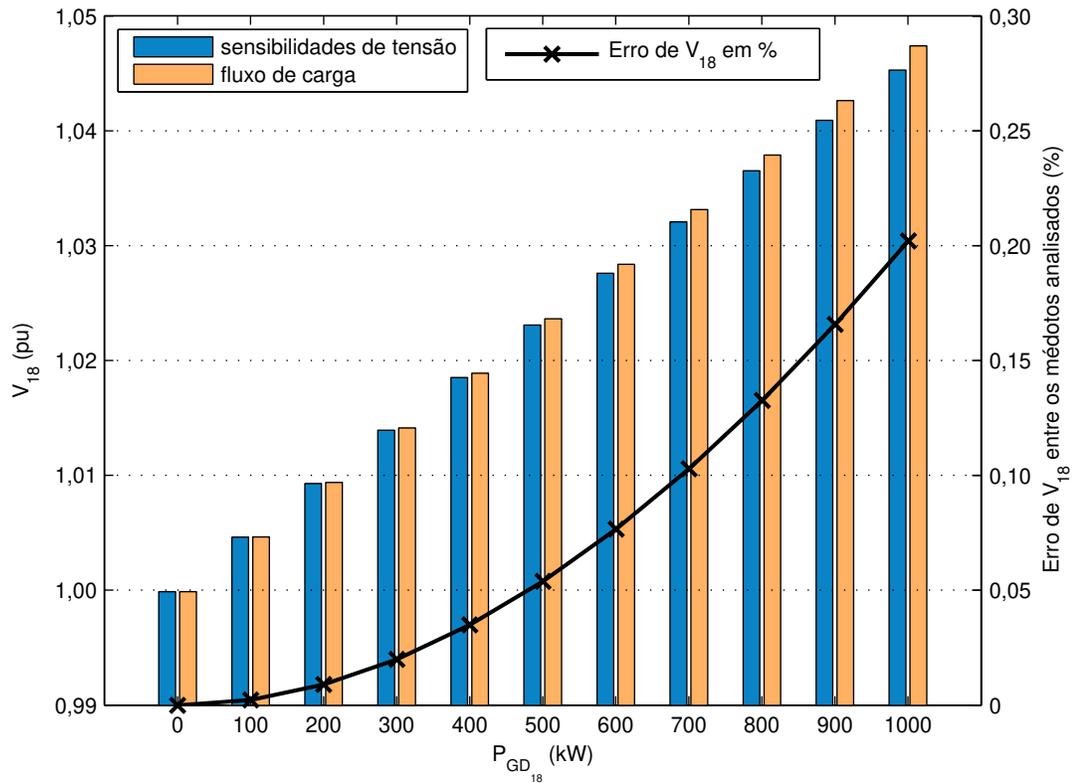


Figura 2.7 – Avaliação da sensibilidade de tensão.

Para justificar porque a equação linearizada (2.13) pode ser usada, uma planta de GD é instalada na barra 25 do sistema teste. A Figura 2.8 ilustra o comportamento da tensão na barra 25 quando a injeção de potência ativa é incrementada com passos de 1,0 kW até que o limite de tensão superior seja alcançado. Para cada passo, um problema de fluxo de carga é resolvido, e então o gráfico é obtido. A análise considera três modos diferentes de operação ($fp = 0,9$ indutivo, $fp = 1,0$ e $fp = 0,9$ capacitivo) para um cenário de demanda máxima. O comportamento linear da tensão nodal pode ser observado. As inclinações das retas são, de fato, aproximadamente iguais aos coeficientes de sensibilidades determinadas no caso base (sem geradores). O comportamento de sistemas de distribuição, dentro de uma variação estreita de tensão, é relativamente linear, justificando a precisão obtida com o método proposto. Essa figura revela que, como esperado, o modo de operação capacitivo apresenta o mais alto coeficiente de sensibilidade quando comparado com os outros dois modos de operação. Portanto, a quantidade máxima de potência ativa injetada para este modo de operação é a menor dos três

casos analisados. A potência máxima injetada, para os três casos analisados, usando as sensibilidades de tensão é $P_{GD_{25}}^{ind.} = 1.369$ kW, $P_{GD_{25}}^{uni.} = 1.103$ kW, kW e $P_{GD_{25}}^{cap.} = 937$ kW, e o erro máximo associado é de 7,5%, 5,2% e 5,0%, respectivamente.

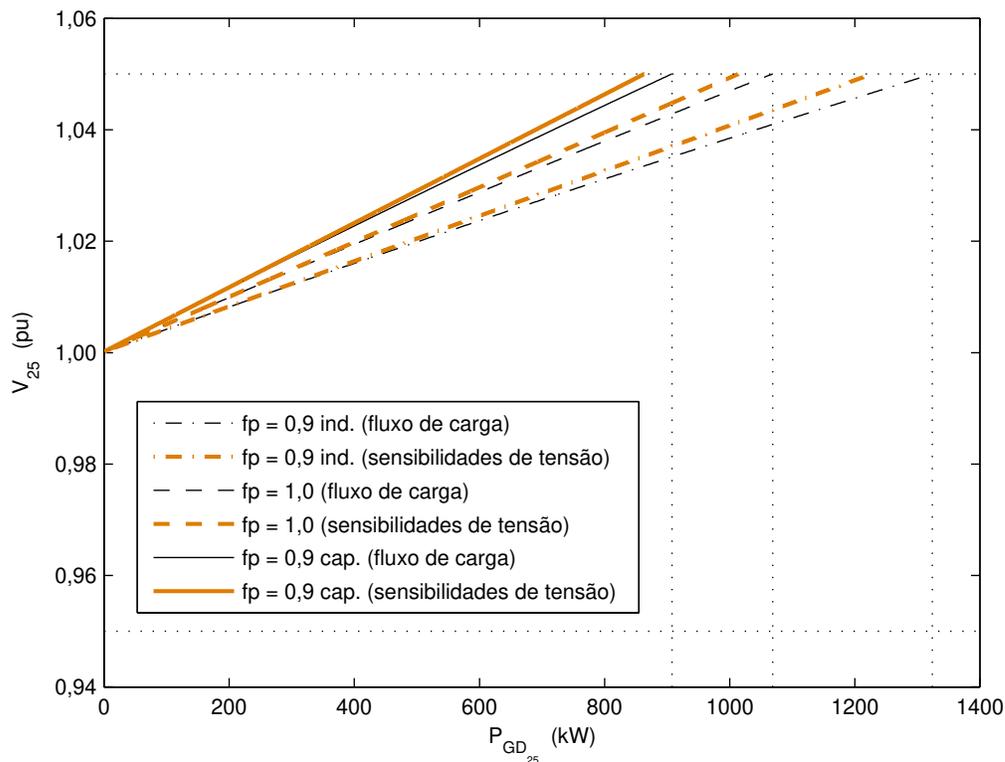


Figura 2.8 – Máxima potência injetada na barra 25 sem provocar violações de tensão.

2.5 Determinação da máxima potência por barra

A determinação do novo perfil de tensão para a instalação de um gerador é uma tarefa relativamente simples visto que envolve a solução de somente um fluxo de carga. Por outro lado, a determinação da máxima injeção de potência por barra que geradores distribuídos podem injetar sem causar violação dos limites de tensão de regime permanente pode ser uma tarefa trabalhosa, sobretudo se diversas barras candidatas a instalação dos novos geradores devam ser simultaneamente investigadas. Geralmente, essa tarefa é realizada resolvendo sucessivos problemas de fluxo de carga, os quais têm que ser refeitos para diferentes níveis de demanda de carga e modo de operação dos geradores. Por outro lado, essa máxima potência

pode ser diretamente determinada manipulando a versão matricial da equação (2.13), a qual descreve o efeito da instalação de um novo gerador no perfil de tensão de regime permanente considerando simultaneamente diferentes possibilidades de alocação. De fato, esta é a principal aplicação do método proposto, como será discutido a seguir.

Tomando a equação (2.13) tem-se que

$$\mathbf{V} = \mathbf{V}^0 + \mathbf{J}_{\text{RPV}}^{-1} \mathbf{P}_{\text{GD}} + \mathbf{J}_{\text{RQV}}^{-1} \mathbf{Q}_{\text{GD}} \quad (2.14)$$

Colocando a potência reativa dos geradores em função do fator de potência fp (*i.e.*, $\mathbf{Q}_{\text{GD}} = \mathbf{P}_{\text{GD}} \tan[\cos^{-1}(fp)]$), é possível agrupar as duas matrizes de sensibilidades $\mathbf{J}_{\text{RPV}}^{-1}$ e $\mathbf{J}_{\text{RQV}}^{-1}$. Desta maneira, a equação acima pode ser reescrita da forma

$$\mathbf{V} = \mathbf{V}^0 + \underbrace{(\mathbf{J}_{\text{RPV}}^{-1} + \mathbf{J}_{\text{RQV}}^{-1} \tan[\cos^{-1}(fp)])}_{\mathbf{J}_{\text{PQ}}} \mathbf{P}_{\text{GD}} \quad (2.15)$$

Analisando um caso particular da equação (2.15), o impacto de um gerador instalado na barra k no perfil de tensão de uma barra hipotética m pode ser expresso como

$$V_m = V_m^0 + J_{PQ_{mk}} P_{GD_k} \quad (2.16)$$

A partir da equação escalar (2.16), a máxima potência ativa que uma planta de GD instalada na barra k , para um dado fator de potência, pode exportar para o sistema sem violar o limite de tensão superior da barra m é igual a:

$$P_{GD_k}^m = \frac{\Delta V_m}{J_{PQ_{mk}}} \quad (2.17)$$

onde $\Delta V_m = V_m^{\text{max}} - V_m^0$ e V_m^{max} é o limite de tensão superior considerado para todo o sistema incluindo a barra m , tipicamente 105%.

O gerador na barra k pode afetar não somente a tensão da barra m , como também todas as tensões nodais do sistema. Assim, a máxima potência que pode ser injetada na barra k será diferente se a violação for considerada para o restante das barras do sistema. Consequentemente, o cálculo da máxima potência para uma dada barra é dado pela mínima

quantidade de potência necessária para violar ao menos uma tensão nodal do sistema. Portanto, a máxima potência ativa que uma planta de GD na barra k pode injetar é expressa por

$$P_{GD_k}^{\max} = \min \{ P_{GD_k}^1 \quad P_{GD_k}^2 \quad \cdots \quad P_{GD_k}^n \} \quad (2.18)$$

onde o operador **min** retorna o menor valor do vetor acima. Generalizando a equação (2.18) através do uso da representação matricial, a máxima potência ativa injetada para todas as barras do sistema é dada por:

$$\mathbf{P}_{GD}^{\max} = \min(\mathbf{J}_{PQ}^* \cdot \Delta \mathbf{V}) = \min \left(\begin{bmatrix} J_{PQ_{11}}^* & \cdots & J_{PQ_{1n}}^* \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ J_{PQ_{n1}}^* & \cdots & J_{PQ_{nn}}^* \end{bmatrix}_{n \times n} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_1 & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \Delta V_n \end{bmatrix}_{n \times n} \right) \quad (2.19)$$

ou,

$$\mathbf{P}_{GD}^{\max} = \min \left(\begin{bmatrix} P_{DG_1}^1 & P_{DG_1}^2 & \cdots & P_{DG_1}^n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{DG_n}^1 & P_{DG_n}^2 & \cdots & P_{DG_n}^n \end{bmatrix}_{n \times n} \right) = \begin{bmatrix} \min \{ P_{DG_1}^1 \quad P_{DG_1}^2 \quad \cdots \quad P_{DG_1}^n \} \\ \vdots \\ \min \{ P_{DG_n}^1 \quad P_{DG_n}^2 \quad \cdots \quad P_{DG_n}^n \} \end{bmatrix}_{n \times 1} = \begin{bmatrix} P_{DG_1}^{\max} \\ \vdots \\ P_{DG_n}^{\max} \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (2.20)$$

onde \mathbf{J}_{PQ}^* é uma matriz cujos elementos são definidos como sendo $J_{PQ_{(k,m)}}^* = 1/J_{PQ_{(m,k)}}$, $\Delta \mathbf{V}$ é uma matriz diagonal formada pelos elementos $(\Delta V_1 = V^{\max} - V_1^0, \dots, \Delta V_n = V^{\max} - V_n^0)$ e o operador **min** é definido com uma função que retorna o menor elemento de cada linha de uma matriz. Desta forma, cada elemento de \mathbf{P}_{GD}^{\max} fornece a máxima potência ativa que o gerador instalado na barra associada pode injetar sem violar nenhum limite de tensão nodal do sistema. Assim, verifica-se que somente uma operação matricial é necessária para determinar de forma simultânea a máxima potência ativa que possa ser injetada em todas as barras de um sistema para determinado modo de operação dos geradores distribuídos e condição de carregamento do sistema.

Na sequência, os resultados obtidos pela metodologia proposta e por repetidas soluções de fluxos de carga são analisados para diferentes demandas, diferentes modos de operação, assim como diferentes cenários com múltiplos geradores. Uma vez que a demanda ativa total do sistema de 70 barras é 3.802,2 kW, nas análises a seguir, apenas para exemplificar, a máxima

geração injetada por barra é limitada em 4.000 kW, entretanto, valores maiores podem ser analisados.

2.5.1 DEMANDA MÁXIMA

Usando a expressão matricial generalizada dada pela equação (2.20), a máxima injeção de potência ativa por barra é dada pela Figura 2.9, considerando o caso de demanda máxima para o sistema teste e fator de potência unitário para o gerador a ser instalado. Nessa figura, o eixo horizontal mostra a numeração das barras, enquanto que o eixo vertical mostra a quantidade de potência ativa em kW que uma planta de GD pode injetar na respectiva barra sem causar violação do limite superior de tensão de nenhuma barra do sistema. Exemplificando, esse gráfico pode ser interpretado da seguinte forma: a máxima potência ativa que um gerador instalado na barra 20 pode injetar no sistema sem causar violações de tensão é de 1.190,4 kW. Analisando essa figura, a máxima geração injetada é bem baixa em certas barras (ex., 35 e 36), chegando a níveis menores que 500 kW, devido ao fato que a instalação de geradores nessas barras aumenta de forma drástica o perfil de tensão do sistema. Por outro lado, a escolha de outras barras (ex., 1 a 10) permite a instalação de geradores operando no nível máximo de geração admitido neste estudo (4.000 kW). Essas barras estão eletricamente próximas da subestação e possuem baixas sensibilidades de tensão.

Os resultados providos por repetidos fluxos de carga, em que passos de 1,0 kW de injeção de potência foram adotados para determinar a máxima injeção de potência, são apresentados também para comparação com os obtidos pelo método analítico proposto. Esta comparação revela que o uso da equação (2.20) conduz a resultados bastante próximos dos valores de referência. Para o caso apresentado, o erro relativo médio é de 3,1%, sendo este calculado por

$$Erro = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\left| P_{GD_i}^{\max \text{ sensibilidades}} - P_{GD_i}^{\max \text{ fluxo de carga}} \right|}{P_{GD_i}^{\max \text{ fluxo de carga}}} \right) \times \frac{100}{n} \quad (2.21)$$

onde n é o número de barras do sistema; $P_{GD_i}^{\max_{\text{sensibilidades}}}$ é a máxima geração injetada na barra i determinada pela equação (2.20); e $P_{GD_i}^{\max_{\text{fluxo de carga}}}$ é a máxima geração na barra i determinada por repetidos cálculos de fluxos de carga. O procedimento usado para a determinação da máxima potência via fluxo de carga é realizado de acordo com o fluxograma mostrado na Figura 2.10. Ressalta-se que para obtenção da Figura 2.9 com passos de 1,0 kW foi necessário executar 190.620 fluxos de carga, porém, este número de execução pode ser reduzido usando, por exemplo, o método da bisseção.

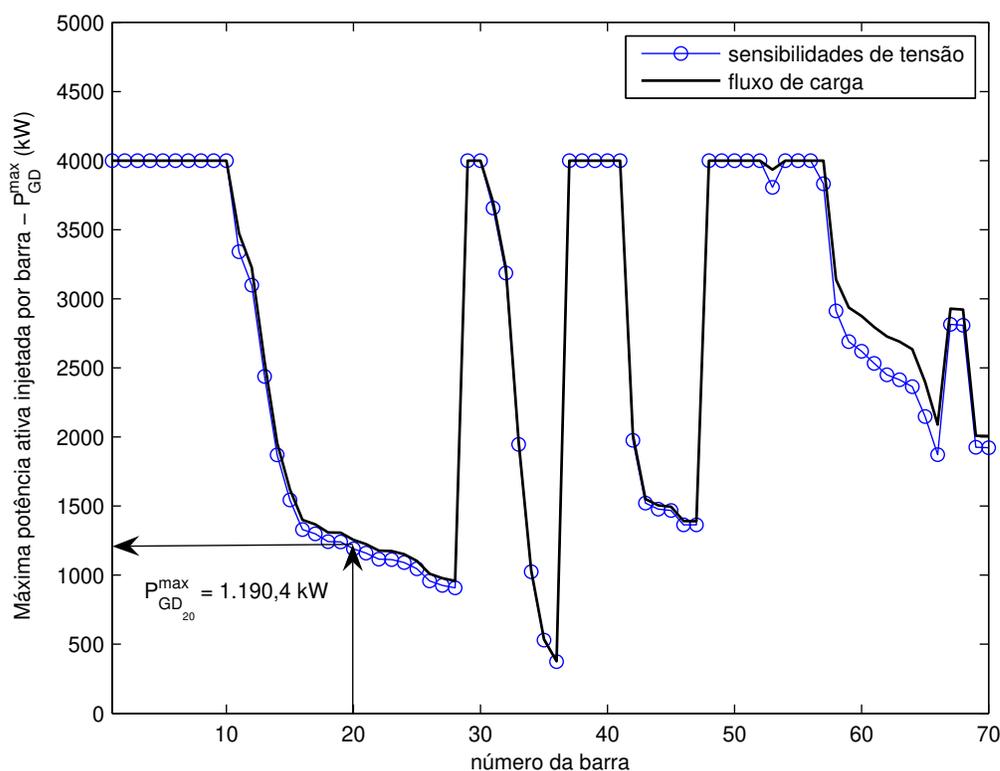


Figura 2.9 – Máxima injeção de potência ativa por barra sem provocar violações de tensão para cenário de demanda máxima e geradores operando com fator de potência unitário.

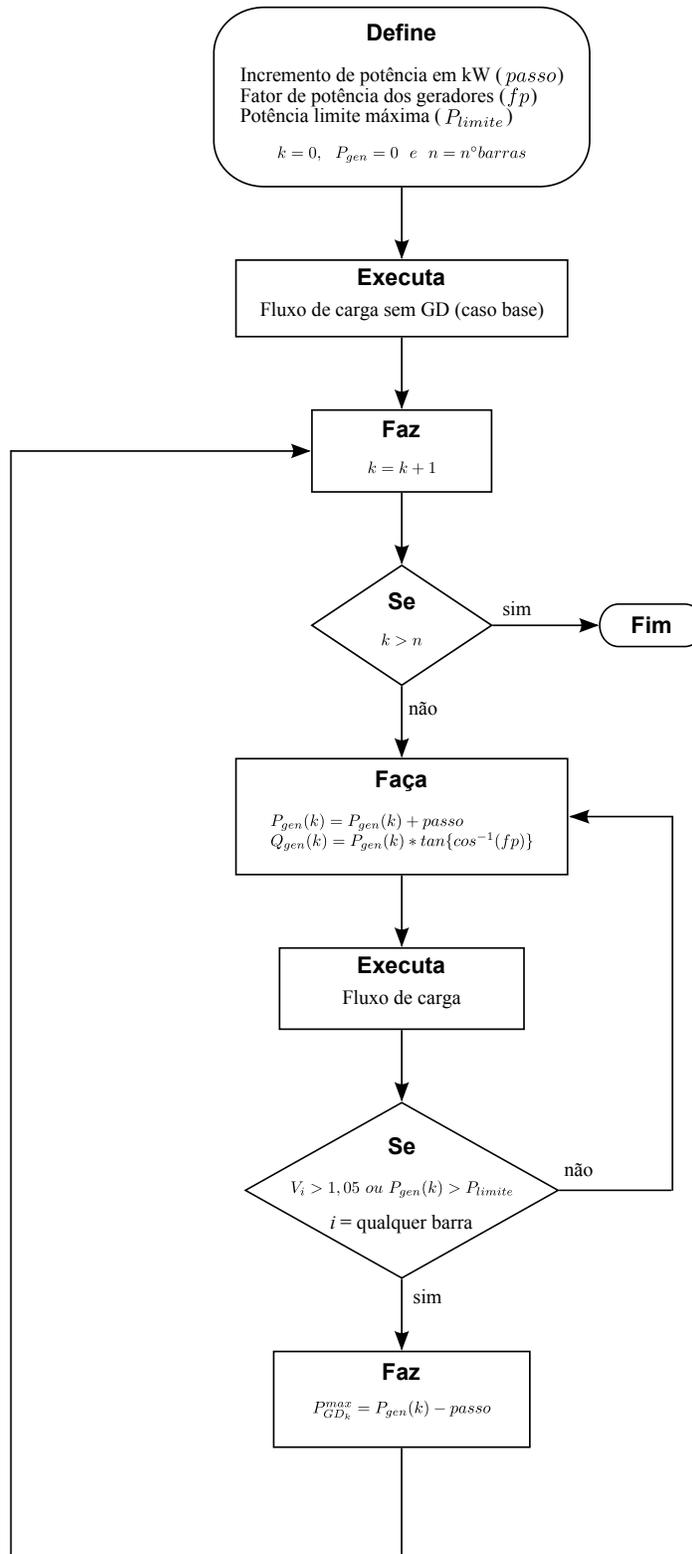


Figura 2.10 – Procedimento para a determinação da máxima potência injetada por barra sem provocar violações de tensão usando fluxo de carga.

2.5.2 DEMANDA MÍNIMA

Uma vez que a condição de demanda mínima é mais restritiva para a instalação de novos geradores sob o ponto de vista do aumento de tensão em regime permanente (Masters, 2002), atenção especial deve ser dada para esse tipo de cenário. Assim, a Figura 2.11 ilustra a máxima potência ativa que um gerador com fator de potência unitário pode injetar sem causar violações de tensão para condição de demanda mínima. A comparação entre a Figura 2.9 e a Figura 2.11 revela que a quantidade de potência ativa para o cenário de demanda mínima é menor do que para a condição de demanda máxima. Fato que pode ser verificado para o mesmo gerador instalado na barra 20 que, nessa condição de demanda mínima, tem que reduzir a injeção de potência de 1.190,4 kW para 447 kW de forma a não provocar violações de tensão. A comparação entre os resultados obtidos por repetidos cálculos de fluxos de carga e pela equação (2.20) mostra que o método proposto apresenta um bom desempenho. O erro médio neste caso é de apenas 1,3% contra 3,1% para demanda máxima.

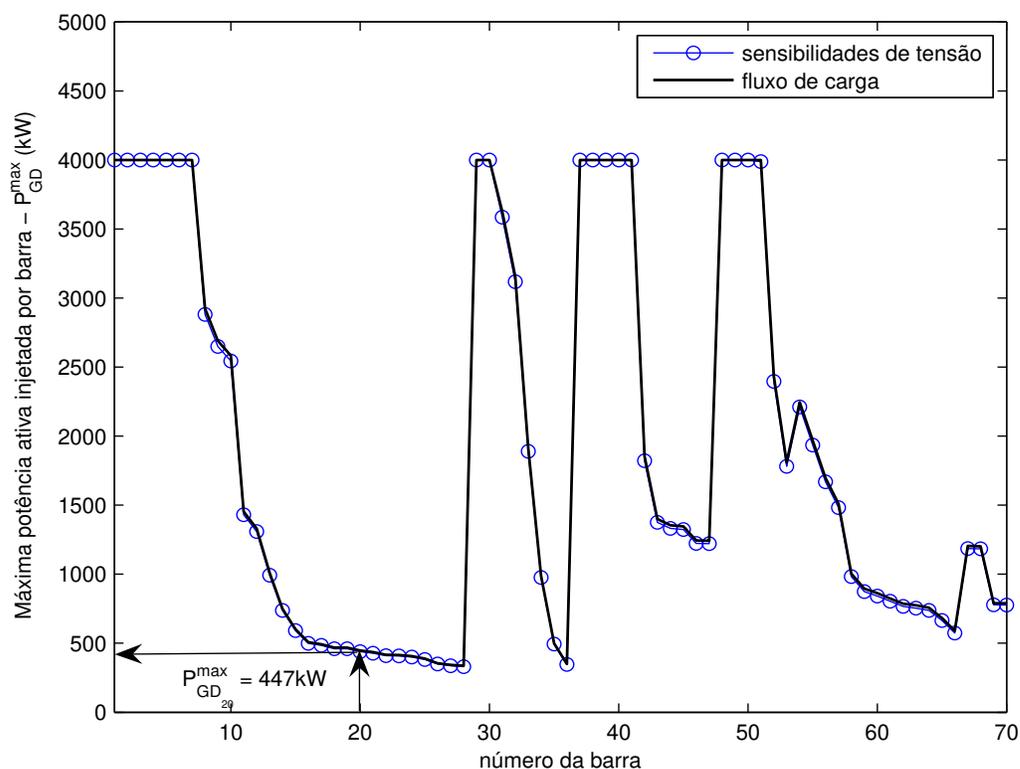


Figura 2.11 – Máxima injeção de potência ativa por barra sem provocar violações de tensão para cenário de demanda mínima e geradores operando com fator de potência unitário.

2.5.3 DIFERENTES MODOS DE OPERAÇÃO

O modo de operação dos geradores tem que ser avaliado uma vez que este aspecto técnico pode implicar em diferentes resultados. A Figura 2.12(a) mostra a máxima potência injetada por barra para diferentes fatores de potência usando o método analítico. O cenário de demanda máxima é considerado nessa figura. Os fatores de potência são ajustados para unitário; 0,9 indutivo; e 0,9 capacitivo. O modo de operação capacitivo é mais restritivo em termos de injeção de potência dos geradores. Por outro lado, o modo de operação indutivo permite que os geradores distribuídos injetem uma maior quantidade de potência ativa no sistema. A comparação desses resultados com os de fluxos de carga são apresentados na Figura 2.12(b). Os erros médios para os modos unitário, indutivo e capacitivo são de 3,1%, 4,5% e 3,0%, respectivamente.

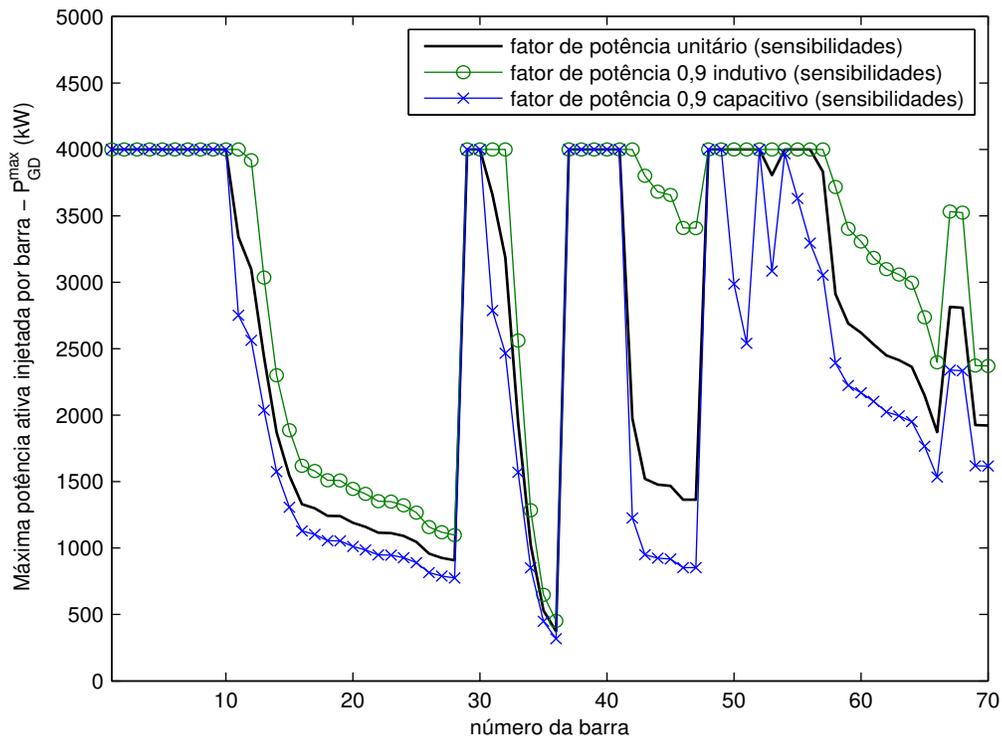
2.5.4 AVALIAÇÃO DE CASOS COM MÚLTIPLOS GERADORES

Há circunstâncias em que geradores já se encontram instalados nas redes de distribuição, e que, posteriormente, outros produtores independentes de energia solicitam à empresa concessionária a instalação de um novo gerador no sistema. Sendo assim, a máxima potência ativa injetada para esse novo gerador deve ser determinada considerando a instalação das demais plantas existentes. Embora o estado da rede seja alterado com a inclusão das plantas de GD, as matrizes de sensibilidades continuam sendo determinadas para o caso base (sem GD), não havendo necessidade de um novo cálculo de fluxo de carga. O novo perfil de tensão a ser utilizado na determinação da máxima potência por barra é dado por $\mathbf{V}' = \mathbf{V}^0 + \mathbf{J}_{PQ} \mathbf{P}_{GD}$, com $\mathbf{J}_{PQ} = \mathbf{J}_{RPV}^{-1} + \mathbf{J}_{RQV}^{-1} \tan[\cos^{-1}(fp)]$. Desta forma, o cálculo da máxima potência por barra considerando plantas de GD já existentes fica sendo $\mathbf{P}_{GD}^{\max} = \min(\mathbf{J}_{PQ}^* \cdot \Delta \mathbf{V}')$, onde $\Delta \mathbf{V}'$ é a nova matriz diagonal formada pelos elementos $(\Delta V'_1 = V^{\max} - V'_1, \dots, \Delta V'_n = V^{\max} - V'_n)$. Nesta subseção, portanto, é feita uma avaliação do método analítico para um cenário com mais de uma planta de GD (cenário multi-GD).

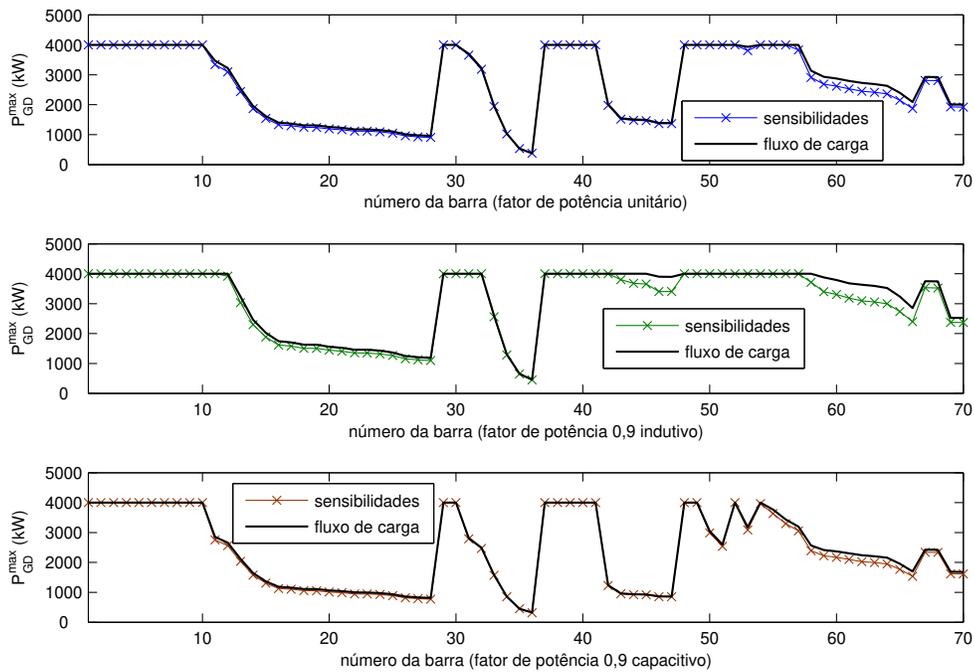
O primeiro caso analisado considera dois geradores distribuídos previamente conectados na rede de distribuição teste nas barras 20 e 45, injetando 500 kW e 1.000 kW, respectivamente, e

ambos operando com fator de potência unitário. A Figura 2.13(a) ilustra a aplicação do método para o cenário de demanda máxima. Com as duas plantas de GD já conectadas ao sistema, a máxima potência injetada respeitando os limites de tensão é consideravelmente reduzida. Qualquer combinação de localização, nível de geração e modo de operação dos geradores pode ser diretamente avaliada e a máxima potência que pode ser injetada por barra pode ser rapidamente checada. A Figura 2.13(b), mostra a comparação dos resultados obtidos com o método analítico proposto e com os fornecidos pelo método de fluxo de carga. O erro médio para este caso é de 4,6%.

O segundo caso estudado é relativo ao cenário de demanda mínima, o qual é mostrado na Figura 2.14(a). Neste caso, três unidades geradoras já estão instaladas nas barras 10, 43 e 55, com níveis de geração de 400 kW, 1.000 kW e 800 kW, respectivamente. Além disso, as plantas nas barras 10 e 55 operam com fator de potência 0,9 indutivo e a planta na barra 43 opera com fator de potência unitário. Além do mais, o novo gerador a ser instalado na rede operará com fator de potência 0,9 indutivo. Apesar de o modo de operação indutivo permitir que os geradores injetem uma maior quantidade de potência ativa na rede, as três unidades geradoras previamente instaladas restringem esse benefício. A comparação dos resultados obtidos pelo método analítico e via fluxo de carga é mostrada na Figura 2.14(b), onde o erro médio é 3,0%.

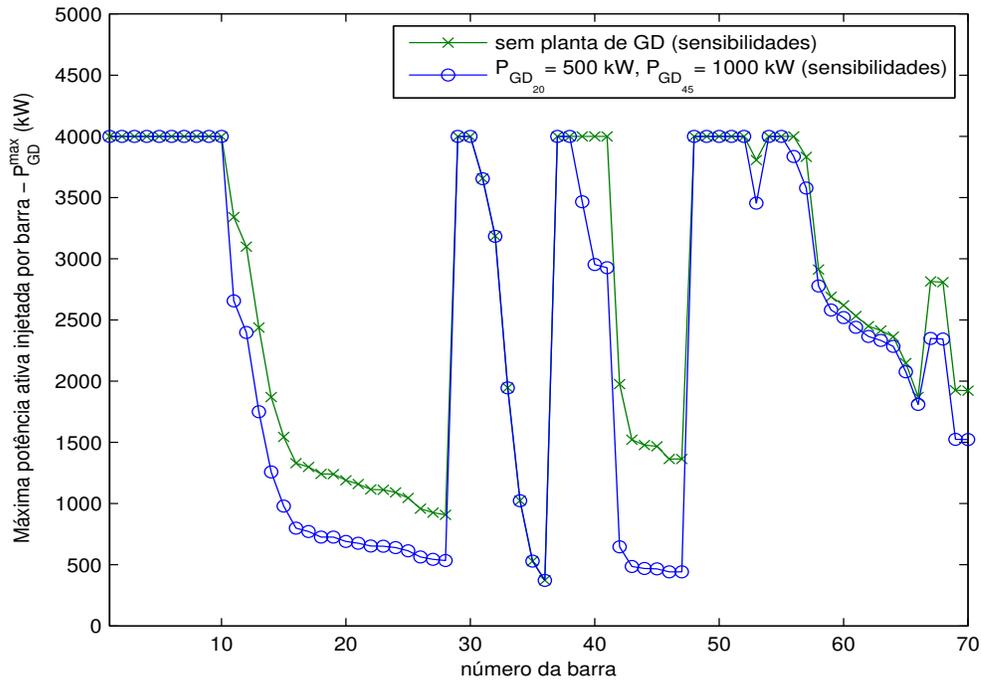


(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de tensão.

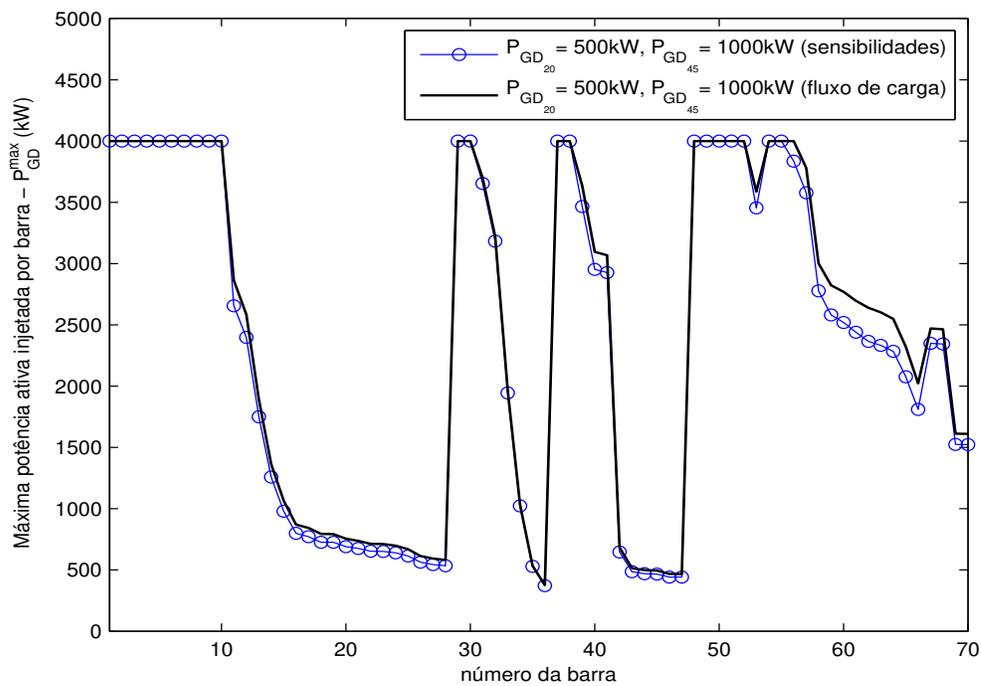


(b) validação do método proposto para diferentes fatores de potência.

Figura 2.12 – Máxima injeção de potência ativa por barra considerando demanda máxima e diferentes fatores de potência.

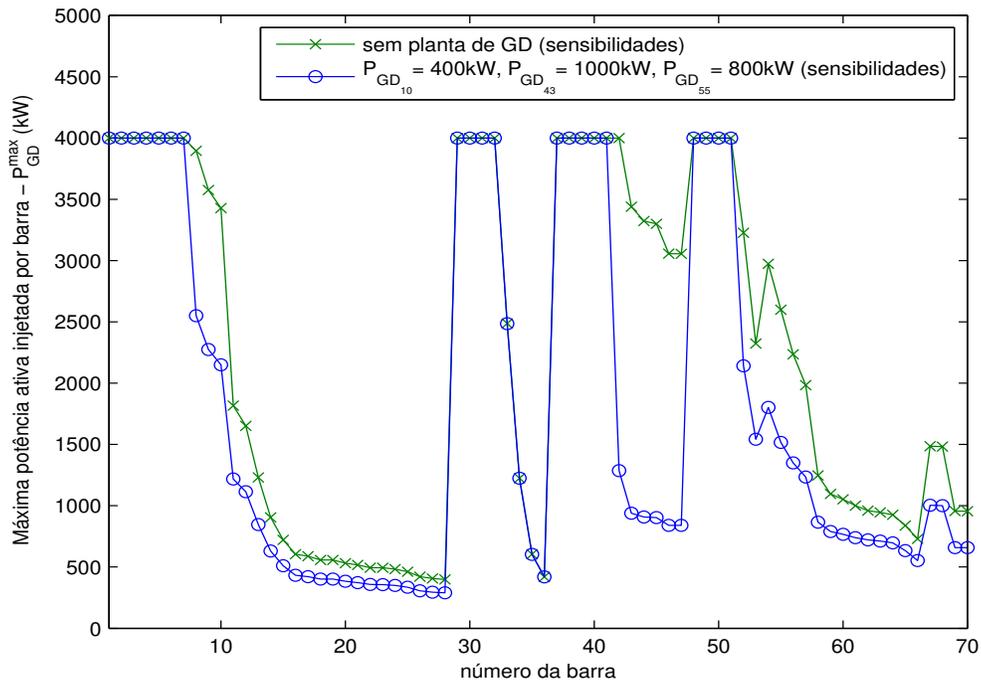


(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de tensão.

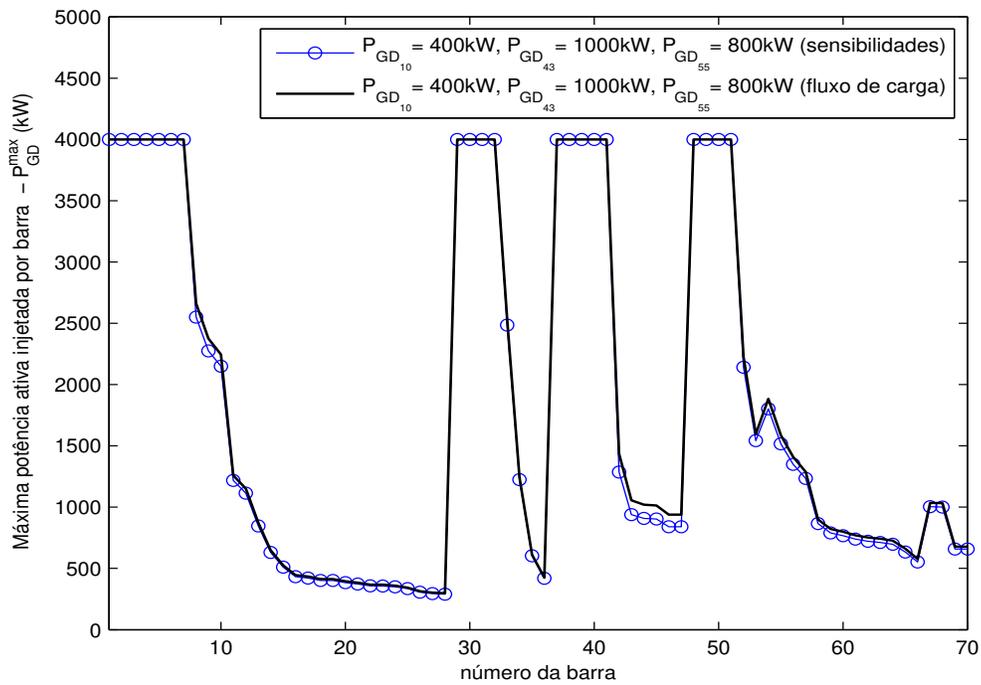


(b) validação do método proposto para um cenário multi-GD.

Figura 2.13 – Caso de multi-GD considerando demanda máxima e fator de potência unitário.



(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de tensão.



(b) validação do método proposto para um cenário multi-GD.

Figura 2.14 – Caso de multi-GD considerando demanda mínima e fator de potência indutivo.

2.5.5 APLICAÇÃO DO MÉTODO NA PRESENÇA DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE DE TENSÃO

Para a manutenção das tensões nodais dentro dos limites pré-estabelecidos, concessionárias de energia elétrica normalmente utilizam dispositivos para fazer o controle de tensão nas redes de distribuição. Uma estratégia é a manutenção da tensão nas subestações em níveis adequados através da comutação do tap dos transformadores de potência. Outra estratégia, combinada à primeira, é a utilização de dispositivos de controle de tensão ao longo dos alimentadores. Atualmente, os principais equipamentos utilizados com essa finalidade são (Gönen, 2008; Hingorani, 1995; Acha, et al., 2002):

- a) REGULADORES DE TENSÃO: os quais basicamente são autotransformadores com ajuste automático de tap e que tem como objetivo a manutenção da tensão na barra de conexão do secundário constante;
- b) DISPOSITIVOS DE COMPENSAÇÃO EM DERIVAÇÃO (*shunt*): os quais podem ser banco de capacitores chaveados, condensadores síncronos ou dispositivos baseados em eletrônica de potência (ex., SVC – *Static Var Compensator* e DSTATCOM – *Distribution Static Synchronous Compensator*).

O método analítico baseado nas sensibilidades de tensão proposto não considera tais dispositivos explicitamente em sua formulação. Entretanto, a máxima potência injetada pode ser estimada na presença desses dispositivos de controle de tensão desde que considerações apropriadas sejam feitas. O conceito básico consiste no seguinte fato: para viabilizar a injeção máxima potência pelos geradores distribuídos, os dispositivos reguladores de tensão operarão nos seus limites com o objetivo de reduzir as tensões nodais, de forma a permitir a máxima injeção de potência pelos geradores distribuídos. Dois casos exemplos são discutidos a seguir.

No primeiro caso, dois reguladores de tensão são instalados nas linhas 1–2 e 10–54 da rede de distribuição, os quais possuem capacidades de ajustar a tensão em $\pm 10\%$ com 32 passos, valores típicos para esses dispositivos (Gönen, 2008). No segundo caso, dois dispositivos DSTATCOMs de ± 1.500 kVA e ± 2.500 kVA são instalados nas barras 21 e 64, respectivamente. Os modelos usados para representar os reguladores de tensão e os DSTATCOMs podem ser encontrados em (Kersting, 2002; Freitas, et al., 2005). Os reguladores de tensão operam de forma

a manter a tensão no secundário constante (barras 2 e 54) e os DSTATCOMs operam no modo tensão constante, onde as tensões terminais (barras 21 e 64) são mantidas constantes. Em ambos os casos, a máxima potência ativa por barra foi determinada considerando fator de potência unitário para os geradores distribuídos. Além disso, os resultados apresentados foram obtidos para o cenário de demanda mínima, uma vez que este é caracterizado como a situação mais restritiva sob o ponto de vista do perfil de tensão. Os dois casos propostos são analisados a seguir.

Caso 1 – REGULADOR DE TENSÃO: A Figura 2.15 mostra a máxima geração de potência ativa por barra calculada por repetidos fluxos de carga e pelo método proposto para o caso com e sem reguladores automáticos de tensão instalados nas linhas 1–2 e 10–54. Essa figura mostra que o uso dos reguladores de tensão permite um aumento da máxima geração de potência ativa pelos geradores distribuídos em várias barras do sistema. Para cada ponto máximo de operação, ou seja, situação de máxima potência ativa injetada em cada barra pelo respectivo gerador distribuído, a posição final dos taps dos dois reguladores encontram-se sempre nos valores extremos para que a redução de tensão nas barras controladas seja a maior possível. Dessa forma, para determinar a máxima potência na presença de reguladores de tensão aplicando a formulação (2.20), basta substituir o ramo que contém o regulador automático de tensão por um transformador com o tap fixo na posição que resulte na máxima redução da tensão no secundário desse transformador. Essa substituição é necessária para fazer o cálculo da matriz Jacobiana, e posteriormente, determinar as sensibilidades de tensão. Comparando os resultados obtidos usando as sensibilidades e repetidos fluxos de carga, é possível observar com essa suposição realizada que o método analítico proposto apresenta um bom desempenho, mesmo na presença dos reguladores de tensão. Neste caso, o erro médio é de 3,2%.

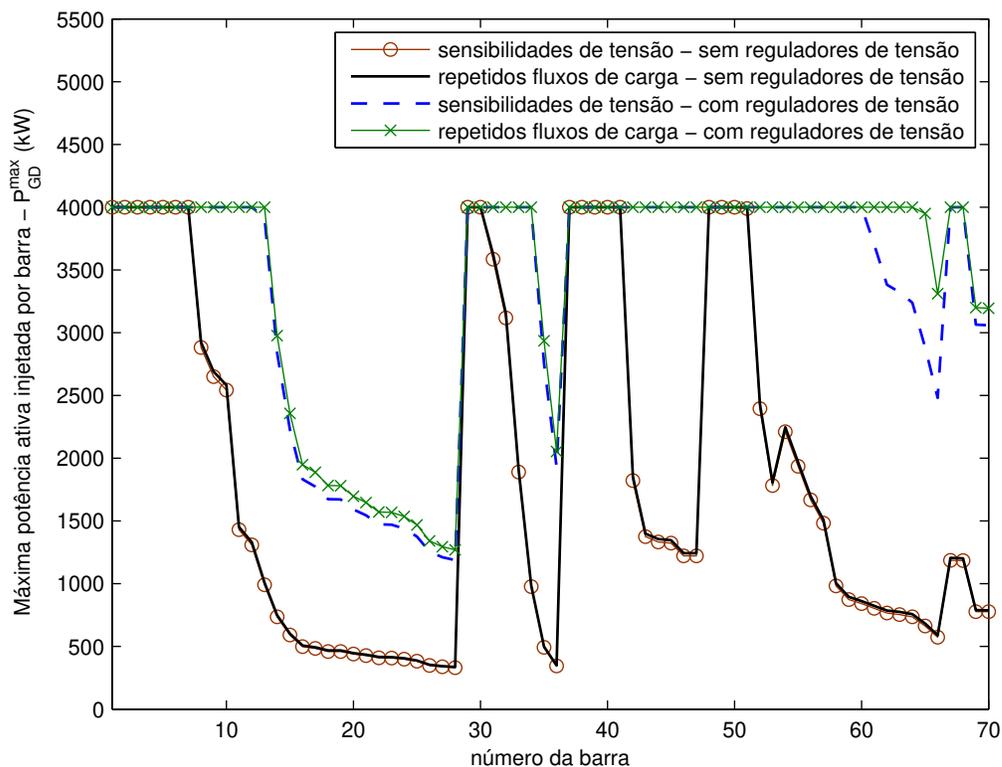


Figura 2.15 – Máxima potência ativa por barra usando as sensibilidades de tensão para o caso de dois reguladores de tensão nas linhas 1-2 e 10-54.

Caso 2 – DSTATCOM: A Figura 2.16 mostra a máxima geração de potência ativa por barra considerando agora dois DSTATCOMs instalados nas barras 21 e 64 com capacidade de compensação de ± 1.500 kVA e ± 2.500 kVA, respectivamente. A instalação desses dispositivos permite que a máxima injeção de potência seja aumentada em algumas barras do sistema. Para cada ponto máximo de operação, a potência reativa consumida pelos DSTATCOMs sempre atinge o limite dos dispositivos para que a redução de tensão nas barras controladas seja a máxima possível. Assim, no caso de DSTATCOMs ou outros dispositivos de compensação *shunt*, a determinação da máxima potência injetada usando o método proposto pode ser feita considerando que o consumo de potência reativa nodal seja igual à máxima capacidade dos compensadores *shunt* nas respectivas barras para o caso base. Desta maneira, o cálculo da matriz Jacobiana e as sensibilidades de tensão são determinados levando em consideração esses dispositivos de controle de tensão. O erro médio para a Figura 2.16 apresentada é de apenas

2,8%. Vale salientar que desempenhos similares foram obtidos para diferentes cenários de demanda, assim como diferentes localizações e outros compensadores *shunt* (SVC e condensadores síncronos).

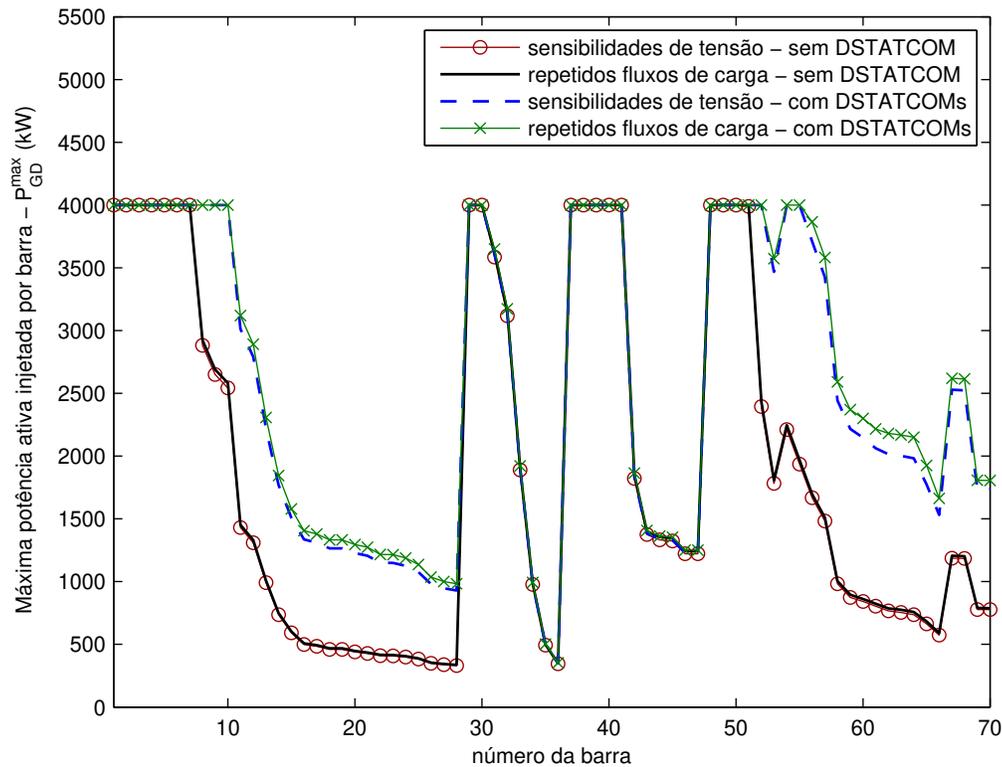


Figura 2.16 – Máxima potência ativa por barra usando as sensibilidades de tensão para o caso de DSTATCOMs instalados nas barras 21 e 64.

2.6 Fator de Responsabilidade de Tensão

Como visto, um dos aspectos que limita o número de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição é o aumento da tensão de regime permanente. Portanto, em sistemas com dois ou mais geradores é importante identificar a contribuição de cada planta no aumento do perfil de tensão da rede. Para permitir o gerenciamento técnico de redes com múltiplos geradores, este trabalho propõe o uso de um índice numérico que quantifica percentualmente o impacto de cada gerador em um sistema multi-GD utilizando os coeficientes de sensibilidade apresentados anteriormente.

De acordo com o princípio da superposição e considerando a equação (2.16), o impacto de n geradores na tensão de uma barra específica m , pode ser calculado por

$$V_m = V_m^0 + \sum_{i=1}^n J_{PQ_{mi}} P_{GD_i} \quad (2.22)$$

Ressalta-se que, se nenhum gerador estiver conectado à barra i , então a injeção de potência P_{GD_i} é nula. O desvio de tensão da barra m causado por todos os geradores é dado por

$$\Delta V_m = V_m - V_m^0 = \sum_{i=1}^n J_{PQ_{mi}} P_{GD_i} \quad (2.23)$$

A partir da equação (2.23), o impacto percentual causado por cada gerador na variação da tensão na barra m , pode ser quantificado através de um índice numérico. Neste trabalho, o índice é definido como FATOR DE RESPONSABILIDADE DE TENSÃO (FT). Assim, o FT do gerador k na variação da tensão da barra m é expresso como sendo

$$FT_m^k = \frac{J_{PQ_{mk}} P_{GD_k}}{\Delta V_m} \times 100\% \quad (2.24)$$

Reescrevendo a equação (2.24) de forma mais generalizada (matricial), os fatores de responsabilidade de tensão assumem a seguinte forma

$$\mathbf{FT} = \begin{bmatrix} \frac{J_{PQ_{11}} P_{GD_1}}{\Delta V_1} & \dots & \frac{J_{PQ_{1n}} P_{GD_n}}{\Delta V_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{J_{PQ_{n1}} P_{GD_1}}{\Delta V_n} & \dots & \frac{J_{PQ_{nm}} P_{GD_n}}{\Delta V_n} \end{bmatrix} \times 100\% \quad (2.25)$$

Finalmente, computando esses índices por meio de multiplicação de matrizes, tem-se

$$\mathbf{FT} = \Delta \mathbf{V}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{PQ} \cdot \mathbf{P}_{GD} \times 100\% \quad (2.26)$$

onde $\Delta \mathbf{V}$ e \mathbf{P}_{GD} são matrizes diagonais formadas pelos elementos $(\Delta V_1, \Delta V_2, \dots, \Delta V_n)$ e $(P_{GD_1}, P_{GD_2}, \dots, P_{GD_n})$, respectivamente, e \mathbf{FT} é uma matriz quadrada de dimensão $n \times n$, onde o somatório dos fatores de responsabilidade de todas as plantas para uma determinada barra m

tem valor igual a unidade, ou seja, $\sum_{i=1}^n FT_m^i = 100\%$. Assim, o índice FT é um valor percentual que determina o impacto de cada planta de GD no módulo de tensão de qualquer barra do sistema, sob o ponto de vista do perfil de tensão em regime permanente.

Os fatores de responsabilidade podem ser usados, por exemplo, em problemas de otimização que objetivam maximizar o nível de penetração de GD em redes de distribuição. Neste caso, os algoritmos têm que ponderar a capacidade instalada de cada gerador distribuído com os fatores de responsabilidade de cada gerador em relação às barras críticas do sistema (*i.e.*, barras com possíveis violações de tensão). Outra potencial aplicação do índice proposto é dar respaldo técnico para resolver a disputa entre vários geradores sobre a quantidade de redução de injeção de potência que cada gerador deve assumir. Uma breve documentação do potencial de aplicação do fator de responsabilidade de tensão é apresentada na próxima seção.

2.6.1 APLICAÇÃO DOS FATORES DE RESPONSABILIDADE DE TENSÃO

Um exemplo de como o conceito de fatores de responsabilidade de tensão pode ser aplicado para aumentar o nível de penetração de GD ou gerenciar a disputa entre múltiplos geradores é apresentado a seguir. A Figura 2.17 mostra o comportamento do perfil de tensão do sistema de 70 barras para o cenário de demanda mínima. Duas plantas de GD com fator de potência unitário são instaladas na rede. Um gerador é instalado na barra 18 com geração fixa em 400 kW, enquanto que o outro, localizado na barra 67, tem sua geração variada de 0 a 250 kW por meio de incrementos de 50 kW. O perfil de tensão sem GD também é mostrado nessa figura. Observa-se que, quando a injeção de potência na barra 67 é maior ou igual a 200 kW, o módulo da tensão na barra 18, assim como de algumas barras vizinhas, encontra-se acima do limite máximo permitido. Considerando a injeção de 400 kW na barra 18, a máxima injeção de potência na barra 67, calculada pela equação (2.20), é de 198 kW e o nível de penetração de GD considerando essas duas plantas instaladas é de 598 kW ($P_{GD\ Total} = P_{GD\ 18} + P_{GD\ 67}$). A evolução dos fatores de responsabilidade de tensão dessas duas plantas em relação à tensão da barra 18 para variações de injeções na barra 67 são mostrados na Figura 2.18.

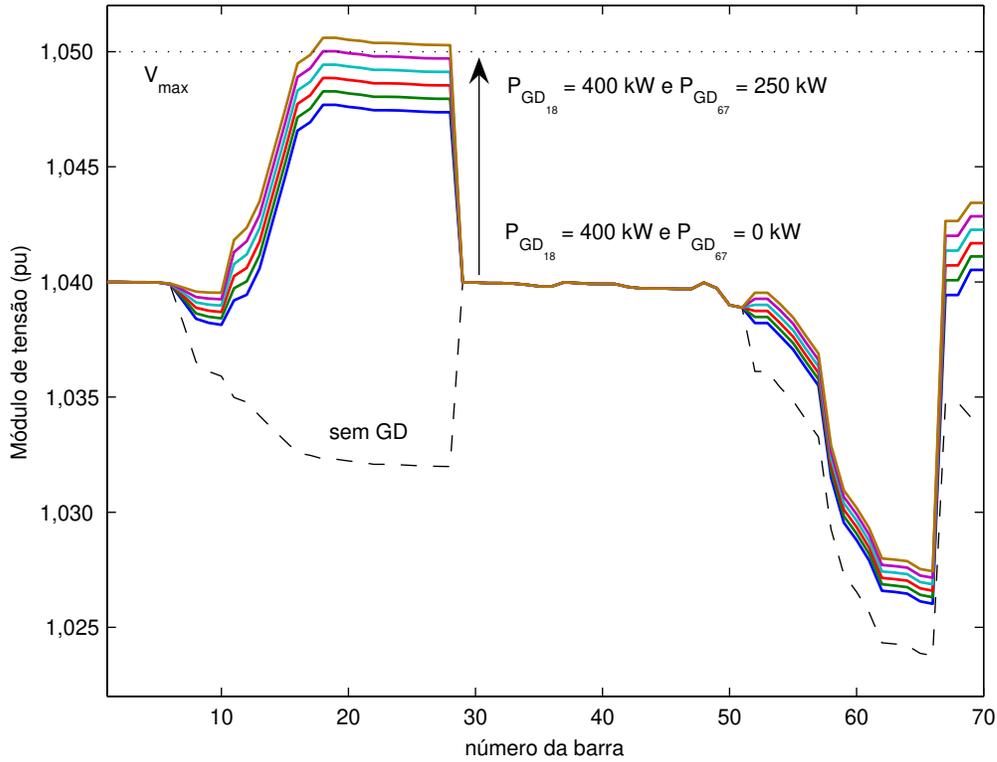


Figura 2.17 – Perfil de tensão com as plantas de GD instaladas nas barras 18 e 67.

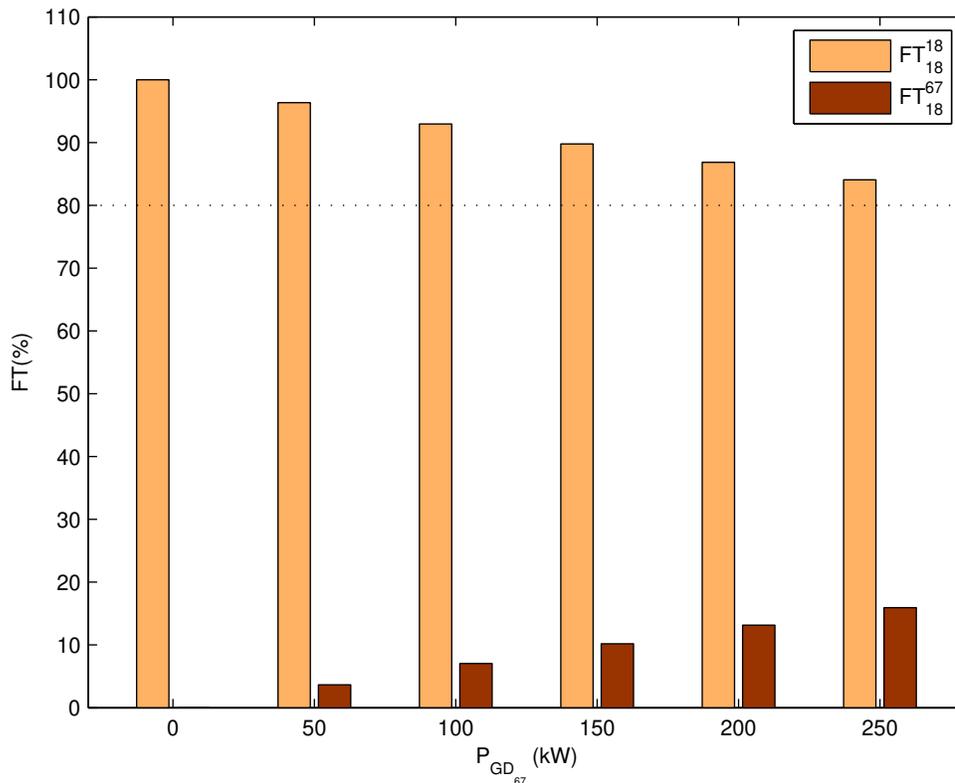


Figura 2.18 – Fator de responsabilidade de tensão dos geradores 18 e 67 vista pela barra crítica (barra 18).

Observa-se que a planta instalada na barra 18 (GD_{18}) é a principal responsável pelo aumento da tensão na barra 18. Cerca de 80% do desvio de tensão na barra 18 (barra crítica) é provocado justamente pelo gerador nesta barra. Além de diminuir o benefício econômico e restringir a quantidade de potência que pode ser injetado por GD_{67} , GD_{18} exportando 400 kW também pode restringir o nível de penetração de GD no sistema como um todo.

O nível de penetração de GD no sistema pode ser significativamente aumentado por meio de uma redistribuição das injeções de potência nas barras 18 e 67. A Figura 2.19 mostra como o nível de penetração de GD ($P_{GD\ Total}$) varia em função das injeções de potência nessas barras. Para a obtenção desse gráfico, a injeção de potência na barra 18 ($P_{GD_{18}}$) é reduzida de 400 para 75 kW, em passos de -25 kW. Para cada valor de $P_{GD_{18}}$ é calculada a máxima injeção de potência na barra 67 ($P_{GD_{67}}$) sem provocar violações de tensão usando a equação (2.20). O nível máximo de penetração de GD ($P_{GD\ Total} = 1.198\ kW$) é então obtido para os valores $P_{GD_{18}} = 125\ kW$ e $P_{GD_{67}} = 1.073\ kW$. Além disso, a Figura 2.19 revela que esse é o ponto de máxima penetração de GD, uma vez que para qualquer outra redistribuição das injeções, $P_{GD\ Total}$ começa a diminuir.

Entretanto, para essa condição de máximo nível de penetração de GD, a geração de GD_{18} é severamente restringida, sendo isso talvez injusto do ponto de vista de tratamento igualitário para diferentes agentes atuando no mercado. Surge então o problema de como aumentar o nível de penetração de GD de forma justa sem restringir consideravelmente a geração de nenhuma planta. O conceito de fator de responsabilidade de tensão pode ser usado para encontrar um compromisso entre a injeção de potência de cada planta e sua contribuição para o aumento do perfil de tensão do sistema.

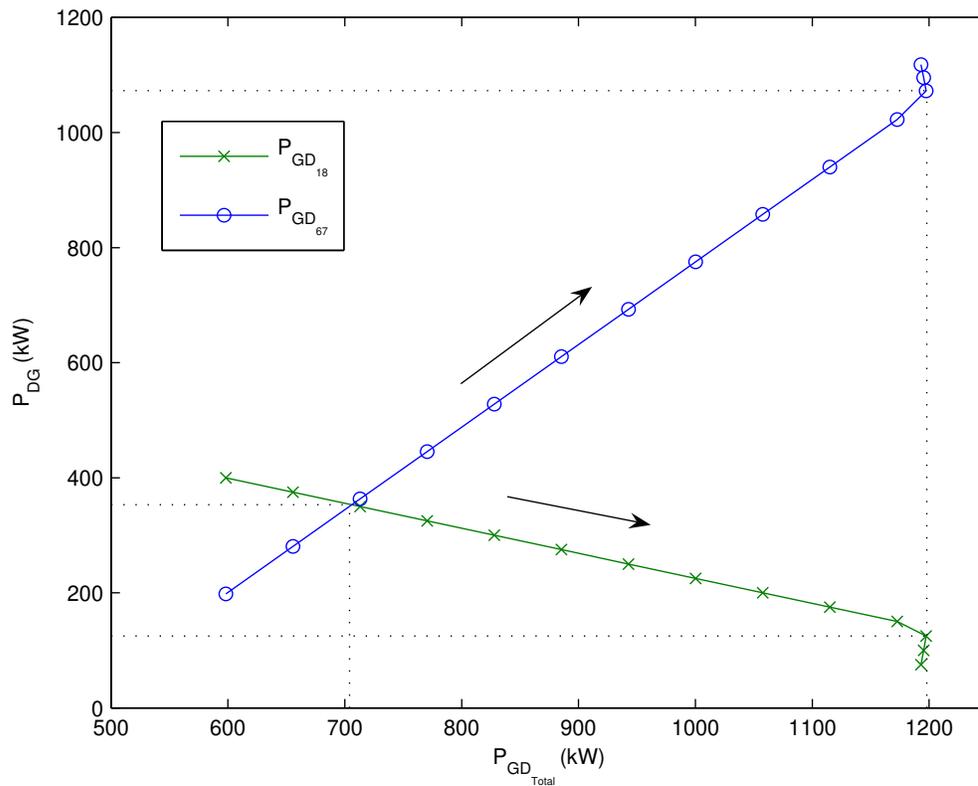


Figura 2.19 – Nível de penetração de GD em função das gerações de GD_{18} e GD_{67} .

A Figura 2.20 apresenta o comportamento dos fatores de responsabilidade para o mesmo teste apresentado na Figura 2.19. À medida que a geração de GD_{18} é reduzida, o impacto dessa planta na tensão da barra 18 é diminuído. Em contrapartida, enquanto a geração de GD_{67} é aumentada, seu impacto na barra 18 é aumentado. Isso pode ser observado através do comportamento dos FT de ambos os geradores na tensão da barra 18, onde FT_{18}^{18} diminui enquanto FT_{18}^{67} aumenta. A partir da análise da Figura 2.20, por exemplo, três possíveis critérios podem ser sugeridos para adequar o nível de geração desses dois geradores. A Tabela 2-II sumariza esses três critérios e a Figura 2.21 mostra o perfil de tensão para as situações impostas às plantas de GD nas barras 18 e 67. Os critérios são discutidos a seguir

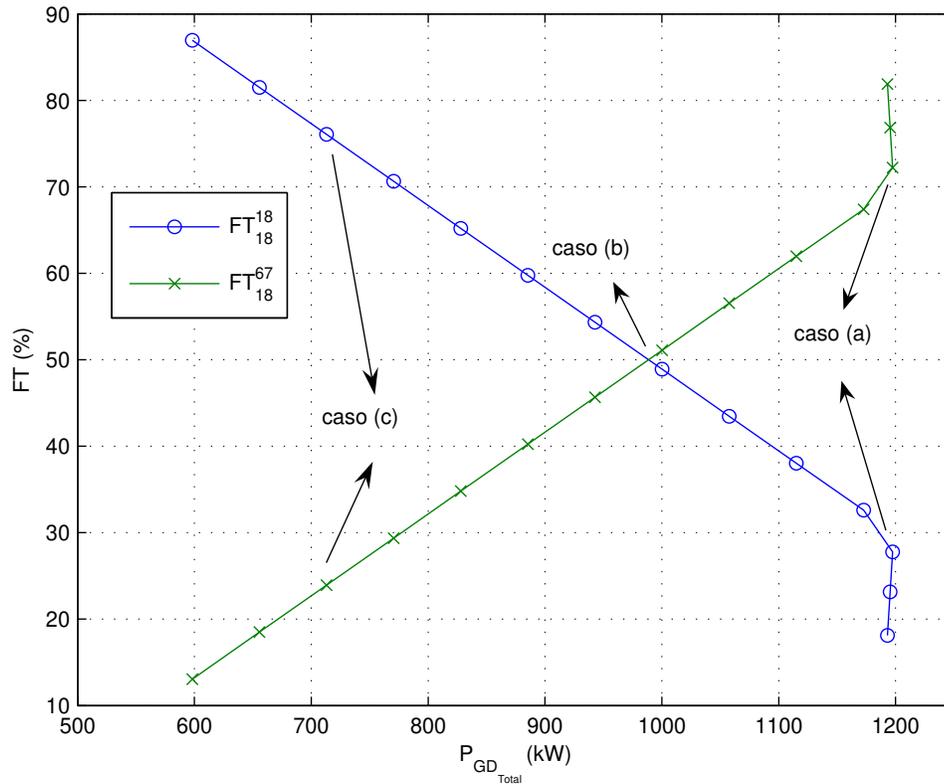


Figura 2.20 – Fatores de responsabilidade de tensão de GD_{18} e GD_{67} vista pela barra 18.

CASO (a): NÍVEL MÁXIMO DE PENETRAÇÃO DE GD ($FT_{18}^{18} = 27,8\%$ e $FT_{18}^{67} = 72,2\%$).

Neste caso, objetiva-se obter o nível máximo de penetração de GD sem se preocupar com a restrição de geração de qualquer planta, como apresentado anteriormente ($P_{GD\ Total} = 1.198\text{ kW}$), onde os valores de geração para GD_{18} e GD_{67} são 125 e 1.073 kW, respectivamente. Os fatores de responsabilidade para esses geradores são $FT_{18}^{18} = 27,8\%$ e $FT_{18}^{67} = 72,2\%$. Assim, como já discutido, o nível de geração de GD_{18} é bastante reduzido comparado com o nível de geração da outra planta instalada.

CASO (b): MESMO DESVIO DE TENSÃO CAUSADO PELAS PLANTAS ($FT_{18}^{18} = FT_{18}^{67} = 50\%$).

Neste caso, considera-se justa a situação em que ambos os geradores possuem a mesma responsabilidade no aumento do perfil de tensão, ou seja, $FT_{18}^{18} = FT_{18}^{67} = 50\%$. Nesta situação,

os níveis de geração para GD_{18} e GD_{67} são 230 e 759 kW, respectivamente. O nível de penetração de GD seria 989 kW, como mostrado na Figura 2.20 e Tabela 2-II. Entretanto, atribuir um fator de responsabilidade igual para ambos os geradores, pode ser ainda uma medida severa para GD_{18} visto que a geração permitida para este gerador é bem menor que aquela imposta à GD_{67} .

CASO (c): MESMA GERAÇÃO PARA AMBAS AS PLANTAS ($FT_{18}^{18} = 76,7\%$ e $FT_{18}^{67} = 23,3\%$).

Neste caso, assume-se como justa a situação em que ambos os geradores podem injetar a mesma quantidade de potência na rede. Isso ocorre para um mesmo nível de geração de potência ativa individual de 353 kW e, portanto, um nível de penetração de GD de 706 kW. Em relação ao caso (b), apesar da geração de GD_{18} ter sido aumentada, a geração de GD_{67} teve que ser reduzida para satisfazer o critério imposto às plantas.

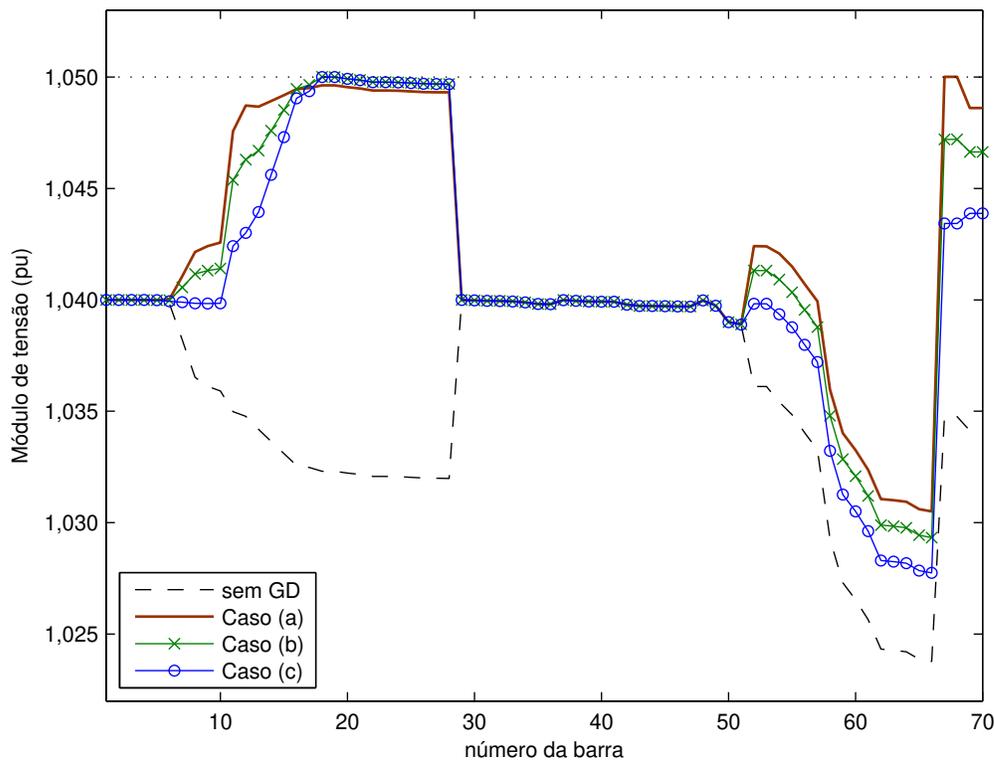


Figura 2.21 – Perfil de tensão para os diferentes critérios impostos às plantas nas barras 18 e 67.

Tabela 2-II – Diferentes suposições para estabelecer critérios justos de geração.

	$FT_{18}^{18}(\%)$	$FT_{18}^{87}(\%)$	$P_{GD_{18}}(kW)$	$P_{GD_{87}}(kW)$	$P_{GD_{Total}}(kW)$
Caso (a)	27,8	72,2	125	1.073	1.198
Caso (b)	50,0	50,0	230	759	989
Caso (c)	76,7	23,3	353	353	706

2.7 Conclusões

Neste capítulo, uma nova metodologia baseada em sensibilidades de tensão versus injeções de potência ativa e reativa foi apresentada para estimar a máxima potência que geradores distribuídos podem injetar na rede sem que haja violação dos limites de tensão nas barras da rede. Baseada em um único resultado do cálculo de fluxo de carga para o caso base, combinado com simples operações matriciais, o impacto de adicionar um novo gerador à rede elétrica, com qualquer capacidade ou modo de operação, pode ser estimado usando a metodologia proposta. Os resultados obtidos foram comparados com os fornecidos por repetidos cálculos de fluxo de carga. A precisão do método mostrou-se adequada apesar da simplicidade na sua determinação.

Um índice chamado de fator de responsabilidade de tensão foi apresentado para avaliar a parcela de contribuição de cada gerador no aumento da tensão em sistemas multi-GD. Esse índice pode ser usado por engenheiros de concessionárias de energia para decidir quais geradores, e em qual grau, devam ser penalizados pelo aumento de tensão, ou mesmo recompensados por não depreciar a qualidade do perfil de tensão. Diferentes estratégias podem ser traçadas em sistemas com várias plantas, como por exemplo:

- Maximizar o nível de penetração;
- Dividir igualmente a responsabilidade do aumento de tensão entre as plantas;

- Permitir que todas as plantas exportem a mesma quantidade de potência à rede.

Vale lembrar que o método de sensibilidades de tensão pode ser usado em um primeiro estágio das análises necessárias para alocação de GD e que outros aspectos técnicos (a serem mostrados nos próximos capítulos) devem ser analisados conjuntamente. A aplicação do método na presença de dispositivos de controle de tensão mostrou-se eficiente, porém uma investigação mais detalhada, baseada em estudos de fluxo de carga, é recomendável em razão do método não considerar de forma explícita os dispositivos de controle de tensão em sua formulação.

Capítulo 3

Análise da Distribuição dos Fluxos de Correntes Elétricas

3.1 Introdução

ALÉM da elevação do perfil de tensão, outro aspecto técnico que pode limitar a quantidade de geração distribuída em redes típicas de distribuição é o aumento das correntes nos alimentadores, o que pode fazer com que os limites térmicos dos cabos e alimentadores sejam alcançados. Embora os fluxos de correntes também possam ser reduzidos quando se instalam geradores distribuídos próximos aos centros de carga, postergando novos investimentos na ampliação de infra-estrutura em redes de distribuição ou permitindo o fornecimento de energia elétrica a novos consumidores, dependendo da localização, nível de geração e do modo de operação dos geradores, em alguns trechos de linhas pode ocorrer inversão de fluxos, levando até mesmo violação da capacidade de corrente dos condutores e cabos. Portanto, este capítulo apresenta uma metodologia analítica baseada em sensibilidade das correntes nos ramos em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa para a determinação da máxima potência que um gerador distribuído pode injetar em uma rede de distribuição sem que ocorra violação dos limites de correntes nos ramos. Um índice numérico, baseado nessas sensibilidades,

é também proposto para avaliar o impacto percentual de cada gerador em sistemas com múltiplos geradores quanto ao grau de utilização dos cabos. Denominados de FATORES DE RESPONSABILIDADE DE CORRENTE, esses índices quantificam em termos percentuais o quanto cada gerador contribui para o aumento ou diminuição do módulo de corrente em qualquer ramo do sistema.

3.2 Aumento das correntes elétricas nos ramos – análise teórica

Geralmente em sistemas de distribuição, os fluxos de corrente seguem no sentido da subestação para as cargas (consumidores). Com a conexão de geradores distribuídos próximos às cargas, a tendência é que os geradores aliviem os fluxos de corrente, uma vez que parte do atendimento às cargas é feito pelas plantas de GD. Porém, se o nível de geração for maior que o consumo a ponto dos geradores atenderem integralmente às cargas e ainda exportarem potência para o sistema, fluxos de corrente próximos ao ponto de conexão podem se inverter e até violar os limites térmicos dos cabos. Este problema, provocado pelo aumento do módulo das correntes, pode ser formulado considerando o sistema mostrado na Figura 3.1, onde a corrente fasorial em direção à carga é dada por

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_L^*} \quad (3.1)$$

A injeção de corrente líquida no ponto de conexão da planta de GD é então dada por

$$\bar{I} = \frac{(P_G - P_C) - j(Q_G - Q_C)}{\bar{V}_L^*} \quad (3.2)$$

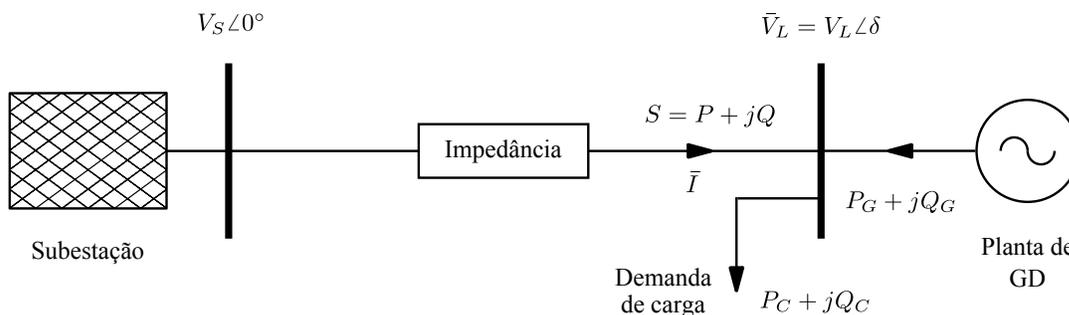


Figura 3.1 – Sistema de distribuição equivalente com GD.

Assumindo que o ângulo δ seja bem pequeno, ou seja, $V_L \angle \delta \approx V_L$, o módulo da corrente pode ser expresso por

$$I \approx \frac{1}{V_L} \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3.3)$$

onde $P = P_G - P_C$ e $Q = Q_G - Q_C$.

Com um comportamento quase linear em função da injeção de potência da planta de GD⁷, observa-se que, dependendo do nível de geração da planta, o módulo da corrente pode apresentar uma característica crescente ou decrescente. Para efeito de simplificação da análise teórica, considera-se que o gerador e a carga local operam com fator de potência unitário ($Q_G = Q_C = 0$). A partir da equação (3.3), a Tabela 3-I ordena três regiões em que o comportamento do módulo da corrente em função do nível de penetração de GD pode se enquadrar. A Região 1 corresponde à faixa de operação da planta de GD em que seu nível de geração não é capaz de suprir toda a demanda de potência ativa da carga, ou seja, $0 < P_G < P_C$. Assim, parte da demanda é suprida pela subestação e parte pela planta de GD, sendo que o fluxo de corrente no ramo reduz devido à geração local. Portanto, inicialmente, à medida que o nível de geração de GD aumenta, o fluxo de corrente na linha diminui. A Região 2 corresponde à condição de fluxo mínimo de corrente na linha, ou seja, a corrente seria nula, uma vez que a demanda de potência ativa da carga se iguala ao nível de potência ativa da planta de GD ($P_G = P_C$). A Região 3 corresponde à situação em que além de suprir toda a demanda de potência ativa da carga ($P_G > P_C$), a planta de GD exporta potência ativa em direção à subestação. Neste caso, o fluxo de corrente na linha passa a ter o sentido da carga para subestação, sendo que à medida que o nível de geração da planta aumenta, o módulo da corrente na linha cresce proporcionalmente, podendo, durante baixa demanda, exceder o limite térmico do condutor.

⁷ embora V_L varie com a injeção de potência, na prática tal variação é pequena.

Tabela 3-I – Sentido de crescimento do módulo de corrente na linha em função de regiões de operação distintas de GD.

	Nível de geração da planta de GD	Sentido de crescimento da corrente
Região 1	$0 < P_G < P_C$	negativo
Região 2	$P_G = P_C$	neutro
Região 3	$P_G > P_C$	positivo

3.3 Aumento das correntes elétricas nos ramos – análise via simulação computacional

Para entender melhor o comportamento do módulo das correntes nos ramos, um exemplo com o sistema teste (Figura 2.3) é realizado. Uma planta de GD é instalada na barra 49 do sistema e opera com fator de potência unitário. As cargas são modeladas como potência constante. A Figura 3.2 mostra o comportamento do módulo da corrente na linha 48–49 para os cenários de demanda máxima (100%) e mínima (20%). Nas simulações é adotado o método de *Newton-Raphson* para a solução do fluxo de potência, onde os resultados foram obtidos com passos de 50 kW para a injeção de potência de GD₄₉. O limite máximo de corrente para o cabo adotado nesse ramo (1/0 AWG) é de 150 A. A máxima potência injetada pela planta de GD é de 4.410 kW e 3.550 kW para os cenários de demanda máxima e mínima, respectivamente. Nota-se que o módulo da corrente tem um comportamento linear decrescente até o ponto de corrente mínima (onde a geração da planta equilibra-se com a demanda de carga do ramal lateral) e logo após apresenta um comportamento linear crescente onde se tem uma inversão do fluxo de corrente e a planta passa a exportar potência para o sistema. O módulo de corrente não chega a ser nulo porque há um fluxo mínimo de potência reativa. O cenário de demanda máxima permite um maior nível de penetração de GD, uma vez que a demanda de carga nesse cenário é

maior e com isso a inversão do sentido do fluxo de corrente se dá para um valor de potência também maior.

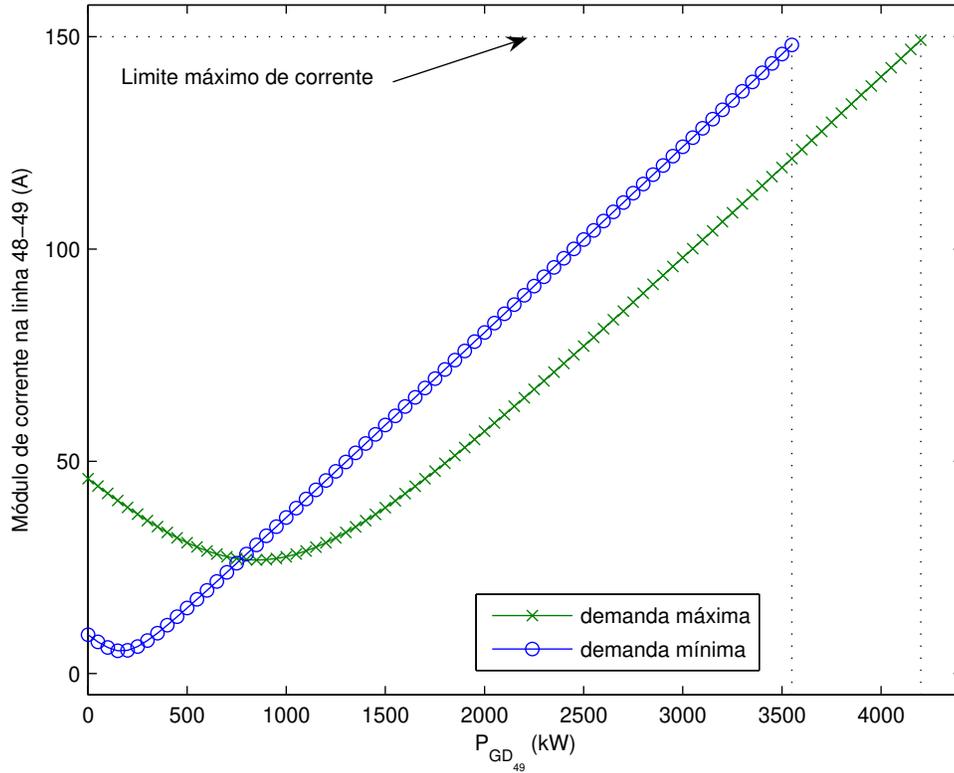


Figura 3.2 – Módulo da corrente na linha 48–49 em função da injeção de potência de GD_{49} .

3.4 Metodologia de análise via sensibilidade

Considerando uma linha modelada por um circuito π com parâmetros fixos, como mostra a Figura 3.3, a corrente em cada trecho de linha do alimentador pode ser calculada por

$$\bar{I}_{km} = (g_{km} + jb_{km})(V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k e^{j\theta_k} \quad (3.4)$$

sendo:

$$I_{real_{km}} = \Re_e \{ \bar{I}_{km} \} = g_{km} (V_k \cos \theta_k - V_m \cos \theta_m) - b_{km} (V_k \sin \theta_k - V_m \sin \theta_m) - b_{km}^{sh} V_k \sin \theta_k \quad (3.5)$$

$$I_{imag_{km}} = \Im_m \{ \bar{I}_{km} \} = g_{km} (V_k \sin \theta_k - V_m \sin \theta_m) + b_{km} (V_k \cos \theta_k - V_m \cos \theta_m) + b_{km}^{sh} V_k \cos \theta_k \quad (3.6)$$

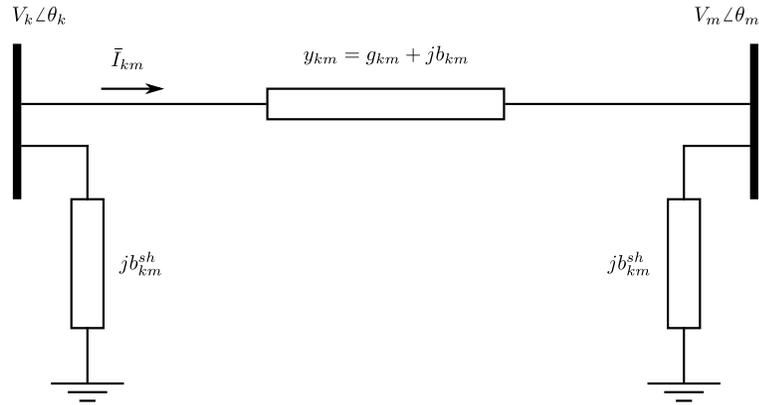


Figura 3.3 – Modelo de linha de distribuição com parâmetros fixos.

As correntes nas linhas de um sistema podem ser expressas em função dos parâmetros e do estado da rede (V, θ) . Assim, as correntes em regime permanente podem ser expressas em função das injeções de potência ativa (P) e reativa (Q) em cada barra, que por sua vez são dependentes de (V, θ) . A partir das equações (3.5) e (3.6), as derivadas da componente real da corrente em relação aos módulos e aos ângulos das tensões das barras são expressas por:

$$\frac{\partial I_{real_{km}}}{\partial \theta_k} = -g_{km} V_k \sin \theta_k - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k \cos \theta_k \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial I_{real_{km}}}{\partial \theta_m} = g_{km} V_m \sin \theta_m + b_{km} V_m \cos \theta_m \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial I_{real_{km}}}{\partial V_k} = g_{km} \cos \theta_k - (b_{km} + b_{km}^{sh}) \sin \theta_k \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial I_{real_{km}}}{\partial V_m} = -g_{km} \cos \theta_m + b_{km} \sin \theta_m \quad (3.10)$$

e as derivadas da componente imaginária das correntes em relação aos módulos e aos ângulos das tensões das barras são dadas por:

$$\frac{\partial I_{imag_{km}}}{\partial \theta_k} = g_{km} V_k \cos \theta_k - (b_{km} + b_{km}^{sh}) V_k \sin \theta_k \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial I_{imag_{km}}}{\partial \theta_m} = -g_{km} V_m \cos \theta_m + b_{km} V_m \sin \theta_m \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial I_{imag_{km}}}{\partial V_k} = g_{km} \operatorname{sen} \theta_k + (b_{km} + b_{km}^{sh}) \cos \theta_k \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial I_{imag_{km}}}{\partial V_m} = -g_{km} \operatorname{sen} \theta_m - b_{km} \cos \theta_m \quad (3.14)$$

3.4.1 SENSIBILIDADE DA COMPONENTE REAL DA CORRENTE

As sensibilidades da componente real da corrente são determinadas aplicando-se a teoria de derivadas parciais às equações de (3.7) a (3.10) como segue

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T &= \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) + \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T &= \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right) + \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{aligned} \quad (3.15)$$

onde as matrizes acima são definidas para um sistema de n barras e r ramos como sendo:

$$\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{real_1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_1}}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{real_r}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_r}}{\partial \theta_n} \end{bmatrix}_{r \times n} \quad (3.16)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{real_1}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_1}}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{real_r}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_r}}{\partial V_n} \end{bmatrix}_{r \times n} \quad (3.17)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{real_1}}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_1}}{\partial P_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{real_r}}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial I_{real_r}}{\partial P_n} \end{bmatrix}_{r \times n} \quad (3.18)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T = \begin{bmatrix} \frac{\partial I_{\text{real}_1}}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial I_{\text{real}_1}}{\partial Q_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial I_{\text{real}_r}}{\partial Q_1} & \dots & \frac{\partial I_{\text{real}_r}}{\partial Q_n} \end{bmatrix}_{r \times n} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{bmatrix}_{2n \times 2n} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \right)_{n \times n} & \left(\frac{\partial P_1}{\partial V_1} \dots \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \right)_{n \times n} \\ \left(\frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \right)_{n \times n} & \left(\frac{\partial Q_1}{\partial V_1} \dots \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \right)_{n \times n} \\ \vdots & \vdots \\ \left(\frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \right)_{n \times n} & \left(\frac{\partial P_n}{\partial V_1} \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \right)_{n \times n} \\ \left(\frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \right)_{n \times n} & \left(\frac{\partial Q_n}{\partial V_1} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \right)_{n \times n} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Transpondo ambos os lados da equação (3.15), esta equação pode ser reescrita como

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T \\ \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}^T} \cdot \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{P}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{Q}} \right) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

A partir da manipulação da equação (3.21), a matriz Jacobiana pode ser isolada e colocada em evidência. Desta forma, a matriz de sensibilidades da componente real da corrente com relação às variações das injeções de potência ativa e reativa em cada barra do sistema é expressa por

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{\text{rp}} \\ \mathbf{I}_{\text{rq}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \\ \frac{\partial \mathbf{I}_{\text{real}}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

sendo \mathbf{J}^T é a matriz Jacobiana transposta do fluxo de carga pelo método de *Newton-Raphson*, considerando que todas as barras são do tipo PQ⁸, a qual, por conseguinte, tem dimensão $2n \times$

⁸ Excluindo a barra de referência.

$2n$, \mathbf{I}_{rp} é a matriz de sensibilidade da componente real das correntes dos ramos em relação às variações de injeções de potência ativa das barras e \mathbf{I}_{rq} a é a matriz de sensibilidade da componente real das correntes nos ramos em relação às variações de injeções de potência reativa das barras, sendo que essas matrizes têm dimensões $n \times r$.

3.4.2 SENSIBILIDADE DA COMPONENTE IMAGINÁRIA DA CORRENTE

De forma semelhante, aplicando a teoria de derivadas parciais às equações de (3.11) a (3.14), as sensibilidades da componente imaginária das correntes nos ramos com relação às variações de injeções de potência em cada barra são expressas por

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{ip} \\ \mathbf{I}_{iq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \theta} \\ \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

sendo \mathbf{I}_{ip} a matriz de sensibilidade da componente imaginária das correntes nos ramos em relação às variações de injeções de potência ativa das barras e \mathbf{I}_{iq} a matriz de sensibilidade da componente imaginária das correntes nos ramos em relação às variações de potência reativa das barras. Essas matrizes de sensibilidades também possuem dimensões $n \times r$.

3.4.3 ESTIMAÇÃO DAS VARIAÇÕES DOS FLUXOS DE CORRENTES ELÉTRICAS

A estimação das variações das correntes nos ramos é feita para cada linha da rede de distribuição considerando uma determinada injeção de potência pelos geradores em certas barras. Uma vez determinado o ponto de operação do sistema para o caso base (na rede teste empregada neste trabalho, isso corresponde à situação sem GD), os parâmetros e o estado da rede (matriz Jacobiana, módulos e ângulos de fase das tensões) são utilizados para determinar as matrizes de sensibilidades das correntes. Assim, os desvios de corrente ativa e reativa ficam:

$$\Delta \mathbf{I}_{real} = \mathbf{P}_{GD} \frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{P}} + \mathbf{Q}_{GD} \frac{\partial \mathbf{I}_{real}}{\partial \mathbf{Q}} \quad (3.24)$$

$$\Delta \mathbf{I}_{imag} = \mathbf{P}_{GD} \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \mathbf{P}} + \mathbf{Q}_{GD} \frac{\partial \mathbf{I}_{imag}}{\partial \mathbf{Q}} \quad (3.25)$$

Representando a potência reativa dos geradores distribuídos em função do fator de potência fp dos mesmos, $\mathbf{Q}_{GD} = \mathbf{P}_{GD} \tan[\cos^{-1}(fp)]$, os desvios de corrente ativa e reativa, em função das matrizes de sensibilidades \mathbf{I}_{rp} , \mathbf{I}_{rq} , \mathbf{I}_{ip} e \mathbf{I}_{iq} , ficam então definidos como:

$$\Delta \mathbf{I}_{\text{real}} = \mathbf{P}_{GD} \underbrace{(\mathbf{I}_{rp} + \mathbf{I}_{rq} \tan[\cos^{-1}(fp)])}_{\mathbf{J}_x} \quad (3.26)$$

$$\Delta \mathbf{I}_{\text{imag}} = \mathbf{P}_{GD} \underbrace{(\mathbf{I}_{ip} + \mathbf{I}_{iq} \tan[\cos^{-1}(fp)])}_{\mathbf{J}_y} \quad (3.27)$$

onde \mathbf{P}_{GD} é uma matriz diagonal como definida no capítulo anterior, em que cada elemento da diagonal não-nulo representa as injeções de potência ativa de novos geradores distribuídos instalados nas barras associadas às respectivas linhas da matriz. As equações acima, por meio das variáveis de entrada fp e \mathbf{P}_{GD} , determinam os desvios nas componentes reais e imaginárias das correntes de todos os ramos para os novos geradores distribuídos que podem ser instalados em quaisquer barras do sistema, com quaisquer modos de operação, como também níveis de geração. Deste modo, a estimação dos fasores de correntes torna-se

$$\bar{\mathbf{I}} = \bar{\mathbf{I}}^0 + \underbrace{\Delta \mathbf{I}_{\text{real}} + j\Delta \mathbf{I}_{\text{imag}}}_{\Delta \mathbf{I}} \quad (3.28)$$

ou,

$$\bar{\mathbf{I}} = \bar{\mathbf{I}}^0 + \mathbf{P}_{GD} (\mathbf{J}_x + j\mathbf{J}_y) \quad (3.29)$$

onde $\bar{\mathbf{I}}^0$ é uma matriz de dimensão $n \times r$, sendo que cada linha contém os fasores das correntes nas linhas em regime permanente para o caso base, cujos elementos são $(\bar{I}_1^0, \bar{I}_2^0, \dots, \bar{I}_r^0)$ e $\bar{\mathbf{I}}$ é uma matriz de dimensão $n \times r$ com os fasores das correntes nos ramos após a instalação dos geradores distribuídos, os quais são representados na matriz \mathbf{P}_{GD} .

3.4.4 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA BASEADA NAS SENSIBILIDADES DE CORRENTES

Um exemplo para validação das sensibilidades de correntes é mostrado a seguir considerando que um gerador é instalado na barra 49 do sistema de 70 barras para um cenário de demanda máxima. Três modos de operação são avaliados: operação com fator de potência 0,9

indutivo; fator de potência unitário e fator de potência 0,9 capacitivo. A Figura 3.4 mostra o comportamento do módulo da corrente na linha 48–49 em função da injeção de potência na barra 49 para os três modos de operação. As três curvas do gráfico são obtidas com repetidos fluxos de carga para um incremento na geração de 1,0 kW até que ocorra violação dos limites de corrente máxima dos condutores (150 A neste exemplo) ou que o gerador atinja o limite máximo de geração sob investigação (4.000 kW para esse sistema). Os limites térmicos dos condutores dependem de alguns fatores, como classe de tensão, temperatura, tipo do material, e principalmente a seção transversal do condutor. Exemplos de correntes máximas admissíveis para cálculo de projetos de redes de distribuição podem ser encontrados em CPFL, 2009. A Tabela 3-II fornece os dados dos limites de corrente máxima para os cabos utilizados nas simulações para o sistema de 70 barras, ao passo que a Figura 3.5 mostra a distribuição dos diferentes condutores utilizados. Os três pontos no gráfico, indicados pelas figuras geométricas triângulo, quadrado e círculo, representam o valor de corrente estimado pela expressão (3.29) com as sensibilidades calculadas para o caso base ($P_{GD_{49}} = 0$ kW) e o elemento $P_{GD_{49-49}}$ da matriz \mathbf{P}_{GD} igual ao valor máximo encontrado pela solução via fluxo de carga para cada modo de operação, ou seja, $P_{GD_{49-49}} = 3.416$ kW, $P_{GD_{49-49}} = 4.000$ kW e $P_{GD_{49-49}} = 4.000$ kW para as situações de operação com fator de potência indutivo, unitário e capacitivo, respectivamente. Os erros para determinação do fluxo de corrente para os modos de operação indutivo, unitário e capacitivo são de 0,2%, 0,03% e 0,1%, respectivamente.

Tabela 3-II – Capacidade máxima de corrente para os cabos utilizados para o sistema de 70 barras.

Correntes nas linhas dadas pelo caso base I^0 (A)	Cabos utilizados (AWG)	Capacidade máxima de corrente dos cabos I_{max} (A)
$0 < I^0 \leq 110$	1/0	150
$110 < I^0 \leq 170$	2/0	190
$170 < I^0 \leq 220$	4/0	302

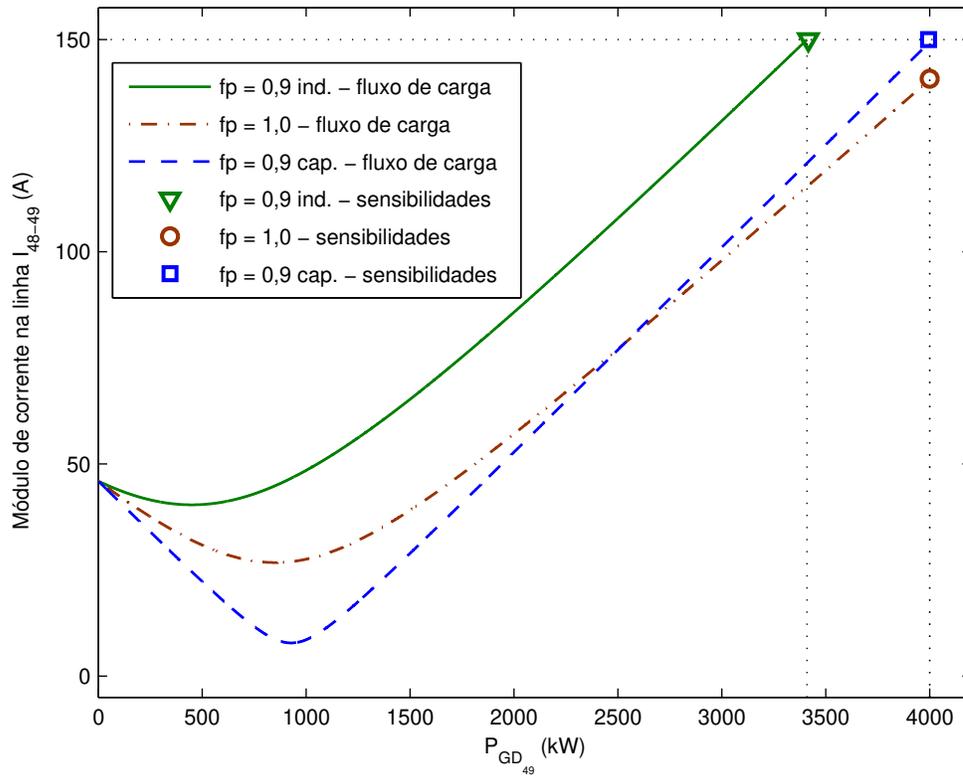


Figura 3.4 – Módulo da corrente da linha 48–49 em função da geração na barra 49.

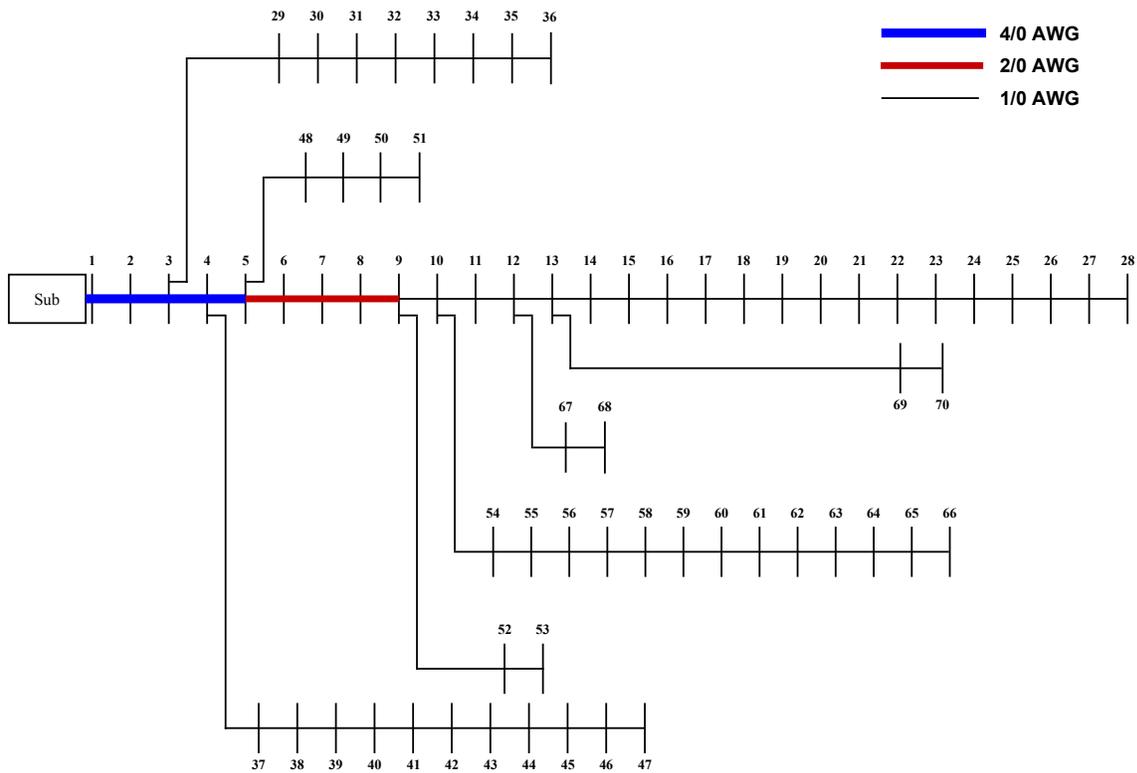


Figura 3.5 – Bitola dos cabos utilizados no sistema teste de 70 barras.

3.5 Determinação da máxima potência por barra

A principal contribuição deste capítulo está na determinação da máxima potência injetada por geradores distribuídos sem que haja violação dos limites de correntes dos condutores em regime permanente. Para um caso particular da equação (3.29), o impacto da injeção de potência de uma planta de GD instalada na barra k na corrente de uma determinada linha m é dado por

$$\bar{I}_m = \bar{I}_m^0 + P_{GD_k} \left(J_{X_{(k,m)}} + jJ_{Y_{(k,m)}} \right) \quad (3.30)$$

Definindo $\Delta \bar{I}_m^k = \bar{I}_m^{\max} - \bar{I}_m^0$ como sendo o máximo desvio de corrente da linha m devido à máxima injeção de potência da planta de GD na barra k , e definindo \bar{I}_m^{\max} como o limite de corrente máxima dessa linha, a equação (3.30) pode ser visualizada graficamente pela Figura 3.6. Aplicando a lei dos cossenos, tem-se a expressão

$$(I_m^{\max})^2 = (\Delta I_m^k)^2 + (I_m^0)^2 + 2I_m^0 \Delta I_m^k \cos \theta_{(k,m)} \quad (3.31)$$

onde $\theta_{(k,m)} = \cos^{-1} \left(\frac{\langle \bar{I}_m^0 \cdot \Delta \bar{I}_m^k \rangle}{I_m^0 \Delta I_m^k} \right)$, sendo $\langle \bar{I}_m^0 \cdot \Delta \bar{I}_m^k \rangle = P_{GD_k} \left(\Re_e \{ \bar{I}_m^0 \} J_{X_{(k,m)}} + \Im_m \{ \bar{I}_m^0 \} J_{Y_{(k,m)}} \right)$.

Uma vez que os módulos de \bar{I}_m^0 e \bar{I}_m^{\max} são valores já conhecidos (obtidos a partir do caso base e da máxima capacidade do condutor, respectivamente), a equação (3.31) pode ser reescrita como sendo

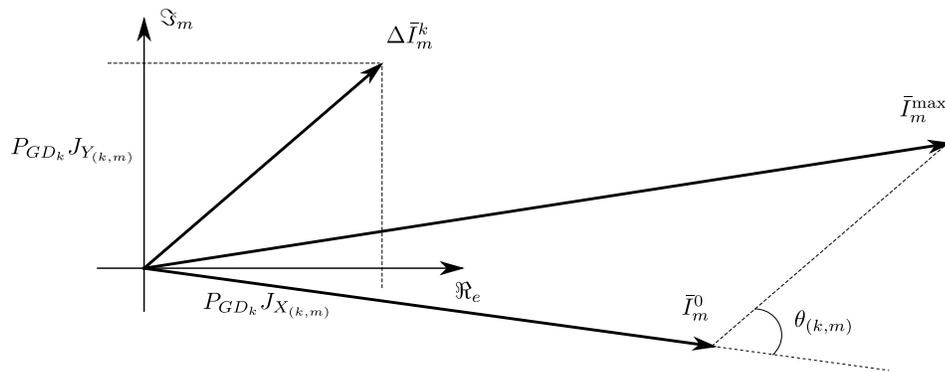


Figura 3.6 – Diagrama fasorial da corrente na linha m estimada.

$$(\Delta I_m^k)^2 + 2P_{GD_k} \left(\Re_e \{ \bar{I}_m^0 \} J_{X(k,m)} + \Im_m \{ \bar{I}_m^0 \} J_{Y(k,m)} \right) + (I_m^0)^2 - (I_m^{\max})^2 = 0 \quad (3.32)$$

Da Figura 3.6, pode extrair a informação de que $P_{GD_k} = \frac{\Delta I_m^k}{\underbrace{\sqrt{J_{X(k,m)}^2 + J_{Y(k,m)}^2}}_{J_{XY(k,m)}}}$. Então, a equação

(3.32) fica

$$(\Delta I_m^k)^2 + 2\Delta I_m^k \left(\Re_e \{ \bar{I}_m^0 \} J_{X(k,m)} + \Im_m \{ \bar{I}_m^0 \} J_{Y(k,m)} \right) / J_{XY(k,m)} + (I_m^0)^2 - (I_m^{\max})^2 = 0 \quad (3.33)$$

Portanto, considerando somente a solução positiva para ΔI_m^k para a equação de 2º grau acima, tem-se

$$\Delta I_m^k = \left(-b + \sqrt{b^2 - 4c} \right) / 2 \quad (3.34)$$

onde $b = 2 \left\{ \Re_e \{ \bar{I}_m^0 \} J_{X(k,m)} + \Im_m \{ \bar{I}_m^0 \} J_{Y(k,m)} \right\} / J_{XY(k,m)}$, $c = (I_m^0)^2 - (I_m^{\max})^2$.

Uma vez determinado ΔI_m^k , a máxima potência ativa que uma planta de GD instalada em uma barra k , operando com certo fator de potência, pode exportar para o sistema sem violar o limite de corrente da linha m é

$$P_{GD_k}^m = \frac{\Delta I_m^k}{J_{XY(k,m)}} \quad (3.35)$$

A planta de GD na barra k pode afetar não só a corrente na linha m , como as correntes nas demais linhas do sistema. Assim, a máxima potência que pode ser injetada na barra k será diferente se a violação for considerada para o restante das barras do sistema. Consequentemente, o cálculo da máxima potência para uma dada barra é dado pela mínima quantidade de potência necessária para violar ao menos um limite de corrente de uma linha. Portanto, a máxima potência ativa que uma planta de GD na barra k pode injetar é expressa por

$$P_{GD_k}^{\max} = \min \{ P_{GD_k}^1 \quad P_{GD_k}^2 \quad \dots \quad P_{GD_k}^r \} \quad (3.36)$$

onde o operador **min** retorna o menor valor da equação (3.36). Generalizando essa equação, a máxima potência ativa injetada para todas as barras do sistema é dada por

$$\mathbf{P}_{GD}^{\max} = \min \underbrace{\begin{pmatrix} P_{GD_1}^l & \cdots & P_{GD_1}^r \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{GD_n}^l & \cdots & P_{GD_n}^r \end{pmatrix}}_A = \begin{bmatrix} P_{GD_1}^{\max} \\ \vdots \\ P_{GD_n}^{\max} \end{bmatrix}_{n \times 1} \quad (3.37)$$

onde **A** é uma matriz de dimensão $n \times r$ e o operador **min** é definido com uma função que, se aplicado à matriz *A*, retorna o menor elemento de cada linha dessa matriz. Desta forma, cada elemento do vetor \mathbf{P}_{GD}^{\max} , com dimensão n , fornece a máxima potência ativa que o gerador instalado na barra associada pode injetar sem violar os limites de capacidade de corrente dos condutores do sistema.

Nas próximas subseções são realizados diferentes tipos de avaliação para a determinação da máxima potência usando as sensibilidades de correntes e repetidos cálculos de fluxo de carga para validar a metodologia proposta e verificar suas limitações.

3.5.1 DEMANDA MÁXIMA

A partir da equação (3.37), a máxima injeção de potência ativa por barra usando as sensibilidades de correntes determinada para o caso base, ou seja, sem geração, é dada pela Figura 3.7. Nessa simulação, considera-se o cenário de demanda máxima para o sistema de 70 barras e os geradores distribuídos operando com fator de potência unitário. O eixo horizontal dessa figura mostra a numeração das barras, enquanto que o eixo vertical mostra a quantidade de potência ativa em kW que uma planta de GD injeta na respectiva barra sem causar violação dos limites de corrente máxima dos condutores do sistema. Tomando a barra 20 como exemplo novamente, a máxima potência ativa injetada, respeitando os limites de corrente máxima dos condutores, é de 3.442,6 kW dada pelas sensibilidades de correntes, como indica a Figura 3.7.

Os resultados providos por repetidos cálculos de fluxo de carga com passos de 1,0 kW para determinar a máxima injeção de potência são comparados com os obtidos pelo método analítico de sensibilidades de correntes. Esta comparação revela que o uso da equação (3.37) conduz a resultados próximos dos valores obtidos com fluxos de carga, contudo há certo erro.

Para o cenário de demanda máxima, o erro médio para todas as barras é de 4,4%, sendo este calculado pela expressão (2.21). Nessa equação (2.21), o termo $P_{GD_i}^{\max_{\text{sensibilidades}}}$ representa a máxima geração na barra i determinada pelas sensibilidades de correntes, calculada pela equação (3.37), e o termo $P_{GD_i}^{\max_{\text{fluxo de carga}}}$ é a máxima geração na barra i determinada por repetidos cálculos de fluxo de carga sem provocar violações de corrente máxima dos condutores. No caso específico da geração máxima na barra 20, o erro pontual é maior (12,5%), contudo observa-se que os valores obtidos com o método proposto são conservativos, ou seja, na prática o valor máximo é maior do aquele estimado, essa é uma característica importante em métodos aproximados para que eles possam ser empregados com confiança pelos engenheiros das concessionárias. O procedimento usado para a determinação da máxima potência usando fluxo de carga é explicado pelo fluxograma mostrado na Figura 3.8.

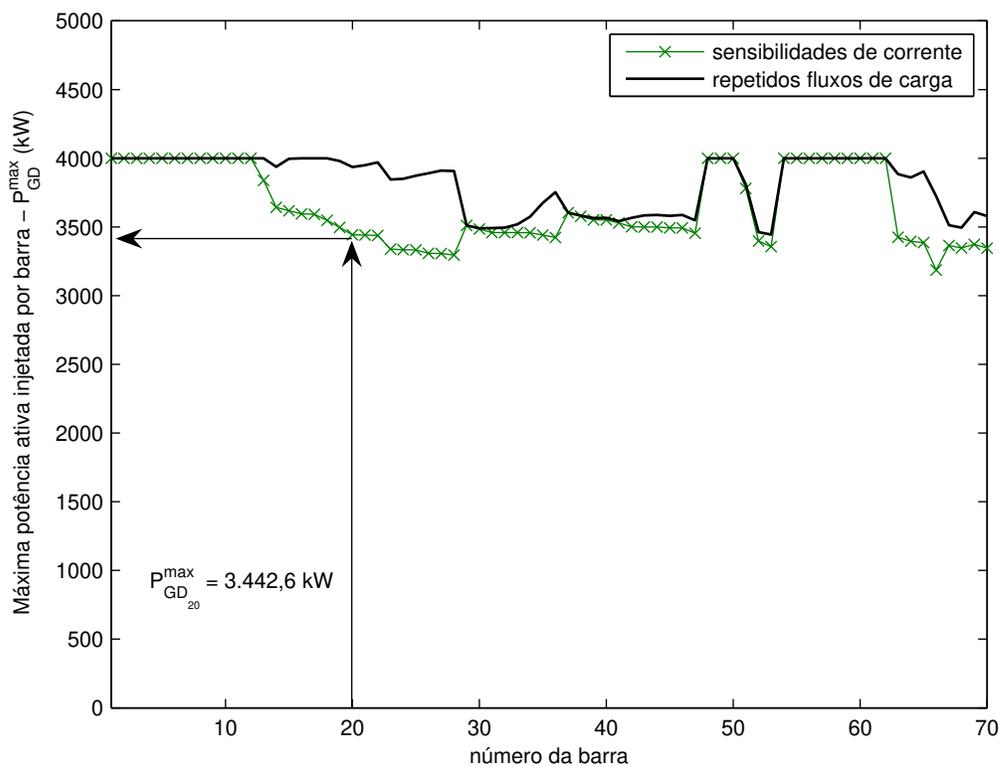


Figura 3.7 – Máxima injeção de potência ativa por barra para cenário de demanda máxima e geradores operando com fator de potência unitário.

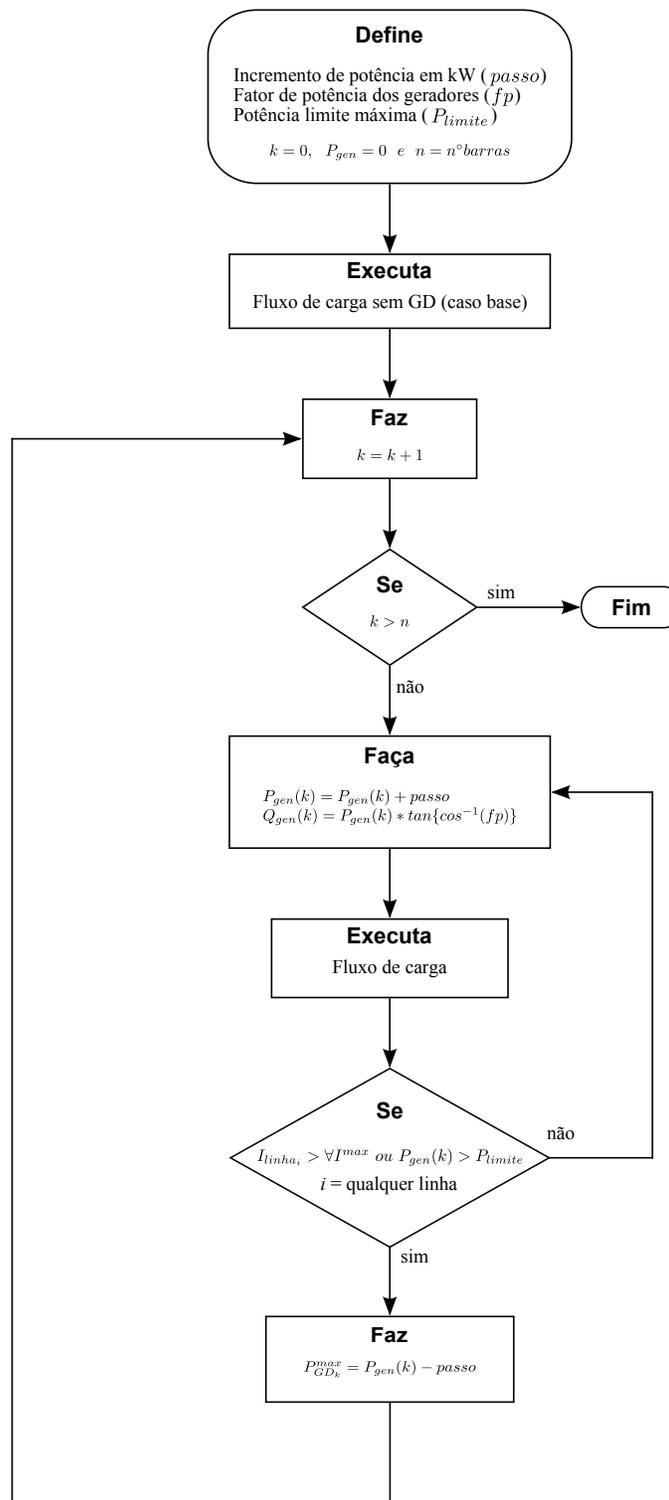


Figura 3.8 – Procedimento para a determinação da máxima potência injetada por barra sem provocar violações dos limites de corrente máxima dos condutores usando repetidos cálculos de fluxo de carga.

3.5.2 DEMANDA MÍNIMA

Considerando agora o cenário de demanda mínima, a Figura 3.9 ilustra a máxima potência injetada por barra sem que haja violações dos limites de corrente máxima dos condutores. Comparando a Figura 3.7 com a Figura 3.9 para os resultados obtidos com as sensibilidades de correntes, os valores da máxima potência injetada por barra são ligeiramente menores para o cenário de demanda mínima. Para exemplificar, a máxima geração na mesma barra 20 analisada anteriormente, que é de 3.442,6 kW para o cenário de demanda máxima, para demanda mínima esta corresponde a 3.426,8 kW. O erro pontual para a obtenção da máxima potência na barra 20 usando as sensibilidades de correntes é de 11,7% e o erro médio para todas as barras considerando o cenário de demanda mínima é de 5,0%.

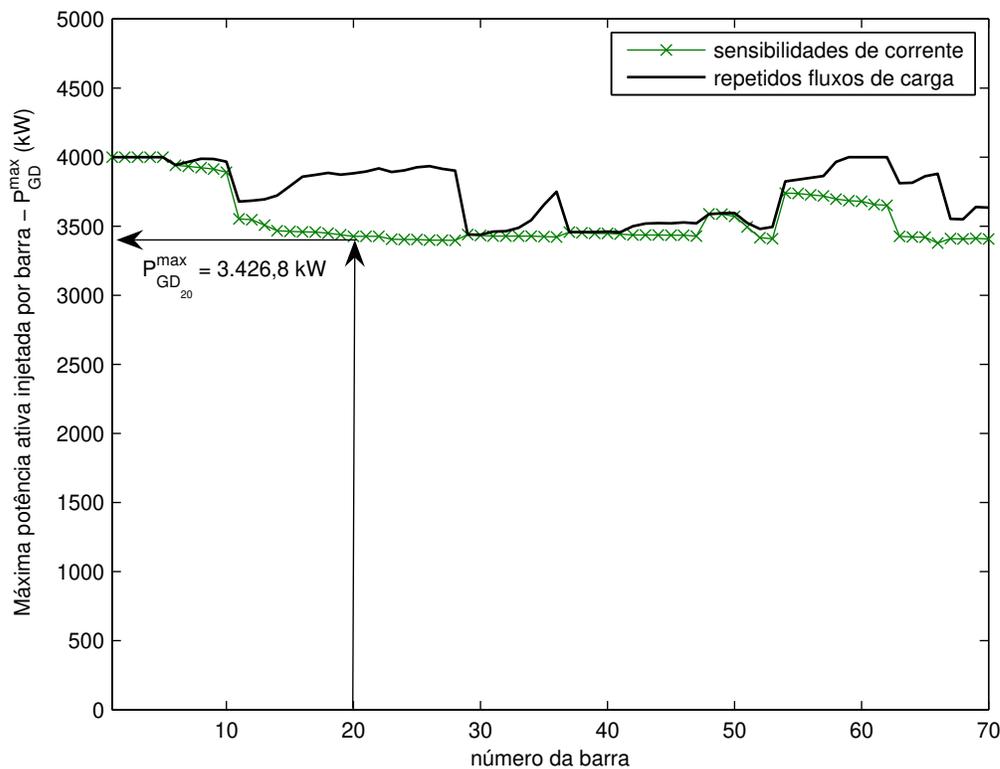


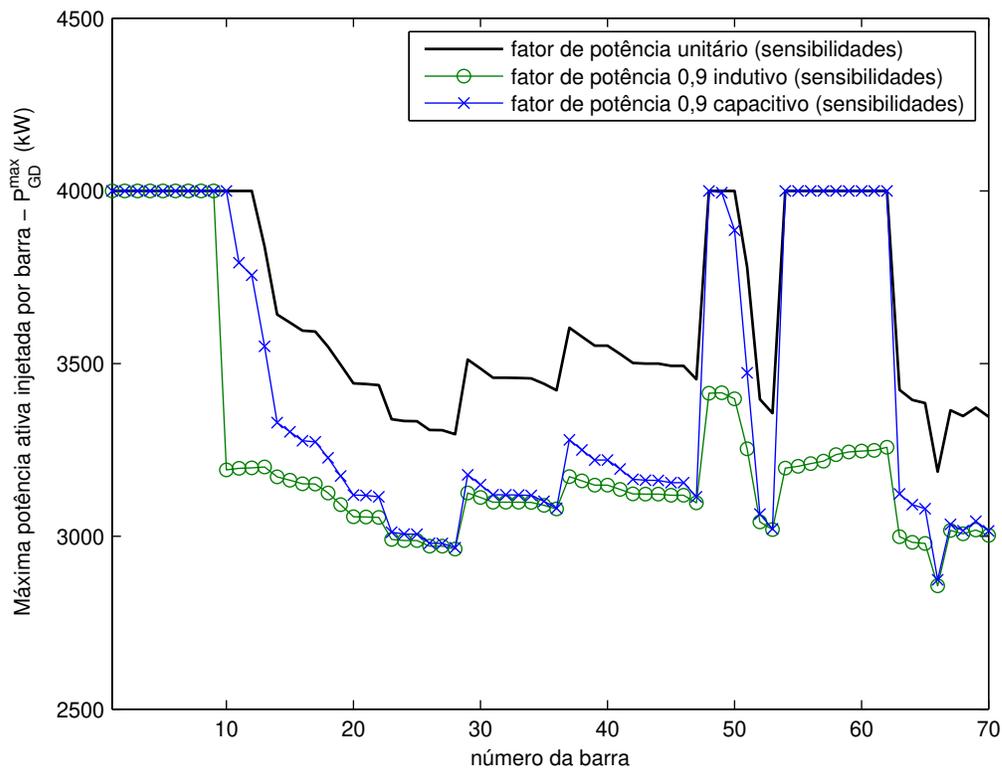
Figura 3.9 – Máxima injeção de potência ativa por barra para cenário de demanda mínima e geradores operando com fator de potência unitário.

3.5.3 DIFERENTES MODOS DE OPERAÇÃO

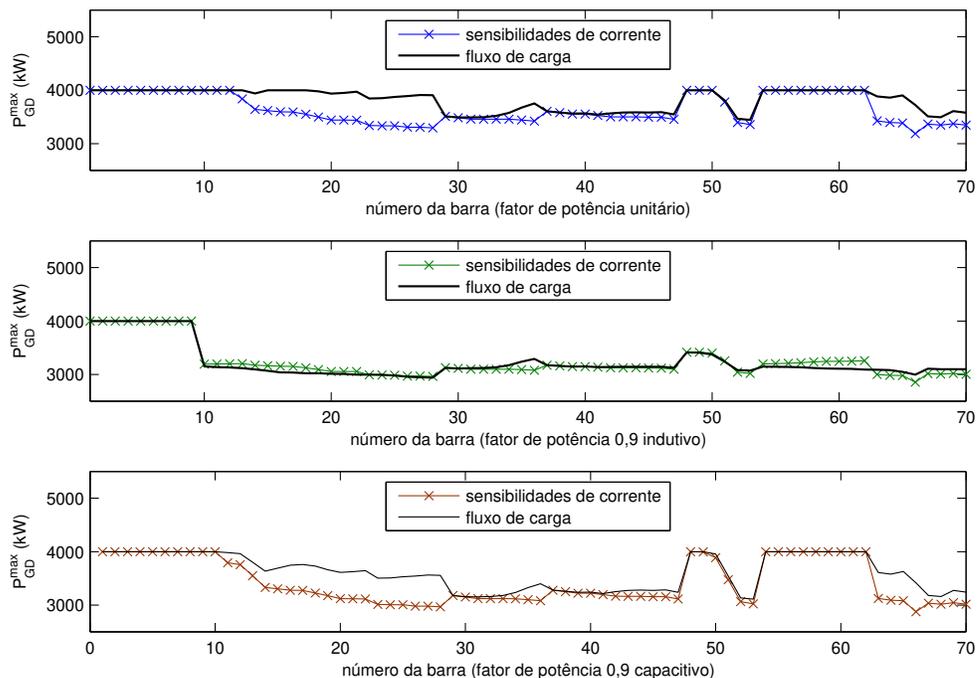
A Figura 3.10(a) mostra a máxima potência injetada por barra para diferentes fatores de potência usando o método de sensibilidades de correntes. O cenário de demanda máxima é considerado nessa figura. Os fatores de potência são ajustados para: unitário; 0,9 indutivo; e 0,9 capacitivo. A comparação desses resultados com os de fluxo de carga são apresentados na Figura 3.10(b). Os erros médios para os modos unitário, indutivo e capacitivo são de 4,4%, 1,6% e 5,1%, respectivamente. O modo de operação indutivo é o mais restritivo em termos de injeção de potência dos geradores. Por outro lado, o modo de operação unitário permite que os geradores distribuídos injetem uma maior quantidade de potência ativa no sistema. Isso era esperado visto que a máxima transferência de potência ativa de um gerador para um sistema, para uma melhor utilização dos condutores, se dá quando esse gerador opera com fator de potência unitário. Outra forma de mostrar tal comportamento pode ser explicada por meio da equação (3.35). Verifica-se que as sensibilidades J_{XY} são inversamente proporcionais à máxima potência injetada. Assim, analisando o numerador da equação (3.38), quanto menor forem as sensibilidades, maior será o valor de $P_{GD_k}^{\max}$.

$$\uparrow P_{GD_k}^{\max} = \frac{\Delta I_m^k}{\sqrt{J_{X(k,m)}^2 + J_{Y(k,m)}^2}} \downarrow \quad (3.38)$$

Sabendo que $J_X = I_{rp} + I_{rq} \tan[\cos^{-1}(fp)]$ e que $J_Y = I_{ip} + I_{iq} \tan[\cos^{-1}(fp)]$, o valor mínimo que o numerador da equação acima pode assumir é quando $\tan[\cos^{-1}(fp)] = 0$, ou seja, quando o fator de potência (fp) for igual a unidade.



(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de correntes.



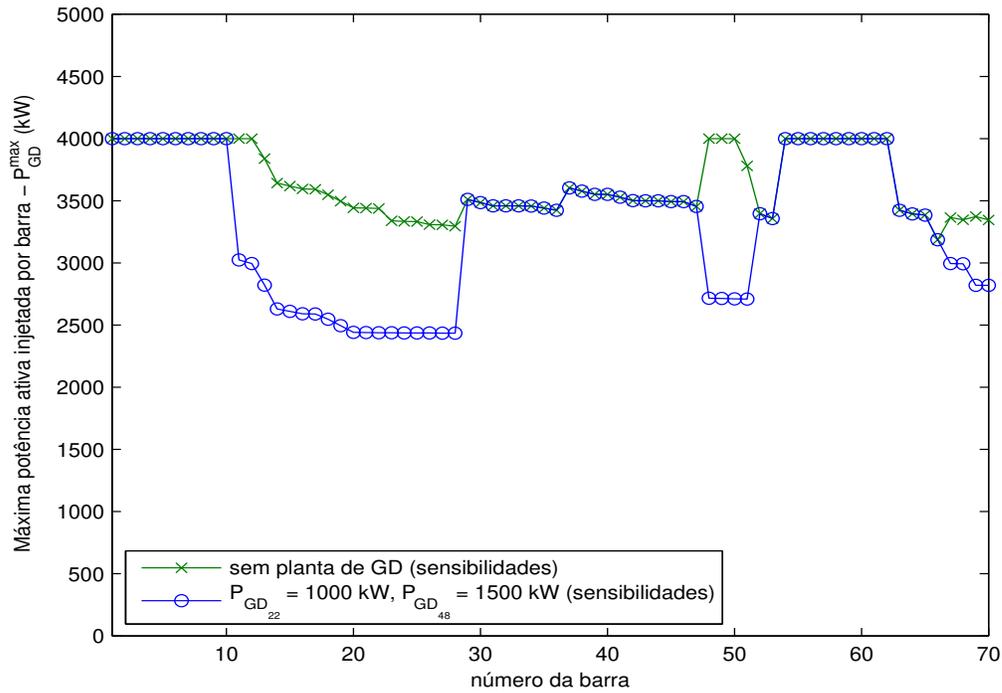
(b) validação do método proposto para diferentes fatores de potência.

Figura 3.10 – Máxima injeção de potência ativa por barra considerando demanda máxima e diferentes fatores de potência.

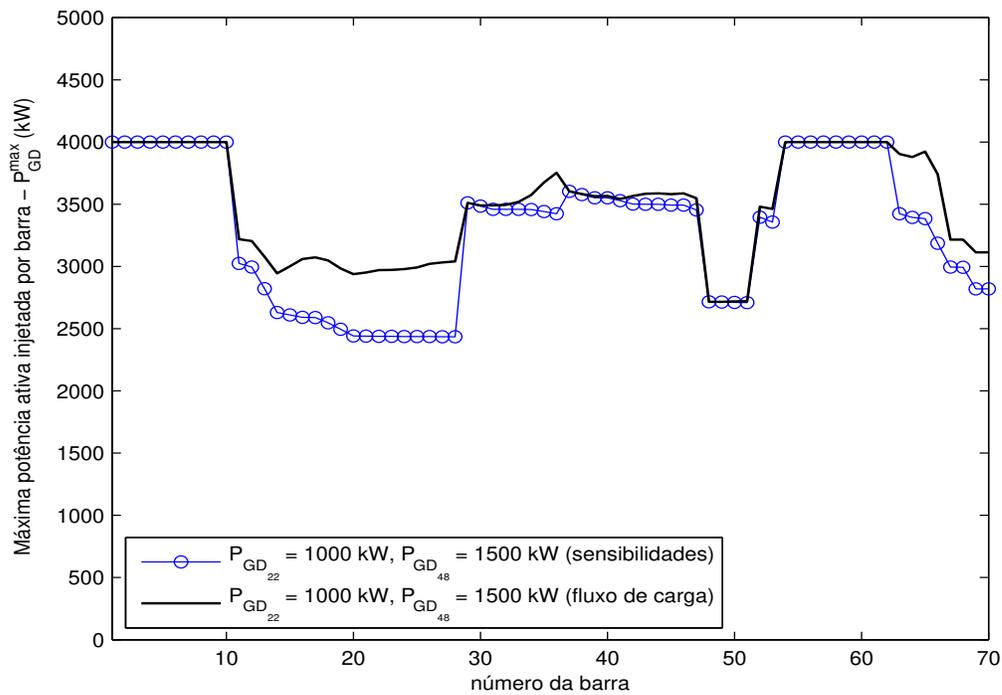
3.5.4 AVALIAÇÃO DE CASOS COM MÚLTIPLOS GERADORES

Nesta subseção é feita uma avaliação do método analítico de corrente para um cenário multi-GD. A máxima potência ativa injetada por barra é determinada considerando algumas plantas já instaladas no sistema. Dois casos são analisados como segue. O primeiro considera dois geradores previamente conectados à rede de distribuição teste nas barras 22 e 48, injetando 1.000 kW e 1.500 kW, respectivamente, e ambos operando com fator de potência unitário. A Figura 3.11(a) mostra a aplicação do método para o cenário de demanda máxima. Com as duas plantas de GD já conectadas ao sistema, a máxima potência injetada respeitando os limites dos cabos é reduzida justamente nos ramais laterais onde se encontram essas duas plantas. O gerador na barra 22 influencia a corrente que flui no ramal lateral formado pelas barras 10 a 28 e o gerador na barra 48 afeta a corrente no ramal das barras 48 a 51. A Figura 3.11(b), mostra a comparação dos resultados obtidos com o método analítico de corrente e com os fornecidos pelo método de fluxo de carga. O erro médio para este caso é de 5,8%.

O segundo caso estudado é relativo ao cenário de demanda mínima, o qual é mostrado na Figura 3.12(a). Neste caso, outros dois geradores são instalados nas barras 37 e 54, com níveis de geração de 500 kW e 750 kW, respectivamente, sendo que o gerador na barra 37 opera com fator de potência 0,9 indutivo e o gerador na barra 54 opera com fator de potência unitário. Adicionalmente, os novos geradores a serem instalados na rede operarão com fator de potência 0,9 indutivo. Observa-se que esses dois geradores na condição de demanda mínima de carga restringem consideravelmente a máxima potência injetada em todas as barras do sistema, fazendo com que todas as barras possuam praticamente o mesmo limite de geração. A comparação dos resultados obtidos pelo método analítico e pelo fluxo de carga é mostrada na Figura 3.12(b), onde o erro médio é de apenas 2,6%.

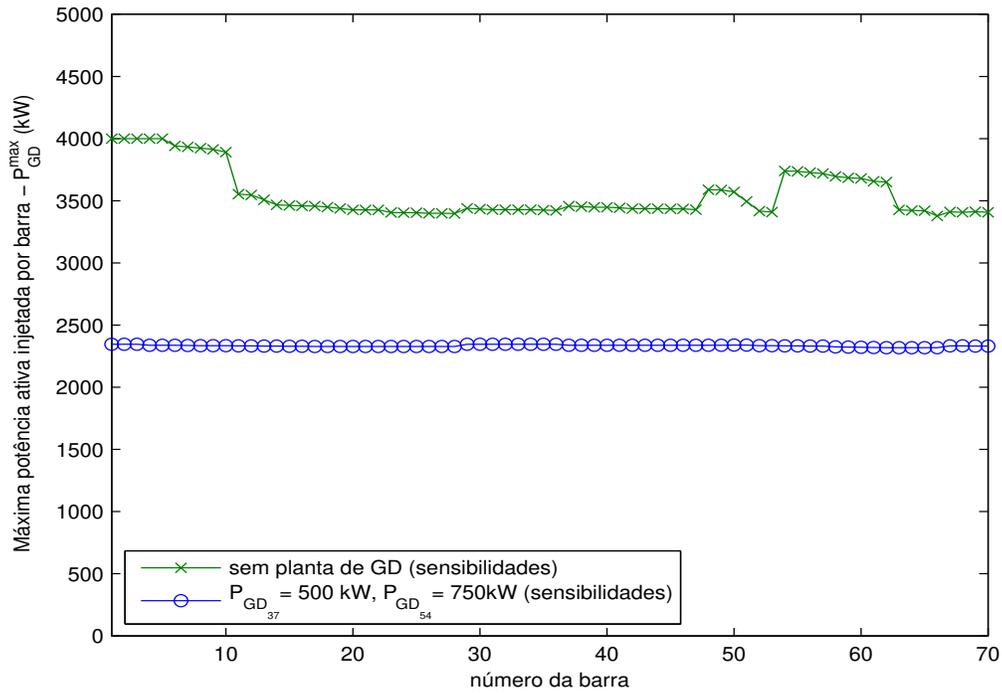


(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de corrente.

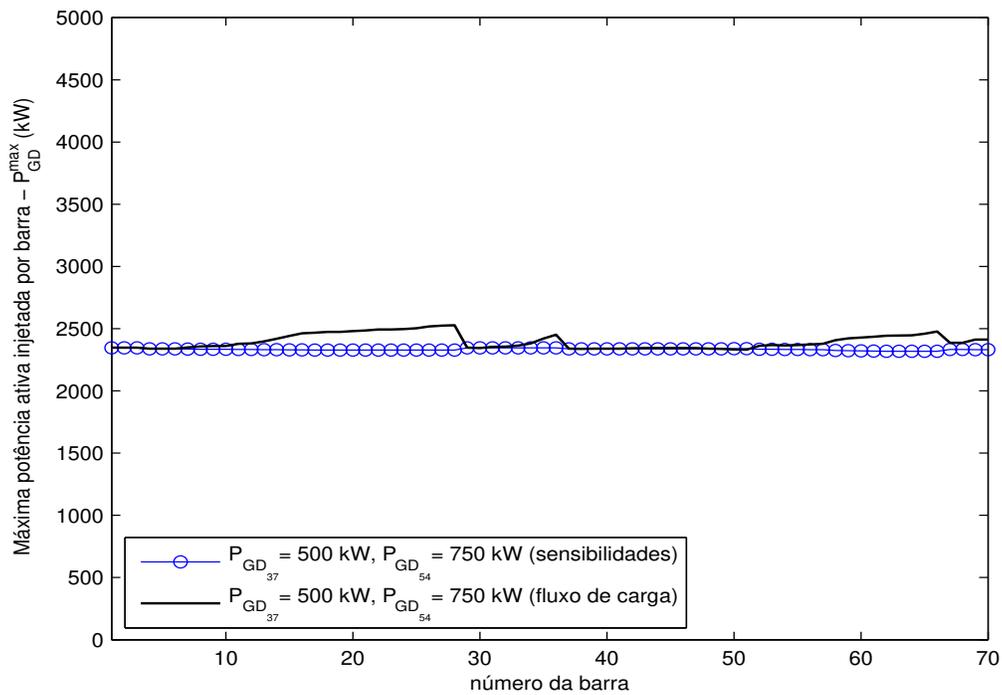


(b) validação do método proposto para um cenário multi-GD.

Figura 3.11 – Caso de multi-GD considerando demanda máxima e fator de potência unitário.



(a) máxima potência por barra determinada pelo método de sensibilidades de corrente.



(b) validação do método proposto para um cenário multi-GD.

Figura 3.12 – Caso de multi-GD considerando demanda mínima e fator de potência indutivo.

3.6 Fator de responsabilidade de corrente

Como visto, a capacidade de corrente nos cabos e alimentadores em sistemas de distribuição pode representar uma limitação para a instalação de geradores distribuídos dependendo da localização e, principalmente, do nível de penetração de GD. Do ponto de vista das concessionárias de energia, sempre é interessante que os produtores independentes e os autoprodutores de energia não sobrecarreguem as linhas e alimentadores da rede elétrica, evitando a necessidade de reforçar a rede elétrica. Portanto, em sistemas com múltiplos geradores, identificar quais geradores contribuem para aumentar os fluxos de correntes ou mesmo causar violações dos limites dos cabos não é uma tarefa simples e direta. Portanto, nesta seção é apresentado um índice numérico que quantifica o impacto de cada gerador nos aumentos das correntes nos cabos utilizando os coeficientes de sensibilidade de corrente mostrados anteriormente. Tal índice é denominado como FATOR DE RESPONSABILIDADE DE CORRENTE (FC).

A partir da equação (3.30), o impacto de várias plantas de GD na corrente de uma linha específica m , pode ser calculada por

$$\bar{I}_m = \bar{I}_m^0 + \sum_{i=1}^n \left[P_{GD_i} \left(J_{X_{(i,m)}} + jJ_{Y_{(i,m)}} \right) \right] \quad (3.39)$$

onde n é o número de barras do sistema. Ressalta-se que, se nenhum gerador estiver conectado à barra i , então a injeção de potência P_{GD_i} é nula. O desvio de corrente total da linha m provocado por todas as plantas de GD é então dado por

$$\Delta \bar{I}_m = \bar{I}_m - \bar{I}_m^0 = \sum_{i=1}^n \Delta \bar{I}_m^i \quad (3.40)$$

Para os fatores de responsabilidade de tensão (FT), o cálculo do impacto de cada planta de GD é feito dividindo o desvio individual provocado por cada gerador pelo desvio total. Essa divisão dá uma interpretação direta uma vez que tanto o desvio parcial quanto o total são grandezas escalares. Já para o caso das correntes, essa divisão resultaria em uma grandeza vetorial, o que dificultaria as análises se o cálculo dos índices fosse feito diretamente desta

maneira, inviabilizando a interpretação física de forma simples e direta. Para contornar esse problema, os índices de corrente são calculados considerando as projeções dos desvios de corrente individuais sobre o módulo do desvio total para cada linha do sistema. Dessa forma é possível quantificar quanto cada gerador contribui para aumentar ou diminuir o módulo da corrente total em uma determinada linha do sistema.

Para demonstrar melhor esse critério, assume-se que quatro geradores são instalados nas barras a , b , c e k de um sistema de distribuição. O impacto de cada um desses geradores na corrente da linha m é mostrado graficamente na Figura 3.13. Assim, o fator de responsabilidade de corrente provocado pelo gerador k na linha m é dado por

$$FC_m^k = \frac{P_{roj(k,m)}}{\Delta I_m} \times 100\% = \frac{\Delta I_m^k \cdot \cos \alpha_{(k,m)}}{\Delta I_m} \times 100\% \quad (3.41)$$

onde $\alpha_{(k,m)}$ é o ângulo formado pelos vetores $\Delta \bar{I}_m^k$ e $\Delta \bar{I}_m$, podendo ser calculado por

$$\alpha_{(k,m)} = \cos^{-1} \left(\frac{\langle \Delta \bar{I}_m \cdot \Delta \bar{I}_m^k \rangle}{\Delta I_m \Delta I_m^k} \right).$$

Reescrevendo a equação (3.41) de uma forma mais geral

(matricial), os fatores de responsabilidade de corrente ficam da seguinte forma

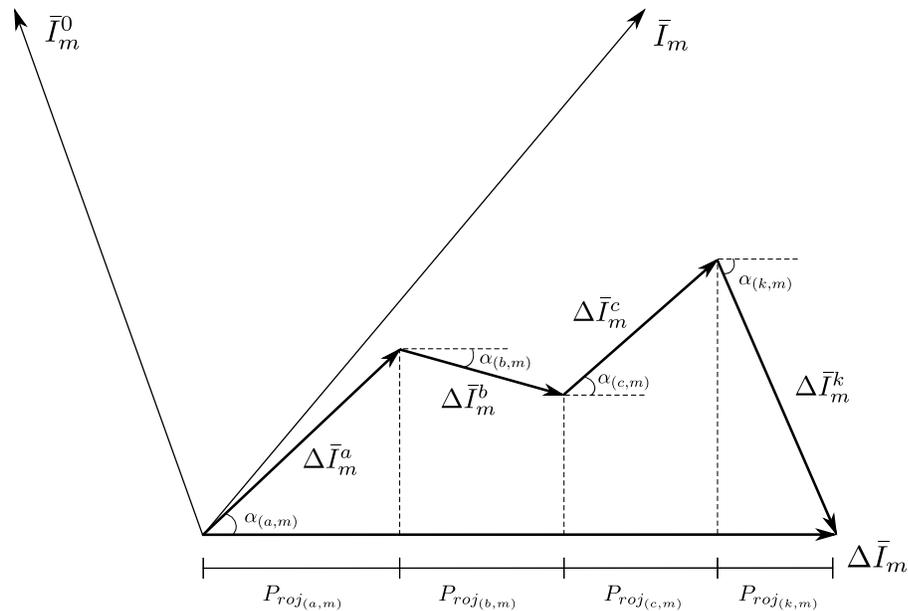


Figura 3.13 – Contribuição de cada gerador distribuído no desvio da corrente m total.

$$\mathbf{FC} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta I_1^1 \cdot \cos \alpha_{(1,1)}}{\Delta I_1} & \dots & \frac{\Delta I_r^1 \cdot \cos \alpha_{(1,r)}}{\Delta I_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\Delta I_1^n \cdot \cos \alpha_{(n,1)}}{\Delta I_1} & \dots & \frac{\Delta I_r^n \cdot \cos \alpha_{(n,r)}}{\Delta I_r} \end{bmatrix}_{n \times r} \times 100\% \quad (3.42)$$

onde r é o número total de ramos ou linhas do sistema. Os índices FC , portanto, compõe uma matriz de dimensão $n \times r$, onde o somatório dos fatores de responsabilidade de todas as plantas para uma determinada linha m (somatório de cada coluna da matriz) tem valor igual a unidade, ou seja, $\sum_{i=1}^n FC_m^i = 100\%$. Assim, o índice FC é um valor percentual que determina o impacto de cada planta de GD no módulo de corrente de cada linha do sistema.

3.6.1 APLICAÇÃO DOS FATORES DE RESPONSABILIDADE DE CORRENTE

O conceito de fator de responsabilidade pode ser usado para encontrar um compromisso entre a injeção de potência de cada planta e o impacto associado na corrente elétrica de uma determinada linha sob análise assim como foi discutido para o caso do fator de responsabilidade de tensão. Para demonstrar potencialidades do emprego dos FC, um caso multi-GD com dois geradores operando com fator de potência unitário é analisado utilizando o sistema teste (Figura 2.3). O primeiro gerador é instalado na barra 15 e tem sua geração reduzida de 2,5 MW até 500 kW com passos de -100 kW. O segundo, instalado na barra 68, tem sua geração ajustada de modo que o máximo de potência seja exportado sem violar os limites dos cabos (ver Tabela 3-II). Para realizar tal ajuste em cada passo simulado, a potência dessa última planta é calculada considerando a equação (3.37).

A Figura 3.14 mostra o nível de geração das duas plantas em função do nível de penetração total de GD no sistema ($P_{GD_{Total}} = P_{GD_{15}} + P_{GD_{68}}$). O nível máximo de $P_{GD_{Total}}$ obtido para esse esquema de despacho de geração das plantas é de 4.007 kW, e para qualquer outra redistribuição das injeções, $P_{GD_{Total}}$ apresenta um valor menor. O ramo 11-12 é quem limita o aumento da injeção de potência pelos geradores, visto que este ramo é afetado pelo aumento de potência de ambos os geradores. A Figura 3.15 apresenta os fatores de responsabilidade de corrente para o teste mostrado na Figura 3.14. Nota-se que o comportamento dos índices FC em

função do nível de penetração de GD é bastante similar ao comportamento das injeções individuais de potência de cada planta. Observa-se também que, para um mesmo nível de injeção de potência para ambos os geradores, tem-se um fator de responsabilidade aproximadamente igual, *i.e.*, $FC_{11-12}^{15} = FC_{11-12}^{68} = 50\%$. Isso pode ser parcialmente explicado pelo fato de ambos os geradores estarem a jusante do ramo que limita o aumento de injeção de potência dos geradores, pela aplicação do princípio da superposição e pela variação quase linear da corrente com a variação de potência (expressão (3.3)). Conforme o nível de geração de GD_{15} é gradualmente reduzido, o impacto percentual dessa planta na corrente da linha 11–12 (FC_{11-12}^{15}) diminui de 63% para 18%. Já o índice FC_{11-12}^{68} aumenta de 37% para 82%. Assim, usando os fatores de utilização é possível determinar o quanto cada gerador está contribuindo percentualmente no aumento da corrente total em um sistema composto por várias plantas de GD. A partir dessa análise, dois possíveis critérios são discutidos a seguir para alocar o nível de geração desses dois geradores. A Tabela 3-III sumariza esses critérios.

Tabela 3-III – Diferentes hipóteses para estabelecer critérios justos de geração.

	FR_{11-12}^{15} (%)	FC_{11-12}^{68} (%)	$P_{GD_{15}}$ (kW)	$P_{GD_{68}}$ (kW)	$P_{GD_{Total}}$ (kW)
Caso (a)	50,0	50,0	1.995	1.995	3.989
Caso (b)	17,7	82,3	700	3.307	4.007

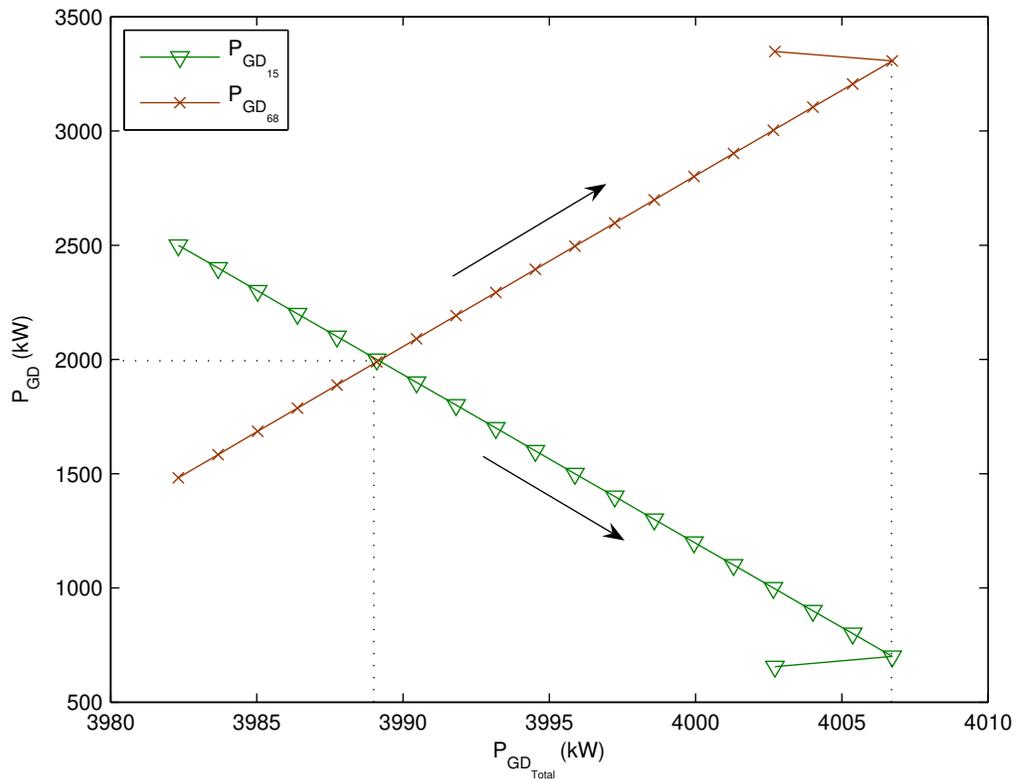


Figura 3.14 – Nível de penetração de GD em função das gerações de GD_{15} e GD_{68} .

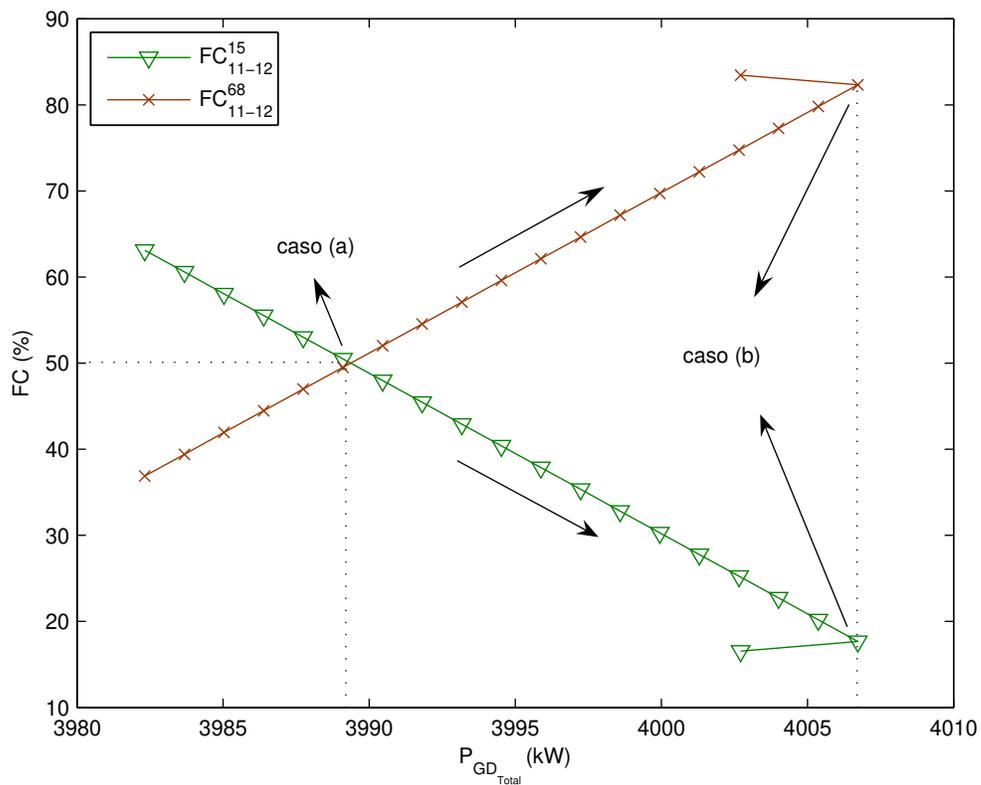


Figura 3.15 – Fatores de responsabilidade de corrente para os dois geradores vista pela linha 11-12.

CASO (a): MESMA GERAÇÃO PARA AMBAS AS PLANTAS ($P_{GD_{15}} = P_{GD_{68}}$).

Neste caso, assume-se como justa a situação em que ambos os geradores podem injetar a mesma quantidade de potência na rede. Isso acontece para um nível de geração de potência ativa de 1.995 kW. Nessa situação, como discutido, o impacto das duas unidades na corrente da linha 11-12 é praticamente mesmo, ou seja, $FC_{11-12}^{15} \approx FC_{11-12}^{68} \approx 50\%$. Embora essa não seja a configuração em que os geradores exportam o maior nível de potência, tem-se o melhor compromisso para que os produtores independentes atinjam patamares iguais de produção.

CASO (b): NÍVEL MÁXIMO DE PENETRAÇÃO DE GD ($FC_{11-12}^{15} = 17,7\%$ e $FC_{11-12}^{68} = 82,3\%$).

Neste caso, tem-se como objetivo obter o nível máximo de penetração de GD sem se preocupar com a distribuição de geração entre as plantas. Assim, para $P_{GD_{Total}} = 4.007$ kW, os níveis de geração de GD_{15} e GD_{68} são 700 kW e 3.307 kW, respectivamente. Os fatores de responsabilidade para esses geradores são $FC_{11-12}^{15} = 17,7\%$ e $FC_{11-12}^{68} = 82,3\%$. Nesta condição, o nível de geração de GD_{15} é bastante reduzido, comprometendo o investimento feito por este produtor de energia por causa do nível de geração de GD_{68} .

3.7 Conclusões

Neste capítulo, uma nova metodologia baseada em sensibilidades dos fluxos de correntes nos ramos para variações das injeções de potência ativa e reativa nos ramos foi proposta para determinar a máxima potência que geradores distribuídos podem injetar na rede sem que ocorram violações dos limites de corrente dos cabos (limites térmicos). A máxima geração por barra pode ser diretamente determinada considerando a solução de um fluxo de carga para o caso base e a resolução de equações de segundo grau, reduzindo consideravelmente o esforço computacional. Com base na validação dos resultados, comparando-os com os obtidos por meio de repetidos cálculos de fluxo de carga, verificou-se que a metodologia analítica de corrente apresenta uma precisão aceitável para um método de 1ª ordem.

Um índice chamado de fator de responsabilidade de corrente foi apresentado para quantificar a contribuição de cada gerador no módulo de corrente de cada linha do sistema.

Desta forma, engenheiros de sistemas de distribuição, podem rapidamente identificar quais geradores estão sobrecarregando ou aliviando o carregamento de uma determinada linha do sistema sob análise. Assim como discutido para os fatores de responsabilidade de tensão, diferentes estratégias podem ser traçadas para tentar otimizar a utilização dos cabos, seja do ponto de vista de maximizar a produção de energia por geradores distribuídos, ou seja por resolver disputas entre múltiplos geradores de forma justa considerando aspectos técnicos. Empresas concessionárias de energia podem impor, por exemplo, que todos os autoprodutores de energia não ultrapassem mais que 50% de responsabilidade para qualquer linha do sistema.

Capítulo 4

Análise dos Fluxos de Correntes de Curto-Circuito

4.1 Introdução

O CONHECIMENTO dos valores dos fluxos de correntes devido à ocorrência de curtos-circuitos é fundamental para: (a) selecionar a capacidade de interrupção dos equipamentos empregados no sistema de proteção; (b) ajustar os dispositivos de proteção de forma a garantir a seletividade e a coordenação; e (c) garantir que os equipamentos transitoriamente expostos a essas correntes não sejam danificados por excesso de calor. A instalação de geradores distribuídos não somente muda a distribuição dos fluxos de correntes de curto-circuito, demandando o reajuste da proteção de forma a manter a seletividade e a coordenação, como também pode aumentar tais fluxos em determinados ramos. O aumento desses fluxos dá origem a duas perguntas que precisam ser respondidas: (a) as chaves empregadas no sistema de proteção têm capacidade para interromper esses novos valores de fluxos de correntes de curto-circuito? e (b) os elementos séries do circuito (principalmente os cabos e transformadores) serão danificados devido aos novos valores de fluxos de corrente de

curto-circuito? Ressalta-se que tais questões devem ser respondidas considerando todas as possibilidades de pontos de ocorrência de faltas. A localização e a capacidade dos geradores distribuídos compõem fatores que influenciam diretamente o cálculo de curto-circuito e, por conseguinte, determinam as respostas dessas questões. Portanto, neste capítulo é apresentada uma análise do impacto nos fluxos de correntes em virtude da ocorrência de curtos-circuitos trifásicos, visto que normalmente tais faltas implicam em maiores valores de corrente, devido à instalação de geradores em redes de distribuição. Uma nova metodologia simples e direta é proposta para determinar a máxima capacidade de uma planta de GD que pode ser instalada em cada barra do sistema sem violar os limites transitórios de capacidade de condução dos cabos, além de apontar quais linhas limitam o nível máximo de potência dos geradores. Embora, neste trabalho, os estudos sejam realizados considerando a capacidade máxima transitória de condução dos cabos, esta metodologia pode ser prontamente aplicada considerando apenas as capacidades de interrupções das chaves do sistema de proteção. Usando a metodologia proposta, para cada configuração de rede é necessário recalcular apenas alguns elementos da matriz impedância para o cálculo de curto-circuito, o que torna o método mais simples e direto. Neste capítulo, também é proposto um índice que determina a contribuição de cada gerador no aumento dessas correntes de curto-circuito de forma percentual.

4.2 Modelagem do sistema para o cálculo de curto-circuito trifásico

Como mencionado, o objetivo deste capítulo é avaliar o impacto nos fluxos de correntes de curto-circuito nos ramos durante faltas trifásicas considerando a instalação de plantas de GD com diferentes capacidades e localizações. Além disso, deseja-se investigar os limites impostos pela capacidade transitória de condução dos cabos, pois tal fator pode restringir a instalação de novos geradores. Portanto, nesta seção, todas as hipóteses adotadas para a realização desse estudo são discutidas e justificadas.

Para o cálculo de curto-circuito trifásico as seguintes hipóteses simplificadoras são tipicamente feitas. O sistema de distribuição é modelado usando a rede de sequência positiva, todas as máquinas são modeladas como sendo fontes de tensão com módulo igual a 1,0 pu e ângulo 0° atrás de reatâncias subtransitória, todos elementos em derivação (*shunt*) são

desprezados e, por fim, os transformadores são considerados operando com tap nominal (Brown, 1977).

Além disso, o grau de impacto da instalação de geradores dependerá fortemente dos seguintes fatores: (a) tempo analisado de capacidade transitória de condução dos cabos; (b) valor da reatância empregada (subtransitória, transitória, síncrona) para representar as plantas de GD; e (c) valor da potência de curto-circuito do ponto de conexão da subestação com o sistema de transmissão. As suposições adotadas para a escolha desses fatores são discutidas a seguir.

4.2.1 LIMITES TRANSITÓRIOS DE CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DOS CABOS

Até que ocorra a eliminação do curto-circuito pelo sistema de proteção, os cabos do sistema conduzem valores elevados de correntes. A capacidade de condução transitória de um cabo é fornecida por uma curva relacionando tempo de condução por módulo de corrente, denominada *curva tempo versus corrente para início de recozimento* (CPFL, 2006, IEEE Std. 242, 2001). Caso o cabo seja exposto a uma determinada corrente de curto-circuito por um tempo superior ao previsto por estas curvas, ele sofrerá danos. O tempo que as redes elétricas ficam expostas às correntes de curto-circuito depende basicamente do tempo de atuação dos sistemas de proteção, em que os relés comandam a abertura de disjuntores para isolar a falta. Ao passo que o decaimento do módulo das correntes de curto-circuito depende das constantes de tempo da rede (relação X/R) e, no caso de sistemas com geradores síncronos, dos valores das constantes de tempo subtransitórias e transitórias de circuito aberto do gerador, as quais definem os valores das reatâncias subtransitórias e transitórias. Visto que as correntes durante o período subtransitório são consideravelmente mais elevadas que as correntes durante o período transitório, optou-se por considerar a capacidade transitória de condução dos cabos para 100 ms. Isso pode ser melhor explicado com base na Figura 4.1, em que é mostrado que o valor máximo de corrente de 10 kA que um condutor hipotético pode conduzir durante 100 ms.

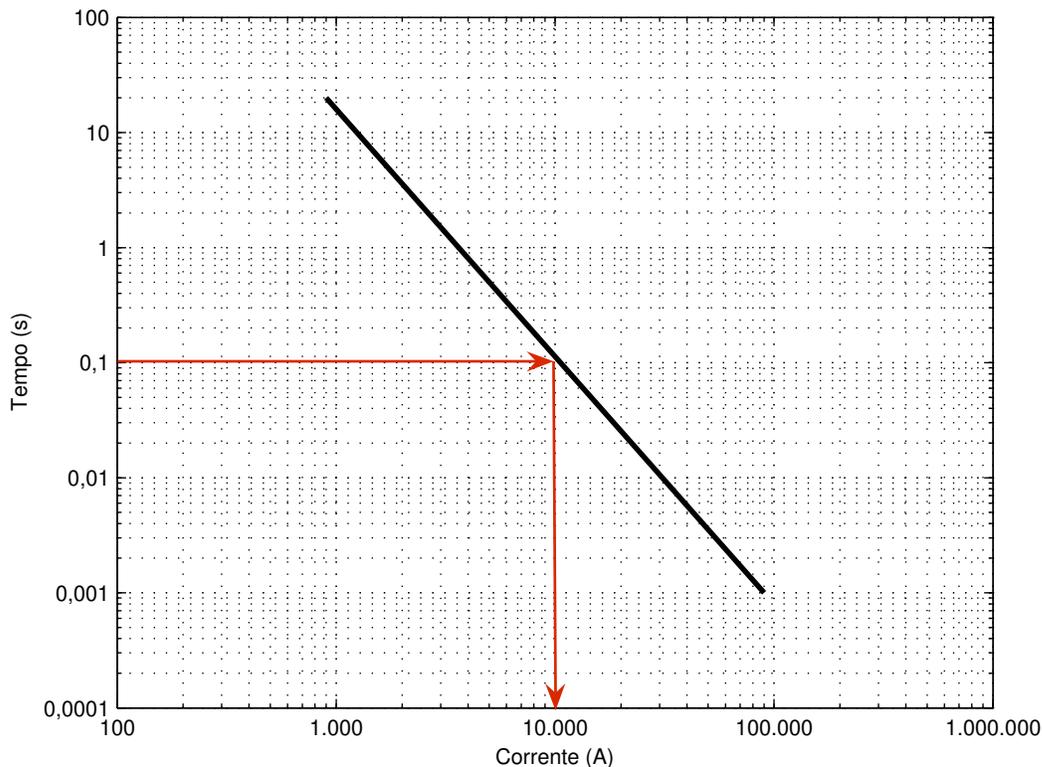


Figura 4.1 – Máxima corrente de curto-circuito em função do tempo de condução para uma dada curva hipotética.

Diferentes materiais condutores podem ser utilizados na fabricação de cabos para redes elétricas de distribuição. Para os níveis de tensão de 13,8 kV e 13,2 kV, concessionárias de energia elétrica, como, por exemplo, CPFL e AES Eletropaulo, utilizam principalmente cabos de cobre (Cu), alumínio (CA) e alumínio com alma de aço (CAA) (CPFL, 2006; AES Eletropaulo, 2004). Os cabos de cobre são melhores condutores e mais resistentes às correntes de curto-circuito para um mesmo tempo de condução. Já os cabos de alumínio são mais baratos, ao passo que os com alma de aço são mais resistentes à tração. Nos estudos de curto-circuito, optou-se por utilizar cabos CAA por serem bastante empregados em redes aéreas no Brasil. A escolha das bitolas dos cabos para o sistema de 70 barras é a mesma feita nos estudos de corrente em regime permanente do capítulo anterior: 4/0 AWG; 2/0 AWG; 1/0 AWG (ver Figura 3.5). Assim, definido o tipo de material dos cabos e bitola dos condutores, o valor máximo de corrente que os

alimentadores podem conduzir durante 100 ms pode ser determinados a partir de tabelas de cabos, como em CPFL, 2006. Esses limites escolhidos estão dispostos na Tabela 4-I.

Tabela 4-I – Valores máximos de corrente de curto-circuito em kA para cabos CAA considerando um tempo de exposição de 100ms

Tipo de cabo	Valor máximo de curto-circuito (kA)
1/0 AWG	29,0
2/0 AWG	35,0
4/0 AWG	57,5

4.2.2 REATÂNCIA DAS PLANTAS DE GD

Visto que se optou por investigar a capacidade de condução de curtíssimo prazo, os geradores serão representados por uma fonte de tensão atrás de reatância subtransitória. Os valores de reatância subtransitórias, x_d'' , variam de 10% a 25% para turbo-geradores e 15% a 30% para máquinas com rotores de polos salientes (ABB, 2008; Kundur, 1994). Para os geradores distribuídos usados nas simulações, considerou-se o emprego de turbo-geradores, pois normalmente estes geradores são equipados com turbinas a vapor, turbinas a gás ou máquinas a pistão. Assim, foi escolhido o valor de 20% para x_d'' para todas as plantas de GD. Embora o valor dessa reatância (em pu na base da máquina) possa ser considerado constante nas análises de curto-circuito, o valor de x_d'' em pu na base do sistema varia de forma proporcional e inversa com a capacidade de geração da planta. Isso implica em dizer que quanto maior a capacidade do gerador, maior também será sua contribuição para a corrente de falta. Essa constatação pode ser mostrada como segue. O valor da reatância subtransitória do gerador distribuído em pu com valores de base da própria máquina é dado por

$$X_{maq (pu)} = \frac{X_{maq (\Omega)}}{Z_{base}} = \frac{X_{maq (\Omega)}}{V_{base}^2} \cdot S_{maq} \quad (4.1)$$

onde $X_{maq(\Omega)}$ é a reatância da máquina em ohms, V_{base} é a tensão de base em kV, Z_{base} é impedância de base em ohms e S_{maq} é a potência nominal da máquina em MVA. Na base do sistema, o valor da reatância subtransitória é

$$X_{maq(pu)}^{sis} = X_{maq(pu)} \cdot \frac{S_{base}}{S_{maq}} \quad (4.2)$$

onde S_{base} é a potência de base do sistema. Como $X_{maq(pu)}$ é praticamente constante (20%) e S_{base} é o mesmo para todo o sistema, o valor de $X_{maq(pu)}^{sis}$, portanto, diminui com o aumento da capacidade da máquina S_{maq} .

4.2.3 POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DA SUBESTAÇÃO

A subestação é modelada como sendo uma fonte de tensão atrás de uma impedância. Para redes com tensão nominal acima de 35 kV, a norma IEC (IEC 60909-0, 2001) sugere que a resistência dessa impedância seja nula, caso contrário essa norma recomenda assumir uma relação X/R igual a 10, como foi considerado neste trabalho visto que o nível de tensão da rede teste é 12,66 kV. O nível de curto-circuito trifásico da subestação foi escolhido dentre valores típicos para redes de 12,66 kV e de forma que os fluxos de correntes para curtos-circuitos trifásicos no caso base não excedessem os limites transitórios de condução dos cabos empregados. Vale lembrar que no caso base não há nenhuma planta de GD instalada no sistema.

4.3 Metodologia de análise de curto-circuito na presença de GD

A alocação de GD em redes de distribuição, do ponto de vista da análise de curto-circuito, deve considerar a violação dos limites de fluxos de correntes dos condutores e transformadores e a capacidade de interrupção das chaves do sistema de proteção em caso de falta. O foco das análises está justamente na verificação dos novos fluxos de correntes de curto-circuito na presença dos geradores, uma vez que tanto a localização quanto a capacidade das plantas, em kVA, influenciam no valor dessas correntes. O maior esforço computacional no cálculo de curto-circuito está na montagem da matriz impedância para cada gerador sob análise. O problema surge então pois as análises a serem feitas devem considerar todas as possibilidades

de alocação e dimensionamento dos geradores, sendo que para cada opção, um novo cálculo de curto-circuito deve ser executado, demandando a montagem da matriz. Assim, neste trabalho é apresentada uma nova metodologia para o cálculo dos fluxos de correntes de curto-circuito em redes de distribuição na presença de GD. Considerando a configuração de rede para o caso base, o cálculo da matriz impedância é realizado somente uma vez. Para qualquer outra configuração de rede, as correntes de curto-circuito nos ramos são determinadas recalculando apenas alguns elementos da matriz impedância obtida para o caso base.

4.3.1 MATRIZ IMPEDÂNCIA Z-BARRA

A análise de curto-circuito de sistemas elétricos é feita, geralmente, usando-se a matriz Z-barra (Brown, 1977). Neste caso, os elementos da diagonal da matriz representam a impedância equivalente entre a barra do sistema associada com a respectiva linha da matriz e a referência da rede (ou seja, entre as barras k e 0), ao passo que os elementos fora da diagonal representam as impedâncias de transferência entre as respectivas barras associadas com o elemento da matriz (ou seja, entre as barras k e m). A equação matricial que relaciona a matriz Z-barra com as correntes injetadas nos nós e as tensões nodais é

$$\mathbf{ZI} = \mathbf{E} \quad (4.3)$$

Supondo a ocorrência de uma falta trifásica na barra k , o circuito estará sujeito a uma única injeção de corrente I_k tal que $I_k = -I_F''$. Além disso, a tensão de falta na barra k é $E_k = -V_F$. Reescrevendo (4.3), tem-se

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1k} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2k} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & & & & & \\ Z_{k1} & Z_{k2} & \cdots & Z_{kk} & \cdots & Z_{kn} \\ \vdots & & & & & \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{nk} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -I_F'' \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ -V_F \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

O sinal negativo associado à fonte de corrente na equação (4.4) indica que a corrente injetada na barra k flui da barra sob falta para a referência. A partir da equação (4.4), a corrente subtransitória de curto-circuito é

$$I_F'' = \frac{V_F}{Z_{kk}} \quad (4.5)$$

Das equações (4.4) e (4.5), a tensão nodal em uma dada barra m do sistema é

$$E_m = Z_{mk}(-I_F'') = -\frac{Z_{mk}}{Z_{kk}}V_F \quad (4.6)$$

Porém, as tensões nodais dadas pela equação (4.5) não consideram as condições de tensão pré-falta do sistema, onde $E_m = V_F$. Então, usando superposição e assumindo que $V_F = 1,0$ pu, a equação (4.6) fica

$$\begin{aligned} E_m &= -\frac{Z_{mk}}{Z_{kk}}V_F + V_F = \left(1 - \frac{Z_{mk}}{Z_{kk}}\right)V_F \\ &= \left(1 - \frac{Z_{mk}}{Z_{kk}}\right) \quad m = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (4.7)$$

Dado as condições de falta na barra k , a corrente que flui em um ramo pq do sistema, cuja impedância é z_{pq} , é dada por:

$$\bar{I}_{pq}^k = \left(\frac{Z_{q,k} - Z_{p,k}}{Z_{k,k}} \right) \cdot \frac{1,0}{z_{pq}} \quad (4.8)$$

4.3.2 DETERMINAÇÃO DOS FLUXOS DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NA PRESENÇA DE GD

Como mostrado na equação (4.8), as correntes de curto-circuito nos ramos pode ser obtida de forma mais simples, já que são expressas em função dos elementos da matriz Z -barra. Entretanto, toda vez que a configuração da rede for alterada, uma nova matriz impedância deve ser calculada para encontrar os novos valores dessas correntes. Existem algoritmos para a construção da matriz Z -barra passo a passo a partir da barra de referência, como também algoritmos que permitem inserir ramos na rede existente. Baseado nesses algoritmos é possível então determinar as novas correntes de curto-circuito na presença de geradores distribuídos a partir da matriz Z -barra do caso base. Basicamente, existem três tipos de rotinas para a construção da Z -barra (Stagg, et al., 1968; Brown, 1977):

1. Adição de uma linha entre a barra de referência e uma nova barra;

2. Adição de uma linha entre uma barra existente e uma nova barra;
3. Adição de uma linha entre duas barras já incluídas no sistema (linha de fechamento de laço).

A instalação de uma planta de GD é representada pela adição de uma reatância subtransitória que liga uma barra existente (barra de conexão do gerador distribuído) à barra de referência do sistema, como mostra a Figura 4.2. Portanto, a adição de um gerador na rede enquadrar-se-ia na rotina 3 (fechamento de um laço), com a condição de que uma das barras existentes é a própria barra de referência. Supondo a instalação de uma planta de GD na barra a de uma rede de distribuição, a matriz Z -barra modificada assume a seguinte forma

$$\begin{array}{c}
 Z_{(col,i)} = -Z_{a,i} \\
 \downarrow \\
 \left[\begin{array}{c|c}
 \begin{array}{c}
 \left[Z_{barra} \right]_{n \times n} \\
 \text{(caso base)}
 \end{array} & \begin{array}{c}
 -Z_{a,1} \\
 -Z_{a,2} \\
 \vdots \\
 -Z_{a,n}
 \end{array} \\
 \hline
 \begin{array}{c}
 -Z_{1,a} \quad -Z_{2,a} \quad \dots \quad -Z_{n,a}
 \end{array} & \begin{array}{c}
 Z_{a,a} + jx''_d
 \end{array}
 \end{array} \right. \begin{array}{l}
 i = 1, 2, \dots, n \\
 \leftarrow Z_{(diag)}
 \end{array}
 \end{array}
 \begin{array}{l}
 Z_{(lin,i)} = -Z_{i,a} \rightarrow \\
 \leftarrow Z_{(diag)}
 \end{array}
 \end{array}$$

Visto que a inclusão do ramo referente à planta de GD é feita a partir de uma barra existente da rede, a dimensão da nova matriz Z -barra aumenta em uma linha e uma coluna em relação ao caso base. Assim, é necessário aplicar a redução de *Kron* para que a matriz volte a ter a dimensão igual ao número de barras do sistema. A nova matriz Z'_{barra} é dada por

$$\left[Z'_{barra} \right]_{n \times n} = \left[Z_{barra} \right]_{n \times n} - \left[Z_{i,a} \right]_{n \times 1} \cdot \left[\frac{1}{Z_{a,a} + jx''_d} \right]_{1 \times 1} \cdot \left[Z_{a,i} \right]_{1 \times n} \quad (4.9)$$

Para o cálculo das novas correntes de curto-circuito no ramo pq , dada a falta na barra k e a conexão da planta de GD na barra a , a equação (4.8) fica definida como

$$\bar{I}_{pq}^{k-GD_a} = \left(\frac{Z'_{q,k} - Z'_{p,k}}{Z'_{k,k}} \right) \cdot \frac{1,0}{z_{pq}} \quad (4.10)$$

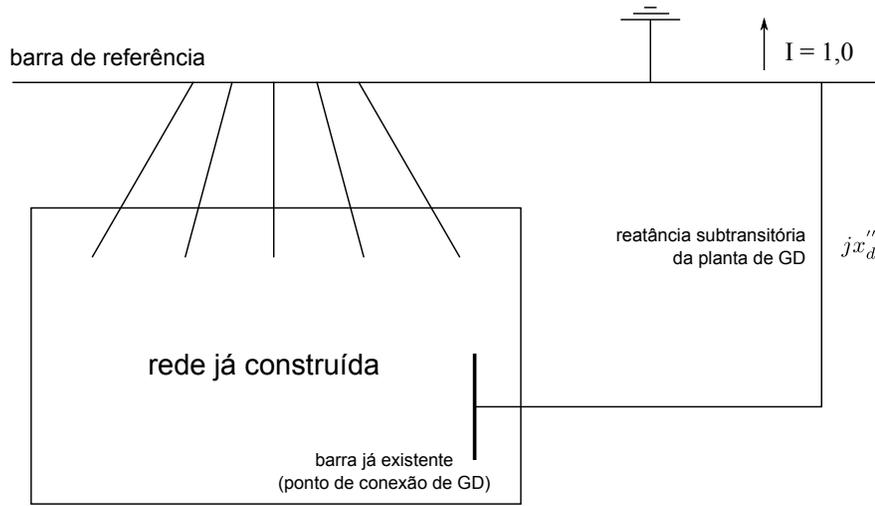


Figura 4.2 – Adição de uma nova planta de GD na rede de distribuição.

onde é necessário recalcular três novos elementos para cada corrente de ramo usando a equação (4.9), sendo estes:

$$Z'_{p,k} = Z_{p,k} - Z_{p,a} \cdot \left(\frac{1}{Z_{a,a} + jx_d''} \right) \cdot Z_{a,k} \quad (4.11)$$

$$Z'_{q,k} = Z_{q,k} - Z_{q,a} \cdot \left(\frac{1}{Z_{a,a} + jx_d''} \right) \cdot Z_{a,k} \quad (4.12)$$

$$Z'_{k,k} = Z_{k,k} - Z_{k,a} \cdot \left(\frac{1}{Z_{a,a} + jx_d''} \right) \cdot Z_{a,k} \quad (4.13)$$

4.3.3 VARIAÇÕES DOS FLUXOS DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

O intuito desta subseção é mostrar um exemplo de como a presença de GD influencia os fluxos de correntes de curto-circuito. Uma falta trifásica é aplicada na barra 37 do sistema teste. Um gerador é instalado na barra 29 e sua potência nominal é gradualmente variada de 0 (sem gerador) a 4,0 MVA. A Figura 4.3(a) mostra o módulo da corrente de curto-circuito na linha 4–37 em função da capacidade de GD_{29} , e a Figura 4.3(b) em função do inverso da reatância subtransitória da planta ($1/x_d''$) em pu na base do sistema (10 MVA). Para cada incremento da capacidade de geração (passos de 50 kVA), um novo valor da corrente de curto é calculado usando a equação (4.10). Pode-se observar um comportamento linear dessa corrente, como

esperado. O valor da corrente de curto-circuito para o caso base (contribuição somente da subestação) é de 28,3 kA. A bitola do cabo utilizado nessa linha é 1/0 AWG, sendo o limite máximo de condução de corrente de curto-circuito durante 100 ms de 29 kA. Neste exemplo, a capacidade do gerador que pode ser instalado na rede é de 3.450 kVA, o que corresponde a um valor de $1/x_d'' = 1,725$ pu.

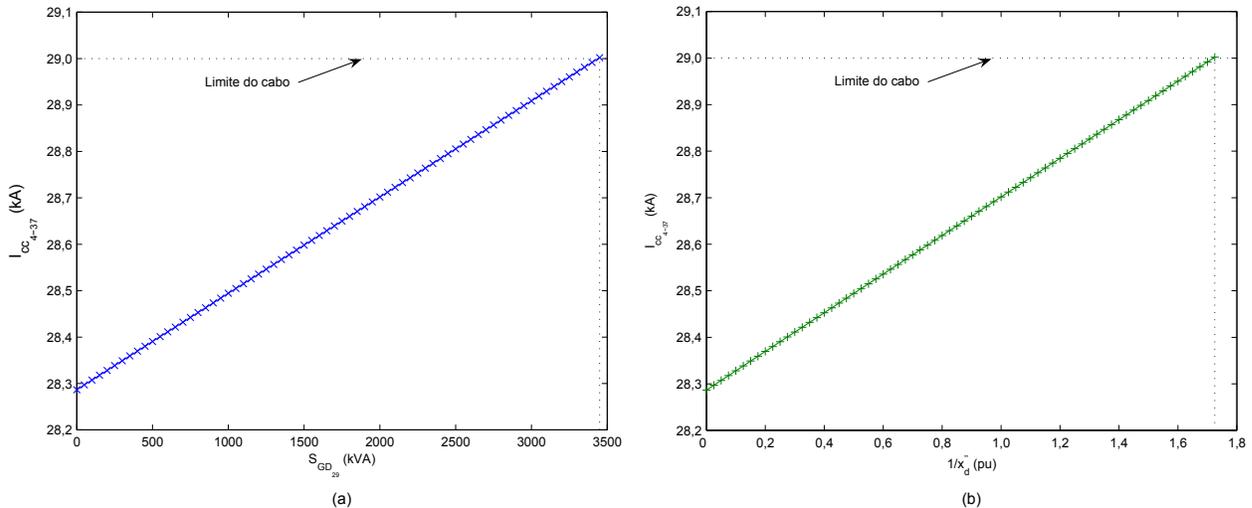


Figura 4.3 – Corrente de curto-circuito no ramo 4–37 em função de (a) $S_{GD_{29}}$ e (b) $1/x_d''$.

4.4 Determinação da máxima capacidade de geração por barra

Nesta seção é apresentada uma nova metodologia para determinar a máxima capacidade de geradores distribuídos que pode ser instalada por barra sem que haja violações das correntes de curto-circuito nos cabos, além de identificar qual linha da rede limita o nível de penetração de GD. Uma vez que os valores de corrente máxima admissíveis para os condutores da rede elétrica são conhecidos, é possível então encontrar o valor de x_d'' (reatância subtransitória na base do sistema, X_{maq}^{sis} (pu)) da planta de GD equivalente à máxima capacidade permissível do gerador distribuído. Para um determinado valor máximo (em módulo) de corrente de curto-circuito I_{pq}^{\max} permitida no ramo pq , considerando a instalação de uma planta de GD na barra a e uma falta trifásica na barra k , e substituindo as equações (4.11), (4.12), (4.13) em (4.10), obtém-se

$$\bar{I}_{pq}^{\max} = \frac{[Z_{q,k} - Z_{q,a} \cdot Z_{a,k} / (Z_{a,a} + jx_d'')] - [Z_{p,k} - Z_{p,a} \cdot Z_{a,k} / (Z_{a,a} + jx_d'')]}{[Z_{k,k} - Z_{k,a}^2 / (Z_{a,a} + jx_d'')] \cdot z_{p,q}} \quad (4.14)$$

e após algumas manipulações, chega-se na expressão,

$$\bar{I}_{pq}^{\max} = \frac{Z \cdot A + B}{Z - C} \quad (4.15)$$

onde as constantes complexas A , B e C são definidas por:

$$A = A_x + jA_y = \bar{I}_{pq}^k = \left(\frac{Z_{q,k} - Z_{p,k}}{Z_{k,k}} \right) \cdot \frac{1,0}{z_{pq}} \quad (4.16)$$

$$B = B_x + jB_y = \frac{[Z_{p,a} - Z_{q,a}] \cdot Z_{a,k}}{(Z_{k,k} \cdot z_{p,q})} \quad (4.17)$$

$$C = C_x + jC_y = \frac{Z_{k,a}^2}{Z_{k,k}} \quad (4.18)$$

e Z , contendo a variável do problema x_d'' , é definido como

$$Z = R_{a,a} + j(X_{a,a} + x_d'') = R_{a,a} + jX \quad (4.19)$$

O módulo de \bar{I}_{pq}^{\max} é dado por

$$I_{pq}^{\max} = \frac{[(|Z||A|[\cos(\theta_A + \theta_Z)] + B_x)^2 + (|Z||A|[\sin(\theta_A + \theta_Z)] + B_y)^2]^{1/2}}{[(R_{a,a} - C_x)^2 + (X - C_y)^2]^{1/2}} \quad (4.20)$$

onde $|A| = \sqrt{A_x^2 + A_y^2}$, $|Z| = \sqrt{R_{a,a}^2 + X^2}$, $\theta_A = \tan^{-1}(A_y / A_x)$ e $\theta_Z = \tan^{-1}(X / R_{a,a})$.

Elevando ambos os lados da equação (4.20) ao quadrado, tem-se que

$$(I_{pq}^{\max})^2 \cdot [(R_{a,a} - C_x)^2 + (X - C_y)^2] = (|Z||A|[\cos(\theta_A + \theta_Z)] + B_x)^2 + (|Z||A|[\sin(\theta_A + \theta_Z)] + B_y)^2 \quad (4.21)$$

ou,

$$(I_{pq}^{\max})^2 \cdot [(R_{a,a} - C_x)^2 + (X - C_y)^2] - (R_{a,a}A_x - XA_y + B_x)^2 - (R_{a,a}A_y - XA_x + B_y)^2 = 0 \quad (4.22)$$

Finalmente, manipulando (4.22), obtém-se uma equação de segundo grau do tipo $aX^2 + bX + c = 0$, onde os coeficientes a , b e c , são dados por:

$$a = (I_{pq}^{\max})^2 - |A|^2 \quad (4.23)$$

$$b = 2(A_y B_x - A_x B_y) - 2C_y (I_{pq}^{\max})^2 \quad (4.24)$$

$$c = [(R_{a,a} - C_x)^2 + C_y^2] \cdot (I_{pq}^{\max})^2 - [|A|^2 R_{a,a}^2 + B_x^2 + B_y^2] - 2R_{a,a} [A_y B_y + A_x B_x] \quad (4.25)$$

Considerando somente a solução real positiva desta equação, tem-se

$$X = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (4.26)$$

O ponto chave da metodologia proposta é o cálculo da equação (4.26), onde os coeficientes a , b e c são obtidos com base nos valores dos elementos da matriz impedância Z-barra do caso base. Portanto, o valor máximo de capacidade de geração que pode ser instalada na barra a , considerando o limite de corrente de curto-circuito no ramo pq (I_{pq}^{\max}) e uma falta trifásica na barra k , pode ser determinado por

$$S_{GD_a}^{k-pq} = \underbrace{X_{maq(\text{pu})}}_{20\%} \cdot \frac{S_{base}}{\underbrace{X - X_{a,a}}_{X_{maq}^{sis}(\text{pu})}} \quad (4.27)$$

Observa-se então que dois fatores influenciam diretamente a capacidade máxima da planta de GD que pode ser instalada na barra a . O primeiro é a localização da falta (barra k) e o segundo é o limite de corrente do cabo em questão (ramo pq). Dessa forma, para encontrar a capacidade máxima da planta de GD_a em um sistema de n barras e r ramos, considerando que a falta possa ocorrer em qualquer barra do sistema e ao mesmo tempo verificando a não violação de nenhum dos limites de corrente dos condutores da rede, deve-se resolver

$$\mathbf{S}_{GD_a}^{\max} = \min \begin{bmatrix} S_{GD_a}^{1-1} & \dots & S_{GD_a}^{1-pq} & \dots & S_{GD_a}^{1-r} \\ S_{GD_a}^{2-1} & \dots & S_{GD_a}^{2-pq} & \dots & S_{GD_a}^{2-r} \\ \vdots & & & & \\ S_{GD_a}^{k-1} & \dots & S_{GD_a}^{k-pq} & \dots & S_{GD_a}^{k-r} \\ \vdots & & & & \\ S_{GD_a}^{n-1} & \dots & S_{GD_a}^{n-pq} & \dots & S_{GD_a}^{n-r} \end{bmatrix}_{n \times r} \quad (4.28)$$

onde o operador **min** retorna o menor elemento da matriz acima. O valor desse elemento indica a máxima capacidade do gerador a ser instalado na barra a no sistema sem que haja violações dos limites de nenhum cabo. A posição do elemento de menor valor na matriz (linha por coluna) indica o pior caso, ou combinação mais restritiva em termos de localização de falta e limite de cabo. Por exemplo, se o mínimo da equação (4.28) retornar o elemento na linha k e coluna pq , ou seja $S_{GD_a}^{k-pq}$ da matriz, então a capacidade de potência da planta de GD na barra a é restringido pelo limite de corrente de curto-circuito do ramo pq , dada uma falta trifásica na barra k . O cálculo de cada elemento dessa matriz é obtido a partir da solução da equação de 2º grau (4.26), cujos coeficientes são formados por elementos da matriz Z-barra do caso base. A generalização da equação (4.28) fica

$$\mathbf{S}_{GD}^{\max} = \left[S_{GD_1}^{\max} \quad S_{GD_2}^{\max} \quad \dots \quad S_{GD_a}^{\max} \quad \dots \quad S_{GD_n}^{\max} \right]_{1 \times n} \quad (4.29)$$

O método proposto não tem aproximações com relação ao método de cálculo de curto-circuito baseado em componentes simétricos. Para demonstrar a determinação da máxima potência usando a equação (4.29), os resultados de simulações são apresentados na sequência usando o sistema teste de distribuição de 70 barras. Tanto a potência de curto-circuito da subestação quanto os limites de corrente dos cabos são variados para mostrar que esses fatores produzem diferentes resultados nas análises.

4.4.1 INFLUÊNCIA DOS LIMITES DOS CABOS

Neste primeiro caso, as simulações são feitas para um nível de curto-circuito da subestação de 660 MVA. A Figura 4.4 mostra a capacidade máxima permitível por barra sem que haja violação dos limites de corrente, os quais estão dispostos na Tabela 4-I. Para obter a curva pelo método analítico, calcula-se uma única vez a matriz Z-barra e resolve-se

$n \times r = 70 \times 69 = 4.830$ equações de 2º grau para encontrar a máxima potência em cada barra do sistema. Se a curva fosse obtida usando um programa convencional de curto-circuito, além do esforço computacional de alterar n vezes a matriz Z-barra (70 configurações de rede diferentes), para cada barra do sistema ter-se-ia que aumentar gradativamente a capacidade de geração da planta instalada para poder encontrar o valor máximo⁹ sem violar os limites de corrente de curto-circuito dos cabos. Vale lembrar que neste caso, o tamanho do passo define a precisão da potência máxima encontrada. Por exemplo, com um passo de 1 kVA, foi necessário obter 209.930 soluções de cálculos de curto-circuito para obter a curva apresentada na figura, sendo que para cada solução é necessário realizar uma redução de *Kron*. Já no método analítico proposto, o valor de potência encontrado é exato e determinado diretamente, como pode ser observado na figura.

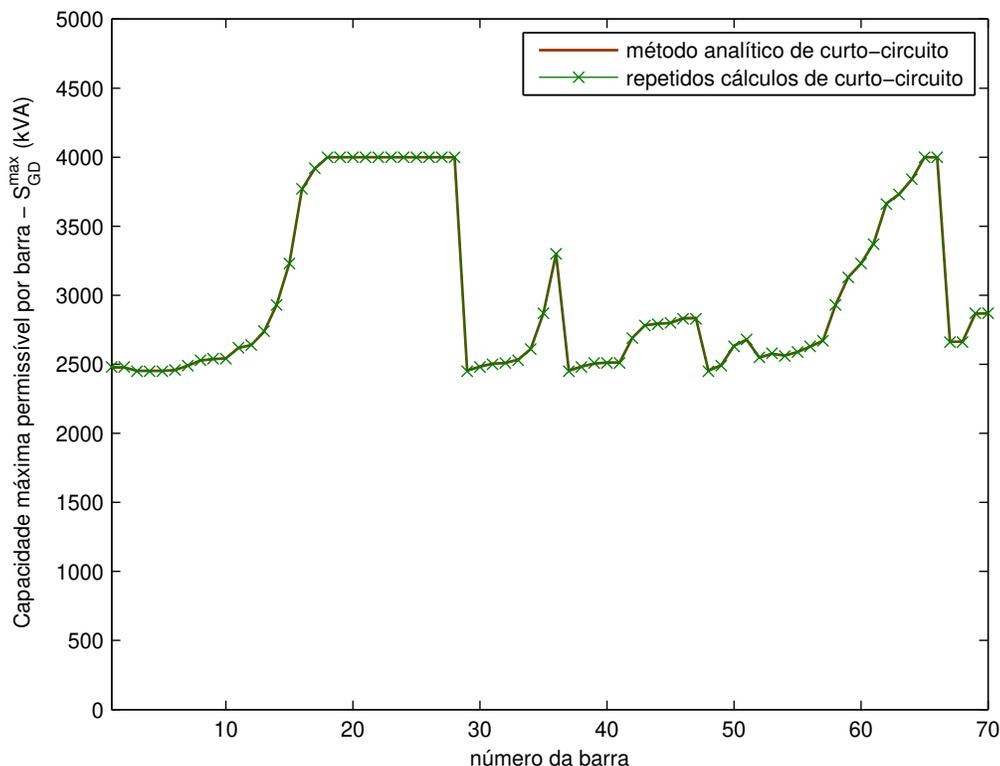


Figura 4.4 – Capacidade máxima permissível por barra considerando um nível de curto circuito de 660 MVA para a subestação e limites de corrente para os cabos dispostos na Tabela 4-I.

⁹ A busca pelo valor máximo pode ser determinada, por exemplo, pelo método da bisseção.

A Tabela 4-II ordena o tipo de violação que ocorre em função da localização de cada planta de GD. Por exemplo, as plantas instaladas nas barras de 1 a 17 têm suas capacidades restringidas pelo limite de corrente de curto-circuito do cabo 3–29 para uma falta trifásica na barra 29. Essa combinação (limite do cabo e localização da falta) é responsável por limitar a capacidade das plantas num total de 49 localizações de barras. Já em 13 localizações de barras, a exemplo das barras 18 a 28, podem ser instalados geradores com capacidade máxima investigada (4,0 MVA), visto que não violam os limites de corrente de curto de nenhum cabo.

Tabela 4-II – Identificação do tipo de violação que limita o aumento da capacidade máxima das plantas de GD em cada barra do sistema.

Localização das plantas de GD (nº das barras)	Tipo de violação	Ocorrência
01 – 17 37 – 64 67 – 70	Limite do ramo 3 – 29 com curto em 29	49
29 – 36	Limite do ramo 4 – 37 com curto em 37	8
18 – 28 65 – 66	capacidade máxima permissível	13

CASO (A) – RECONDUTORAMENTO DO RAMO 3–29

Como visto na Tabela 4-II, para 49 das 70 barras da rede teste, a máxima capacidade permissível para instalação de geradores foi restringida pelo limite transitório de condução do ramo 3–29 considerando uma falta na barra 29. O que sugere que a substituição desse cabo por um com bitola maior poderia permitir um aumento do nível de penetração de GD no sistema. O cabo utilizado nesse ramo é o 1/0 AWG com um limite transitório de corrente adotado de 29 kA. A Figura 4.5(a) mostra a máxima capacidade permissível por barra após a troca do cabo desse trecho por um 2/0 AWG, com um limite transitório de corrente de curto-circuito de 35 kA. A troca do cabo no ramal conectando as barras 3–29 leva a um aumento da capacidade máxima de

outro ramal conectando as barras 37 a 47. Isso será discutido mais adiante com base na Figura 4.6.

CASO (B) – RECONDUTORAMENTO DO RAMO 4–37

Segundo os dados apresentados na Tabela 4-II, o limite do cabo no ramo 4–37 restringe a máxima capacidade de potência em 8 barras das 70 barras do sistema considerando a ocorrência de um curto trifásico na barra 37. Substituindo o cabo desse ramo, que é do tipo 1/0 para 2/0 AWG, aumenta-se o limite de corrente de curto-circuito de 29 kA para 35 kA. A Figura 4.5(b) mostra a curva da capacidade máxima por barra considerando esse novo limite de corrente para a linha 4–37. A alteração do limite nesse caso faz com que o aumento da capacidade de potência dos geradores se dá entre as barras 29 a 36, que são de outro ramal lateral.

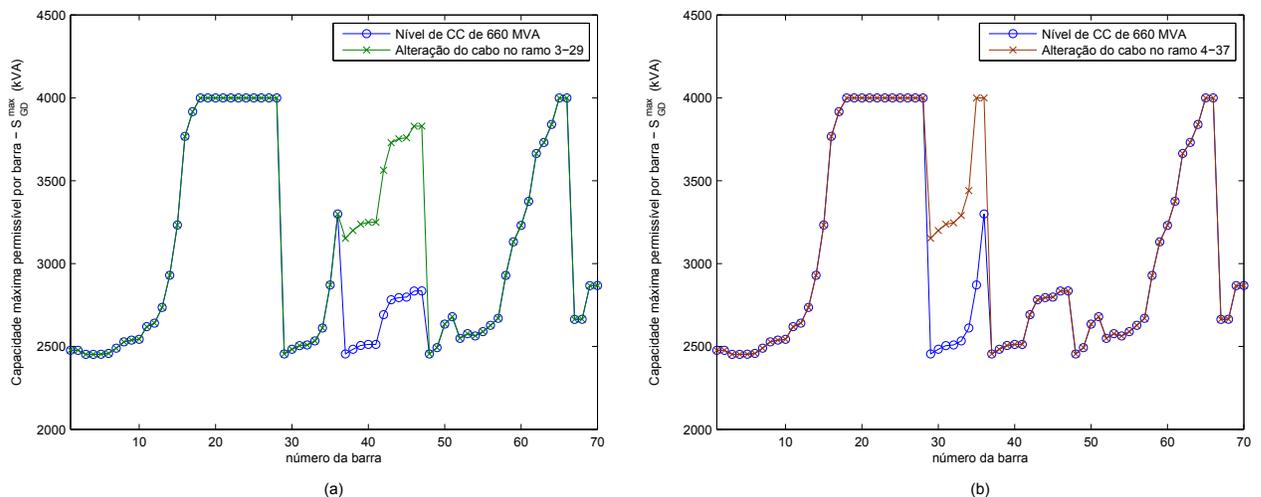


Figura 4.5 – Capacidade máxima permitível por barra considerando um nível de curto circuito de 660 MVA para a subestação e diferentes limites de corrente para os ramos: caso (a) 3–29 e caso (b) 4–37.

Para entender melhor os dois casos apresentados A e B, a Figura 4.6 ilustra os diagramas unifilares nas duas situações. Nota-se que a principal contribuição das correntes de curto-circuito até o ponto da falta é devida à parcela da subestação somada à presença de geradores de outro ramal lateral. Em ambos os casos, a contribuição dos geradores distribuídos localizados no mesmo ramal lateral da ocorrência do curto (barras 29 a 36 para o Caso A e barras 37 a 47 para o Caso B) é bem menor comparada à corrente da subestação. Além do mais, apenas a contribuição

de corrente desses geradores não é suficiente para atingir os limites dos ramos críticos (3–29 e 4–37, para os casos A e B, respectivamente).

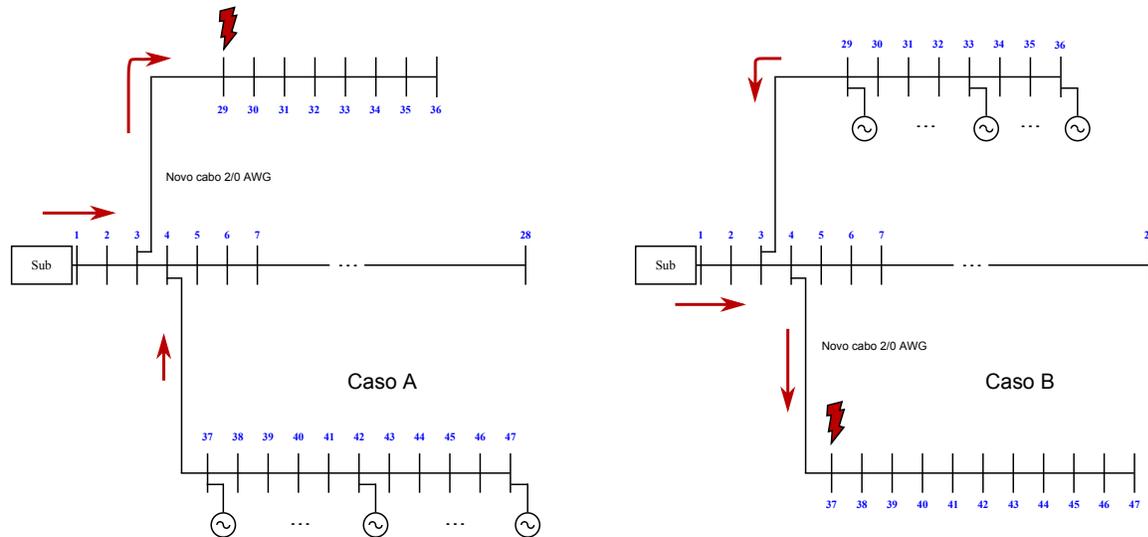


Figura 4.6 – Representação dos Casos A e B.

4.4.2 INFLUÊNCIA DA POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO DA SUBESTAÇÃO

Visto que a potência de curto-circuito é um fator que influencia diretamente no nível de penetração de GD em redes de distribuição, o intuito das simulações nesta subseção é mostrar que uma pequena variação do nível de curto-circuito pode restringir ou aliviar o limite de geração de potência das plantas. A Figura 4.7 exibe a máxima capacidade por barra para diferentes níveis de curto-circuito na subestação, considerando os limites de corrente dos cabos já expostos na Tabela 4-I. Além da potência de curto-circuito de 660 MVA já simulado anteriormente, essa figura mostra a máxima capacidade para os níveis de 655 e 665 MVA. Quanto menor o nível de curto-circuito, menor é a contribuição nas correntes de curto-circuito vinda da subestação, assim, as plantas de GD podem ter capacidades maiores sem que violem os limites de corrente dos cabos. Essa análise é refletida nas três curvas do gráfico. Para o caso de menor nível de curto-circuito, 655 MVA, a curva com as capacidades máximas por barra possui valores maiores que 3,4 MVA, enquanto que para o maior nível de curto-circuito, 665 MVA, a capacidade máxima permitida das plantas fica apenas em torno de 1,5 MVA. Outro fato importante a ser observado é que menos que 2% de variação na potência de curto-circuito da

subestação são responsáveis por uma variação em torno de 80% na capacidade máxima permissível dos geradores distribuídos. Para esse sistema, a contribuição nas correntes de curto-circuito vinda da subestação é muito mais significativa do que das parcelas de corrente dos geradores.

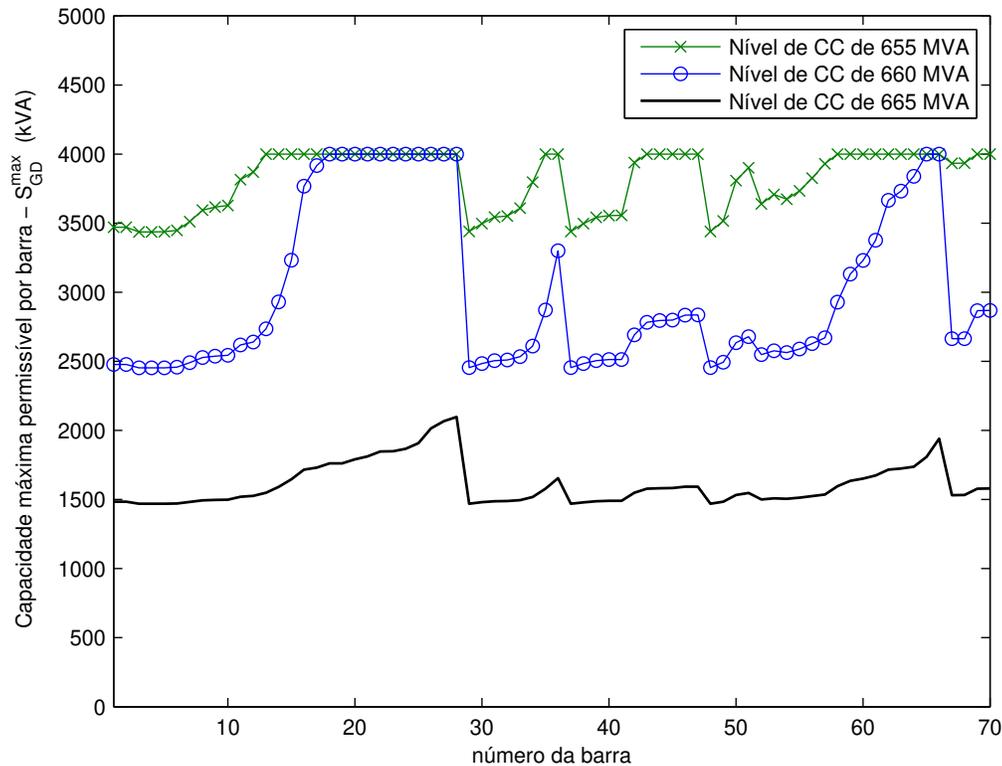


Figura 4.7 – Capacidade máxima permissível por barra para diferentes níveis de curto circuito da subestação.

4.4.3 AVALIAÇÃO DE CASOS COM MÚLTIPLOS GERADORES

Nesta subseção é feita uma avaliação do método analítico para cenários com múltiplos geradores. A máxima capacidade por barra é determinada considerando que uma e duas plantas já estão conectadas ao sistema. O primeiro gerador é conectado na rede de distribuição teste na barra 4 com uma potência nominal de 1,5 MVA. Em seguida, um segundo gerador é conectado na barra 26 com uma potência nominal de 750 kVA. A Figura 4.8 mostra a aplicação do método proposto para a determinação da máxima potência para esses dois casos considerando que

potência de curto-circuito na subestação é de 660 MVA. A curva obtida na Figura 4.4 para a situação sem geradores é apresentada novamente para efeito de comparação. Com a conexão do primeiro gerador na barra 4, a máxima potência, respeitando os limites de corrente de curto-circuito dos cabos, torna-se menor para quase todas as barras do sistema. Já com a adição do segundo gerador, o efeito combinado das duas plantas reduz ainda mais a capacidade de potência de novos geradores. Assim, como esperado, observa-se que quanto mais geradores conectados à rede, há uma tendência de diminuição da capacidade máxima das plantas de GD que podem ser instaladas no sistema.

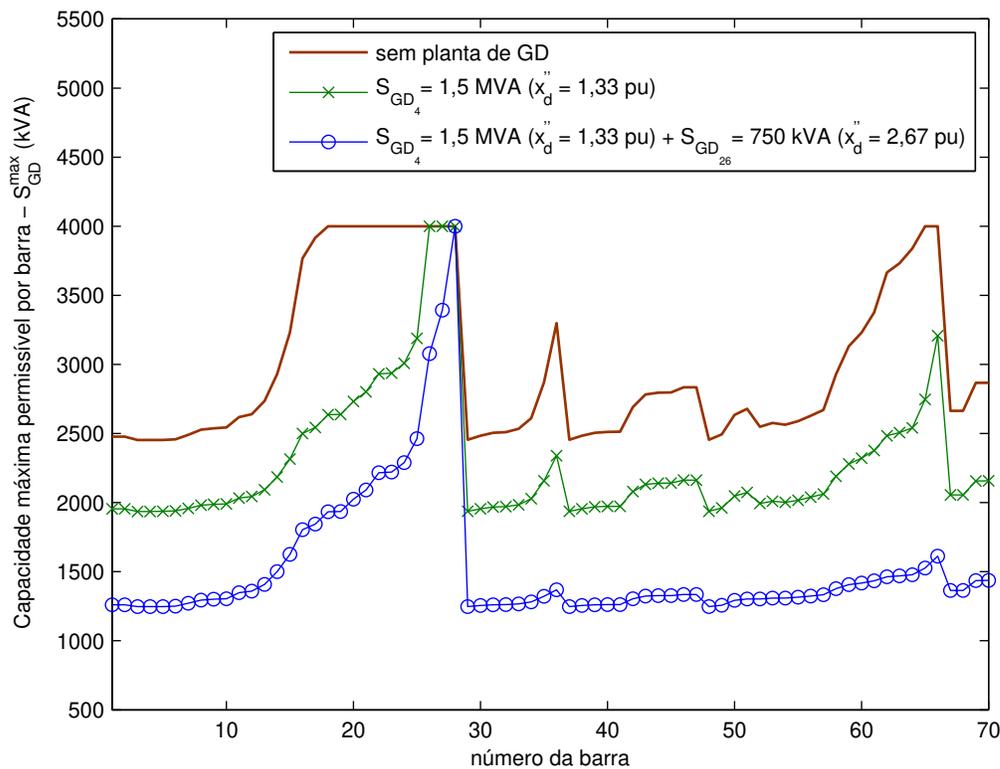


Figura 4.8 – Capacidade máxima permissível por barra aplicando o método analítico de curto-circuito para dois casos multi-GD.

4.5 Fator de responsabilidade de curto-circuito

Como mostrado nas análises anteriores, os fluxos de correntes de curto-circuito nos cabos podem representar uma limitação para a instalação de plantas de GD caso a contribuição de

corrente dos geradores somada à da subestação viole os limites em caso de uma falta na rede elétrica. De forma geral, quanto maior a capacidade de geração de uma planta, maior é a sua contribuição para as correntes de curto-circuito. Outro fator que também deve ser levado em conta nas análises é a distância elétrica dos geradores para o local da falta. Dependendo da disposição dos geradores e do local da falta em uma rede de distribuição, uma planta de GD pode contribuir com uma parcela maior para os fluxos de correntes em uma linha pelo fato de estar mais próximo da falta, mesmo que outra máquina mais distante tenha maior capacidade. Portanto, nesta seção é proposto um índice numérico que quantifica em termos percentuais a contribuição de cada planta nos fluxos de correntes de curto-circuito nos ramos de um sistema. Denominados de FATOR DE RESPONSABILIDADE DE CURTO-CIRCUITO (*FCC*), tais índices permitem fazer análises sob o ponto de vista do nível de capacidade das plantas, local da ocorrência da falta, bem como o nível de corrente de falta para cada cabo ou alimentador.

A partir das equações (4.8) e (4.10), pode-se isolar apenas as contribuições dos geradores distribuídos nas correntes de curto-circuito dos ramos, excluindo a parcela da subestação (correntes de falta para o caso base). Logo, dado uma falta trifásica na barra k de um sistema, a contribuição da planta de GD na barra a , nas correntes de curto-circuito em um ramo pq , é

$$\Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_a} = \bar{I}_{pq}^{k-GD_a} - \bar{I}_{pq}^k \quad (4.30)$$

Portanto, em sistema com vários geradores, e com base no princípio da superposição, a corrente de curto-circuito nesse ramo é dada pela corrente vinda da subestação (caso base) somada as contribuições individuais de corrente de cada planta do sistema, obtendo-se

$$\bar{I}_{pq}^{k-GD} = \bar{I}_{pq}^k + \sum_{i=1}^n \Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_i} \quad (4.31)$$

onde n é o número de barras do sistema. Vale lembrar que, se nenhum gerador estiver conectado à barra i , então a parcela de corrente $\Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_i}$ é nula. Deste modo, a variação do fluxo de corrente de curto-circuito total no ramo pq é dado por

$$\Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD} = \bar{I}_{pq}^{k-GD} - \bar{I}_{pq}^k = \sum_{i=1}^n \Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_i} \quad (4.32)$$

O cálculo dos índices *FCC* é feito dividindo o desvio individual provocado por cada gerador pelo desvio total. Assim, o mesmo problema discutido no capítulo anterior surge pelo fato de correntes de curto-circuito serem grandezas vetoriais. Deste modo, usando o mesmo conceito aplicado aos fatores de responsabilidade de corrente (*FC*), o cálculo dos índices *FCC* considera as projeções dos desvios de corrente individuais sobre o módulo do desvio total para cada linha do sistema. Sendo uma grandeza escalar, portanto, os índices *FCC* permitem quantificar quanto cada gerador está contribuindo para aumentar ou diminuir o fluxo da corrente de curto-circuito total em um ramo do sistema.

Suponha que quatro geradores são instalados nas barras *a*, *b*, *c* e *x* e que ocorra uma falta trifásica na barra *k* de um sistema de distribuição. O impacto de cada um desses geradores na corrente de curto-circuito do ramo *pq* é mostrado na Figura 4.9. Assim, o índice *FCC* da planta *GD_x* no ramo *pq* é dado por

$$FCC_{pq}^{k-GD_x} = \frac{P_{roj(x,pq)}}{\Delta I_{pq}^{k-GD}} \times 100\% = \frac{\Delta I_{pq}^{k-GD_x} \cdot \cos \alpha_{(x,pq)}}{\Delta I_{pq}^{k-GD}} \times 100\% \quad (4.33)$$

onde $\alpha_{(x,pq)}$ é o ângulo formado pelos vetores $\Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_x}$ e $\Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD}$, podendo ser calculado por

$$\alpha_{(x,pq)} = \cos^{-1} \left(\frac{\langle \Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD_x} \cdot \Delta \bar{I}_{pq}^{k-GD} \rangle}{\Delta I_{pq}^{k-GD_x} \Delta I_{pq}^{k-GD}} \right). \text{ Reescrevendo a equação (4.33) de uma forma mais geral, os}$$

índices de curto-circuito *FCC*, para uma falta trifásica na barra *k*, ficam da seguinte maneira

$$FCC = \begin{bmatrix} \frac{\Delta I_1^{k-GD_1} \cdot \cos \alpha_{(1,1)}}{\Delta I_1^{k-GD}} & \dots & \frac{\Delta I_{pq}^{k-GD_1} \cdot \cos \alpha_{(1,pq)}}{\Delta I_{pq}^{k-GD}} & \dots & \frac{\Delta I_r^{k-GD_1} \cdot \cos \alpha_{(1,r)}}{\Delta I_r^{k-GD}} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\Delta I_1^{k-GD_n} \cdot \cos \alpha_{(n,1)}}{\Delta I_1^{k-GD}} & \dots & \frac{\Delta I_{pq}^{k-GD_n} \cdot \cos \alpha_{(n,pq)}}{\Delta I_{pq}^{k-GD}} & \dots & \frac{\Delta I_r^{k-GD_n} \cdot \cos \alpha_{(n,r)}}{\Delta I_r^{k-GD}} \end{bmatrix}_{n \times r} \times 100\% \quad (4.34)$$

onde *r* é o número total de ramos do sistema. Assim, os fatores de responsabilidade de curto-circuito compõem uma matriz de dimensão *n* × *r*, em que o somatório dos índices de curto-circuito de todas as plantas para um determinado ramo *pq* e falta numa barra *k* (somatório de

cada coluna da matriz) tem valor igual a unidade, ou seja, $\sum_{i=1}^n FCC_{pq}^{k-GD_i} = 100\%$. Assim, FCC é um valor percentual que determina o impacto ou responsabilidade de cada planta de GD no módulo de corrente de curto-circuito de cada ramo do sistema.

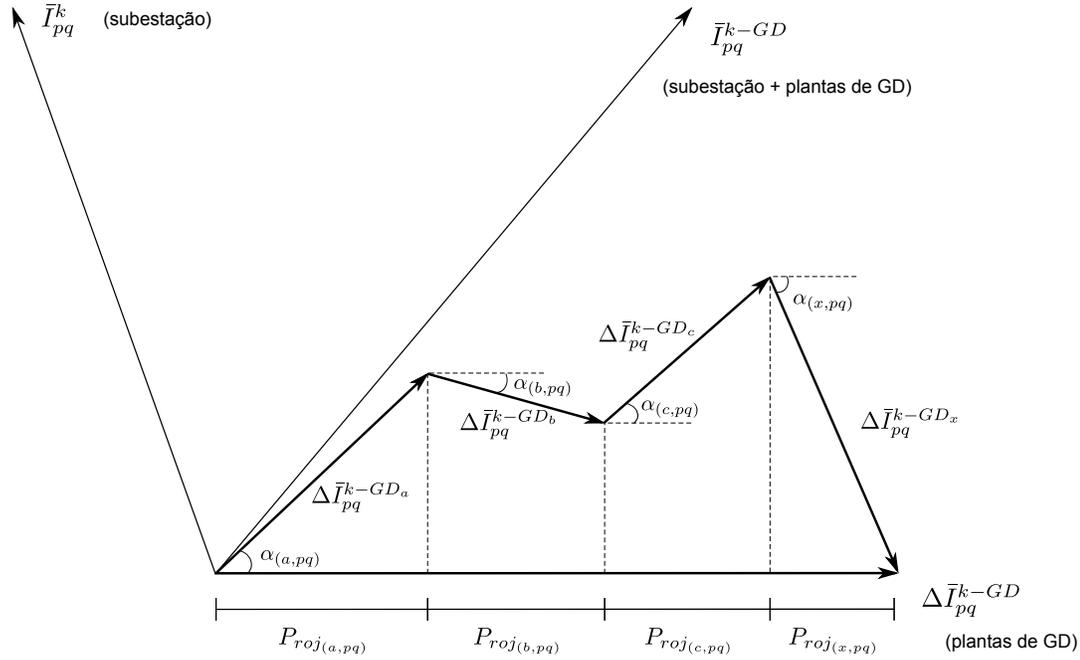


Figura 4.9 – Contribuição de cada planta de GD no desvio da corrente de curto-circuito pq total.

4.5.1 APLICAÇÃO DOS FATORES DE RESPONSABILIDADE DE CURTO-CIRCUITO

Para apresentar um exemplo de aplicação dos fatores de responsabilidade, um caso com dois geradores é mostrado utilizando o sistema teste de 70 barras. Um gerador é instalado na barra 2 e tem sua capacidade reduzida de 3,0 MVA até 600 kVA com passos de -150 kVA. O outro gerador, instalado na barra 60, tem sua capacidade ajustada para o valor máximo que não viola os limites transitórios de corrente de curto-circuito dos cabos (ver Tabela 4-I), dado um curto trifásico na barra 29. Em cada passo simulado, a capacidade máxima da planta na barra 60 é calculada considerando o valor obtido usando a equação (4.29), bem como o nível de curto-circuito da subestação (660 MVA) e a geração na barra 2. A Figura 4.10 mostra a variação da capacidade de geração desses geradores em função do nível de penetração total de GD no sistema ($S_{GD_{Total}} = S_{GD_2} + S_{GD_{60}}$). O nível máximo de $S_{GD_{Total}}$ obtido para essa configuração de

alocação de geração é de 4.724 kVA, respeitando o limite individual de cada gerador de 4.000 kVA.

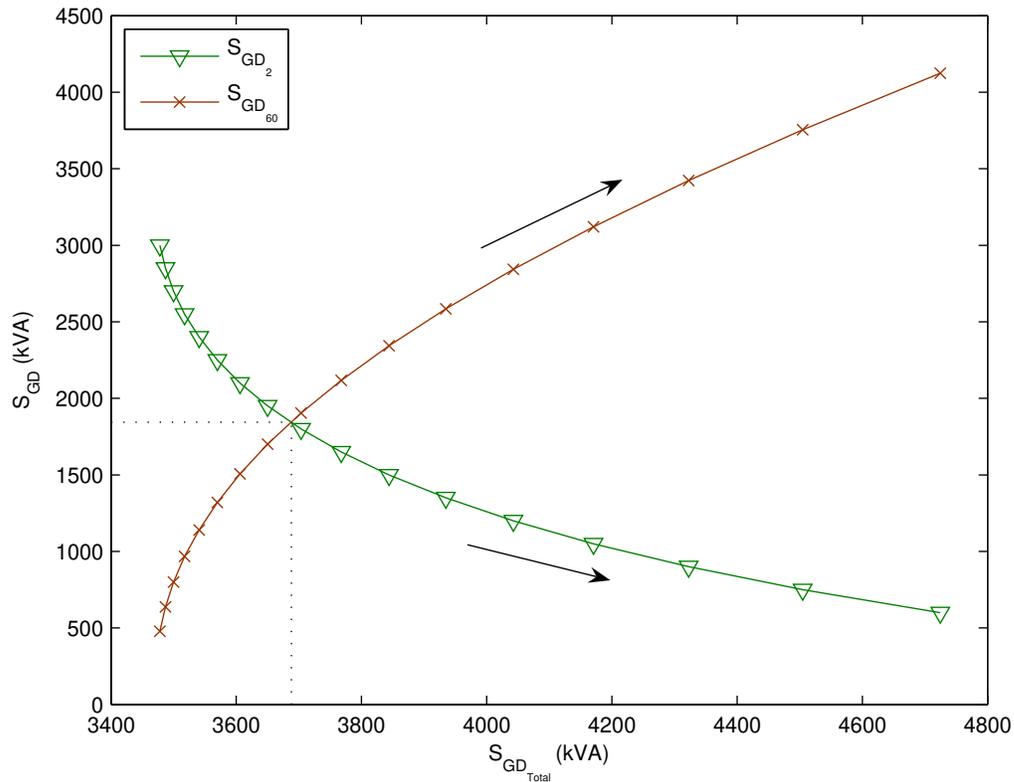


Figura 4.10 – Nível de penetração de GD em função das capacidades máximas de GD_2 e GD_{60} .

A Figura 4.11 apresenta as variações dos fatores de responsabilidade (FCC) para o teste mostrado na Figura 4.10. Nota-se que o comportamento dos índices FCC em função do nível de penetração de GD é similar ao comportamento da capacidade de potência de cada planta, como também nos fatores de responsabilidade de corrente (FC) apresentados no capítulo anterior. Conforme a capacidade de GD_2 é reduzida, o impacto percentual dessa planta na corrente do ramo 3–29 (FCC_{3-29}^2) diminui de 86% para 16%. Em contrapartida, o índice FCC_{3-29}^{60} aumenta de 14% para 84%. Dessa maneira, usando os fatores de responsabilidade é fácil determinar quanto cada gerador está contribuindo percentualmente no desvio de corrente de curto-circuito total num sistema composto por várias plantas de GD.

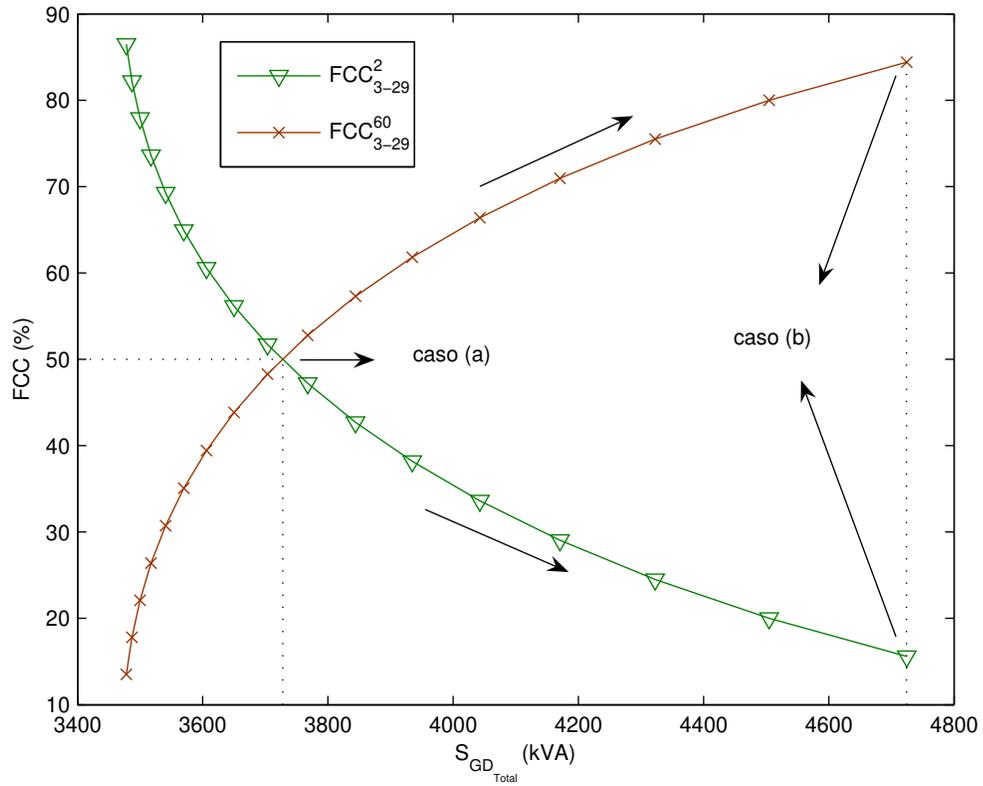


Figura 4.11 – Fatores de responsabilidade de curto-circuito para as duas plantas vista pelo ramo 3–29, considerando uma falta trifásica na barra 29.

Assim como a análise feita para os índices FC , dois possíveis critérios são discutidos a seguir para tentar ajustar a capacidade de geração das duas plantas. A Tabela 4-III resume esses critérios.

Tabela 4-III – Diferentes situações para estabelecer critérios justos de geração.

	FCC_{3-29}^2 (%)	FCC_{3-29}^{60} (%)	S_{GD_2} (kVA)	$S_{GD_{60}}$ (kVA)	S_{GD_Total} (kVA)
Caso (a)	50,0	50,0	1.844	1.844	3.688
Caso (b)	14,4	84,4	600	4.124	4.724

CASO (a): MESMA CAPACIDADE DE GERAÇÃO PARA AMBAS AS PLANTAS ($S_{GD_2} = S_{GD_{60}}$).

Neste caso, supõe-se como justa a situação em que ambos os geradores têm a mesma capacidade de potência. Isso acontece para um nível capacidade individual de 1.884 kVA. Nesta situação, o impacto das duas unidades na corrente da linha 3–29 é praticamente o mesmo, ou seja, $FCC_{3-29}^2 \approx FCC_{3-29}^{60} \approx 50\%$. Embora esta não seja a configuração que maximiza a capacidade de potência dos geradores, ela é uma configuração de compromisso entre nível de potência dos geradores e distribuição uniforme das contribuições para os fluxos de correntes de curto em caso de falta.

CASO (b): NÍVEL MÁXIMO DE PENETRAÇÃO DE GD ($FCC_{3-29}^2 = 14,4\%$ e $FCC_{3-29}^{60} = 84,4\%$).

Neste caso, deseja-se obter o nível máximo de penetração de GD respeitando o limite máximo de capacidade de cada gerador, portanto, é encontrado um valor de $S_{GD_{Total}} = 4.724$ kVA. Os níveis de capacidade de GD_2 e GD_{60} são 600 kVA e 4.124 kVA, respectivamente. Os fatores de responsabilidade para esses geradores são $FCC_{3-29}^2 = 14,4\%$ e $FCC_{3-29}^{60} = 84,4\%$. Nesta situação, a capacidade de geração de GD_2 é bastante reduzida em detrimento do aumento da capacidade de GD_{60} .

4.6 Conclusões

Neste capítulo, um método analítico específico foi apresentado para a determinação da máxima capacidade de potência que pode ser instalada por barra sem que ocorram violações dos limites de corrente de curto-circuito dos cabos. A metodologia proposta baseia-se na remontagem da matriz Z–barra através do cálculo de alguns de seus elementos, dispensando o cálculo dessa matriz completa toda vez que uma nova configuração de rede for analisada.

A principal contribuição, entretanto, está no desenvolvimento de uma equação algébrica simples (de segundo grau) que fornece diretamente a máxima capacidade de geração que pode ser instalada por barra sem violar os valores máximos de fluxo de correntes de curto-circuito em um determinado ramo. A alternativa a essa metodologia seria remontar a matriz para cada valor testado de capacidade de geração, demandando, entre outros cálculos, uma redução de *Kron*. O

método mostrou-se capaz de apontar quais linhas limitam o nível de potência de cada gerador do sistema. Análises para diferentes níveis de curto-circuito da subestação, capacidades de potência dos geradores e sua localização, como também de recondução de alguns cabos da rede elétrica, foram realizadas para mostrar que cada um desses fatores influencia diretamente na capacidade máxima de potência no caso de eventuais geradores distribuídos virem a ser instalados nas redes de distribuição.

Fatores de responsabilidade de curto-circuito foram apresentados para avaliar a contribuição de cada gerador nessas correntes de curto-circuito. Em um cenário com várias plantas de GD, esses índices representam uma ferramenta bastante útil, de forma a identificar quais plantas podem levar à violação dos limites de corrente dos cabos e alimentadores na ocorrência de uma falta no sistema.

Capítulo 5

Análise das Perdas Elétricas

5.1 Introdução

As perdas elétricas representam outro aspecto técnico também importante na realização das análises sobre o impacto de geradores distribuídos em redes de distribuição de energia. Embora seja um fator tipicamente apontado como um dos benefícios do uso de GD, as perdas elétricas dependem fundamentalmente da localização e nível de geração das plantas de GD, demanda de carga e topologia da rede. Diferente do comportamento do perfil de tensão, o qual apresenta uma característica quase linear¹⁰, as perdas elétricas possuem um comportamento de natureza quadrática, o que dificulta o emprego de metodologias analíticas. Este capítulo apresenta então uma metodologia que utiliza a sensibilidade das perdas (baseada na solução de um único fluxo de carga) em relação às injeções de potência ativa e reativa para a determinação das novas perdas elétricas após a conexão de geradores distribuídos no sistema. A formulação é definida a partir de derivadas parciais das expressões analíticas das perdas elétricas para uma expansão em série de Taylor desprezando termos maiores que de 2ª ordem. Além disso, neste capítulo também é apresentado um índice numérico que indica a parcela de cada planta de GD nas perdas elétricas do sistema em termos percentuais, o que facilita a avaliação de qual a

¹⁰ Como apresentado na Figura 2.8, o comportamento dos módulos de tensão de um sistema de distribuição pode ser considerado linear na presença de GD, uma vez que os limites de tensão encontram-se numa faixa estreita de operação (tipicamente $\pm 5\%$).

melhor localização e nível de geração das plantas para reduzir as perdas elétricas totais em um sistema multi-GD ou para alocar tais perdas entre diferentes geradores.

5.2 Comportamento das perdas elétricas – análise teórica

O comportamento quadrático das perdas elétricas de redes de distribuição pode ser explicado usando um sistema de duas barras, como mostra a Figura 5.1. O fluxo de potência complexa saindo da subestação em direção à barra com geração distribuída é dado por

$$S_S^* = P_S - jQ_S = V_S \bar{I}_S \quad (5.1)$$

onde

$$\bar{I}_S = Y(V_S - \bar{V}_L) \quad (5.2)$$

Portanto,

$$S_S^* = (G + jB)V_S^2 - (G + jB)V_S V_L (\cos \delta + j \text{sen } \delta) \quad (5.3)$$

Separando as partes real e imaginária, tem-se:

$$\begin{aligned} P_S &= G V_S^2 - V_S V_L (G \cos \delta - B \text{sen } \delta) \\ Q_S &= -B V_S^2 + V_S V_L (G \text{sen } \delta + B \cos \delta) \end{aligned} \quad (5.4)$$

De maneira análoga, os fluxos de potência ativa e reativa partindo do ponto de conexão do gerador distribuído em direção à subestação são:

$$\begin{aligned} P_L &= G V_L^2 - V_S V_L (G \cos \delta + B \text{sen } \delta) \\ Q_L &= -B V_L^2 - V_S V_L (G \text{sen } \delta - B \cos \delta) \end{aligned} \quad (5.5)$$

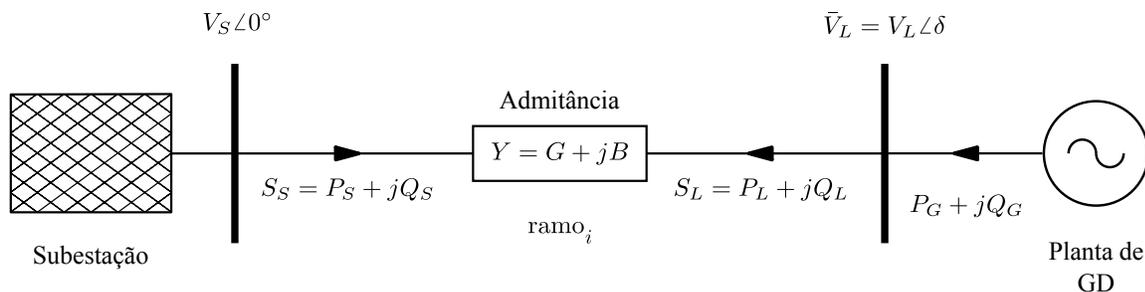


Figura 5.1 – Representação de um sistema de distribuição com GD.

Assim, as perdas de potência no ramo i são dadas por:

$$\begin{aligned} P_{perdas_i} &= P_S + P_L = G(V_S^2 + V_L^2 - 2V_S V_L \cos \delta) \\ Q_{perdas_i} &= Q_S + Q_L = B(V_S^2 + V_L^2 - 2V_S V_L \cos \delta) \end{aligned} \quad (5.6)$$

onde P_{perdas_i} e Q_{perdas_i} são as perdas ativa (ôhmica) e reativa (potência consumida pela susceptância série da linha), respectivamente no ramo i . Assumindo que a tensão na subestação é fixa ($V_S = \text{cte}$) e que os parâmetros da linha, condutância G e susceptância B , também são fixos, fica claro a natureza quadrática das perdas em função do módulo da tensão no ponto de conexão de GD (V_L). Reescrevendo a equação (5.6) na forma canônica, tem-se:

$$\begin{aligned} P_{perdas_i} &= \alpha_p V_L^2 + \beta_p V_L + \gamma_p \\ Q_{perdas_i} &= \alpha_q V_L^2 + \beta_q V_L + \gamma_q \end{aligned} \quad (5.7)$$

onde $\alpha_p = G$, $\beta_p = -2GV_S \cos \delta$, $\gamma_p = GV_S^2$, $\alpha_q = B$, $\beta_q = -2BV_S \cos \delta$, $\gamma_q = BV_S^2$. Como mostrado na equação (2.6) do Capítulo 2, o módulo da tensão no ponto de conexão de GD depende da injeção de potência do gerador, o que implica $V_L = f(P_G, Q_G)$. Portanto, as perdas elétricas de um sistema possuem natureza quadrática e também dependem do nível de penetração de GD, $P_{perdas_i} = f(P_G, Q_G)$ e $Q_{perdas_i} = f(P_G, Q_G)$.

5.3 Comportamento das perdas elétricas – análise via simulação

Um estudo de caso é realizado para mostrar como a injeção de potência em uma dada barra do sistema influencia o comportamento das perdas elétricas. Nas simulações é adotado o método de *Newton-Raphson* para o cálculo do fluxo de potência. O diagrama unifilar do sistema teste é o mesmo mostrado na Figura 2.3. As cargas do sistema são modeladas como potência constante. Considerando que um autoprodutor de energia queira instalar uma planta de GD na barra 28 operando com fator de potência unitário, realizou-se um estudo em que a potência do gerador foi incrementada em passos de 100 kVA até 1,0 MVA para verificar o comportamento das perdas do sistema. Na Figura 5.2 é mostrado o comportamento das perdas elétricas totais (somatório das perdas em todos os ramos do sistema) para as condições de demanda máxima e demanda mínima. As perdas de potência ativas e reativas totais para o caso base (sem a

instalação da planta de GD) são de 205,2 kW e 93,2 kVAr para o cenário de demanda máxima e de 7,3 kW e 3,3 kVAr para demanda mínima. Em ambos os cenários nota-se um comportamento quadrático das perdas totais em função da injeção de potência da planta de GD. Na condição de demanda máxima, Figura 5.2(a e b), observa-se uma redução nas perdas totais do sistema para uma injeção de potência até aproximadamente 700 kVA e a partir deste valor as perdas crescem. Já na condição de demanda mínima, Figura 5.2(b e c), as perdas tem uma suave característica de queda para uma injeção de potência até 200 kVA e logo em seguida elas apresentam um comportamento crescente. Observa-se que os benefícios de redução das perdas elétricas são mais significativos em cenários de demanda pesada, uma vez que a injeção de potência alivia os fluxos de potência nas linhas e, por conseguinte, reduz as correntes nos cabos e alimentadores. Contudo, após um determinado valor esse benefício satura, acarretando um crescimento das perdas.

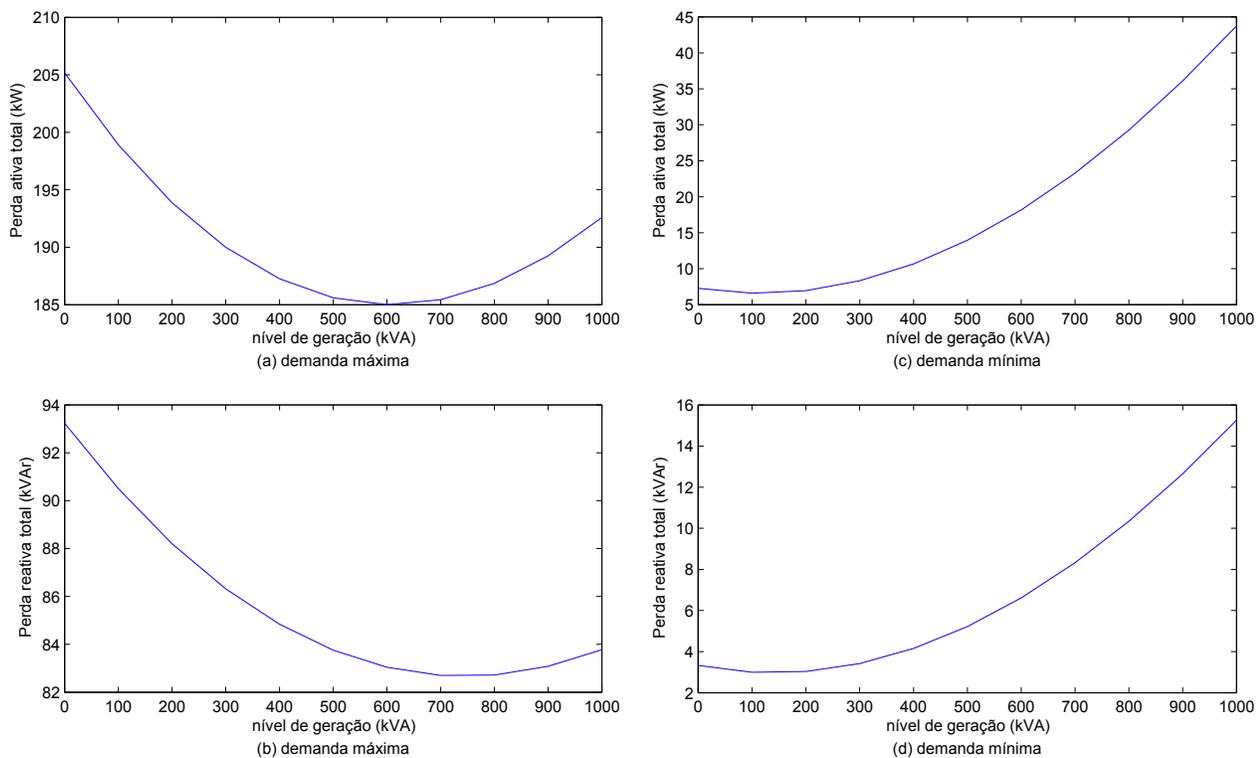


Figura 5.2 – Perdas elétricas totais para condições de demanda máxima e mínima.

5.4 Método de análise via sensibilidades

O desenvolvimento de metodologias analíticas para estimação do impacto de geradores distribuídos nas perdas elétricas dos sistemas tem sido objeto de interesse de diversos pesquisadores (Lee, 2003; Quezada, et al., 2006; Ayres, et al., 2009). Nesses trabalhos, os autores apresentam métodos de 1ª ordem para a estimação das perdas de potência considerando variações de potência nodal. Embora esses métodos sempre introduzam algum nível de imprecisão nos resultados quando comparados com os métodos tradicionais de fluxos de carga, os métodos analíticos facilitam o entendimento de aspectos fundamentais associados ao problema e permitem a realização de estudos de forma mais rápida, simples e direta. Todavia, neste trabalho, a estimação das perdas elétricas é feita expandindo as expressões analíticas das perdas em série de Taylor até termos de 2ª ordem. Para isso, é preciso representar matematicamente tais expressões como sendo um somatório de termos calculados a partir de suas derivadas em um determinado ponto. Exemplificando, uma estimação para uma dada

função $f(x)$ é dada por $f(x) \approx f(x_0) + f'(x_0)\Delta x + \frac{f''(x_0)\Delta x^2}{2!}$.

Para a determinação das sensibilidades das perdas para variações de injeções de potência ativa e reativa, definem-se primeiramente as expressões analíticas das perdas elétricas totais de um sistema. Considerando o mesmo modelo π de uma linha $k-m$, como mostrado na Figura 3.3 no Capítulo 3, a perda de potência ativa total pode ser calculada da seguinte forma

$$P_{perdas} = \sum_{(km) \in \Omega_r} [g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})] \quad (5.8)$$

onde Ω_r é o conjunto de ramos do sistema; V_k e V_m são, respectivamente, os módulos das tensões nas barras k e m ; g_{km} e b_{km} são, respectivamente, a condutância e a susceptância série da linha $k-m$; e θ_{km} é a diferença angular entre as barras k e m . Já a perda de potência reativa total para o mesmo modelo de linha apresentado é dada por

$$Q_{perdas} = \sum_{(km) \in \Omega_r} [-b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km})] \quad (5.9)$$

onde b_{km}^{sh} é a susceptância em derivação da linha $k-m$. Entende-se por perda reativa, a potência reativa necessária para a transmissão de potência por uma linha. Uma redução nesse tipo de perda representa uma diminuição da necessidade de potência reativa para transmitir energia. Sendo assim, é desejável reduzir não só as perdas ativas, mas também as perdas reativas de um sistema de forma a evitar sobrecarga nos condutores, e, podendo assim, adiar futuros investimentos em infra-estrutura em redes de distribuição.

Uma vez definidas as expressões das perdas, a formulação proposta para estimar perdas elétricas baseia-se na linearização das equações (5.8) e (5.9) em torno de um ponto de equilíbrio, expandida em série de Taylor até os termos de 2ª ordem. A seguir, é mostrado como as sensibilidades são calculadas considerando somente os termos de 1ª ordem, as quais serão denominadas sensibilidades de 1ª ordem, e na sequência, o cálculo das sensibilidades considerando os termos de 2ª ordem é discutido.

5.4.1 SENSIBILIDADE DE PERDA ATIVA DE 1ª ORDEM

As perdas elétricas totais de um sistema são expressas em função dos seus parâmetros e do estado da rede (V, θ) . A partir das equações (5.8) e (5.9), as derivadas de 1ª ordem das perdas ativas em relação aos módulos e aos ângulos das tensões nas barras são expressas por:

$$\frac{\partial P_{perdas}}{\partial \theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} V_k V_m \text{sen } \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.10)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}}{\partial V_k} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} (V_k - V_m \cos \theta_{km}) \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.11)$$

onde Ω_k é o conjunto composto pelas barras vizinhas à barra k e Ω_n é o conjunto formado pelo número de barras ou nós da rede de distribuição. As derivadas das perdas reativas em relação aos módulos e aos ângulos das tensões nas barras são dadas por:

$$\frac{\partial Q_{perdas}}{\partial \theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} -2b_{km} V_k V_m \text{sen } \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.12)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}}{\partial V_k} = \sum_{m \in \Omega_k} -2[b_{km}^{sh} V_k + b_{km} (V_k - V_m \cos \theta_{km})] \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.13)$$

O objetivo é calcular as sensibilidades de perdas de 1ª ordem a partir das injeções de potência nas barras do sistema. A perda ativa total pode ser expressa em função das injeções de potência ativa (P) e reativa (Q) em cada barra, que por sua vez são dependentes de (V, θ) . Tendo esta informação e aplicando a teoria de derivadas parciais, tem-se

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T &= \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) + \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T &= \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right) + \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{aligned} \quad (5.14)$$

onde as matrizes acima são definidas para um sistema de n barras como sendo:

$$\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T = \left[\frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial \theta_1} \dots \frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial \theta_n} \right]_{1 \times n} \quad (5.15)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T = \left[\frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial V_1} \dots \frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial V_n} \right]_{1 \times n} \quad (5.16)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \right)^T = \left[\frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial P_1} \dots \frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial P_n} \right]_{1 \times n} \quad (5.17)$$

$$\left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \right)^T = \left[\frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial Q_1} \dots \frac{\partial P_{\text{perdas}}}{\partial Q_n} \right]_{1 \times n} \quad (5.18)$$

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{bmatrix}_{2n \times 2n} = \begin{bmatrix} \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \theta_n} \end{pmatrix}_{n \times n} & \begin{pmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{pmatrix}_{n \times n} \\ \begin{pmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \theta_n} \end{pmatrix}_{n \times n} & \begin{pmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{pmatrix}_{n \times n} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

Transpondo ambos os lados da equação (5.14), esta equação pode ser reescrita como

$$\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{V}} \right) \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \right)^T \\ \left(\frac{\partial \mathbf{P}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T & \left(\frac{\partial \mathbf{Q}}{\partial \mathbf{V}} \right)^T \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}^T} \cdot \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \right) \\ \left(\frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \right) \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

A partir da manipulação da equação (5.20), a matriz Jacobiana pode ser isolada e colocada em evidência. Desta forma, as sensibilidades de perda ativa total com relação às variações de potência ativa e reativa em cada barra do sistema são expressas como (Lee, 2003; Greatbanks, et al., 2003)

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\text{A-P}} \\ \mathbf{J}_{\text{A-Q}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \\ \frac{\partial \mathbf{P}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

sendo que $\mathbf{J}_{\text{A-P}}$ é a sensibilidade de perda ativa total em relação às variações de potência ativa das barras de geração, $\mathbf{J}_{\text{A-Q}}$ é a sensibilidade de perda ativa total em relação às variações de potência reativa das barras de carga e \mathbf{J} é a matriz Jacobiana do fluxo de carga.

5.4.2 SENSIBILIDADE DE PERDA REATIVA DE 1ª ORDEM

Analogamente às considerações feitas para se determinar as sensibilidades de perda ativa, as sensibilidades de perda reativa de 1ª ordem com relação às variações de potência ativa e reativa em cada barra do sistema são dadas por

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\text{R-P}} \\ \mathbf{J}_{\text{R-Q}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{P}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{Q}} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^T]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{perdas}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_{\text{perdas}}}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (5.22)$$

onde $\mathbf{J}_{\text{R-P}}$ é a sensibilidade de perda reativa total em relação às variações de potência ativa das barras de geração e $\mathbf{J}_{\text{R-Q}}$ é a sensibilidade de perda reativa total em relação às variações de potência reativa das barras de carga. Vale lembrar que as sensibilidades $\mathbf{J}_{\text{A-P}}$, $\mathbf{J}_{\text{A-Q}}$, $\mathbf{J}_{\text{R-P}}$ e $\mathbf{J}_{\text{R-Q}}$ são vetores colunas com dimensão igual ao número de barras do sistema.

Para justificar porque é necessário expandir a formulação, em pelo menos, até termos de 2ª ordem, na próxima subseção é feito um estudo para mostrar que considerar somente termos de 1ª ordem é insuficiente para estimar as perdas elétricas dependendo do nível de penetração de GD.

5.4.3 ESTIMAÇÃO DAS PERDAS USANDO SOMENTE OS TERMOS DE 1ª ORDEM

Dada uma rede de distribuição, após a resolução do cálculo de fluxo de carga, a matriz Jacobiana e as tensões (módulos e ângulos de fase) são usadas para calcular as sensibilidades de acordo com as expressões (5.21) e (5.22). Assumindo que a potência reativa dos geradores distribuídos pode ser expressa em função do fator de potência dos mesmos (fp), os desvios das perdas de potência ativa e reativa em relação ao caso base são definidos como:

$$\Delta \mathbf{P}'_{perdas} = \mathbf{P}_{GD} (\mathbf{J}_{A-P} + \mathbf{J}_{A-Q} \tan[\cos^{-1}(fp)]) \quad (5.23)$$

$$\Delta \mathbf{Q}'_{perdas} = \mathbf{P}_{GD} (\mathbf{J}_{R-P} + \mathbf{J}_{R-Q} \tan[\cos^{-1}(fp)]) \quad (5.24)$$

onde \mathbf{P}_{GD} é uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos representam injeções de potência dos geradores distribuídos, sendo que, dependendo da análise desejada, há duas possibilidades de montagem dessa matriz como discutido a seguir.

- Investigação da alocação de um gerador em diferentes barras: neste caso os elementos da matriz diagonal \mathbf{P}_{GD} são constantes com valor igual ao da injeção de potência do gerador sob análise (*i.e.*, $P_{GD_{11}} = P_{GD_{22}} = \dots = P_{GD_{mm}} = P_{GD}$). Portanto, $\Delta \mathbf{P}'_{perdas}$ e $\Delta \mathbf{Q}'_{perdas}$ são vetores colunas com dimensões iguais ao número de barras do sistema, sendo que a valor de cada elemento indica o impacto do gerador nas perdas totais do sistema quando este é instalado na barra associada. A representação da estimativa das perdas elétricas totais do sistema considerando todas as possibilidades de instalação do gerador (*i.e.*, todas as barras), para uma estimativa de 1ª ordem, é definida como:

$$\mathbf{P}'_{perdas}{}^{sens.} = \mathbf{P}^0_{perdas} + \Delta \mathbf{P}'_{perdas} \quad (5.25)$$

$$\mathbf{Q}_{perdas}^{sens.} = \mathbf{Q}_{perdas}^0 + \Delta\mathbf{Q}'_{perdas} \quad (5.26)$$

onde \mathbf{P}_{perdas}^0 e \mathbf{Q}_{perdas}^0 são vetores colunas cujos elementos são iguais às perdas ativas e reativas totais, respectivamente, para o caso base, ao passo que $\mathbf{P}_{perdas}^{sens.}$ e $\mathbf{Q}_{perdas}^{sens.}$ são vetores colunas cujos os elementos são iguais às perdas ativas e reativas totais caso o gerador sob análise seja instalado na barra associada. Portanto, é possível determinar simultaneamente o impacto da instalação do gerador sob investigação em todas as barras do sistema.

- Investigação do impacto de múltiplos geradores nas perdas totais: neste caso os elementos da matriz diagonal são diferentes e representam a instalação de diferentes geradores nas barras associadas, portanto, em princípio, $(P_{GD_{11}} \neq P_{GD_{22}} \neq \dots \neq P_{GD_{mm}})$. A representação da estimação das perdas elétricas totais do sistema considerando diferentes geradores, para uma estimação de 1ª ordem, é definida como:

$$P_{perdas}^{sens.} = P_{perdas}^0 + \sum_{i=1}^n \Delta P'_{perdas_i} \quad (5.27)$$

$$Q_{perdas}^{sens.} = Q_{perdas}^0 + \sum_{i=1}^n \Delta Q'_{perdas_i} \quad (5.28)$$

onde $P_{perdas}^{sens.}$ e $Q_{perdas}^{sens.}$ representam as perdas de potência ativas e reativas totais, respectivamente, considerando a instalação de múltiplos geradores.

Para avaliar a precisão do método na estimação das perdas utilizando-se apenas termos de 1ª ordem, a seguinte análise é apresentada. O teste consiste em avaliar o impacto nas perdas totais provocado pela instalação de um gerador na rede teste. Portanto, as expressões (5.27) e (5.28) são utilizadas. Considera-se que um gerador é instalado na barra 18 desse sistema para um cenário de demanda máxima. A planta opera com fator de potência unitário. O nível de geração é incrementado de 0 até 1.400 kW com passos de 200 kW. A comparação entre os resultados obtidos por repetidos cálculos de fluxos de carga e pelo método de sensibilidades de perdas é ilustrada na Figura 5.3. Como pode ser observado, a estimação das perdas pelo método de 1ª ordem apresenta um comportamento linear decrescente, entretanto, os resultados obtidos

via fluxo de carga mostram que após um nível de geração em torno de 800 kW, as perdas elétricas, tanto para perda ativa quanto para reativa, passam a aumentar. No caso em estudo, o método de sensibilidades apresenta um bom desempenho para um nível de geração menor que 500 kW, onde o erro é menor que 10%. Porém, tal erro apresenta uma evolução exponencial à medida que a injeção de potência na barra é incrementada (para 1.400 kW, o erro é de 40,6% para perda ativa e de 34,7% para perda reativa).

Constata-se que, para um comportamento quadrático das perdas elétricas, uma metodologia baseada em uma aproximação linear só é válida para pequenos incrementos de potência dos geradores distribuídos. Portanto, na subseção a seguir é mostrado como são incluídos na formulação proposta de sensibilidades os termos de 2ª ordem para que a estimação das perdas elétricas tenha uma melhor precisão da apresentada.

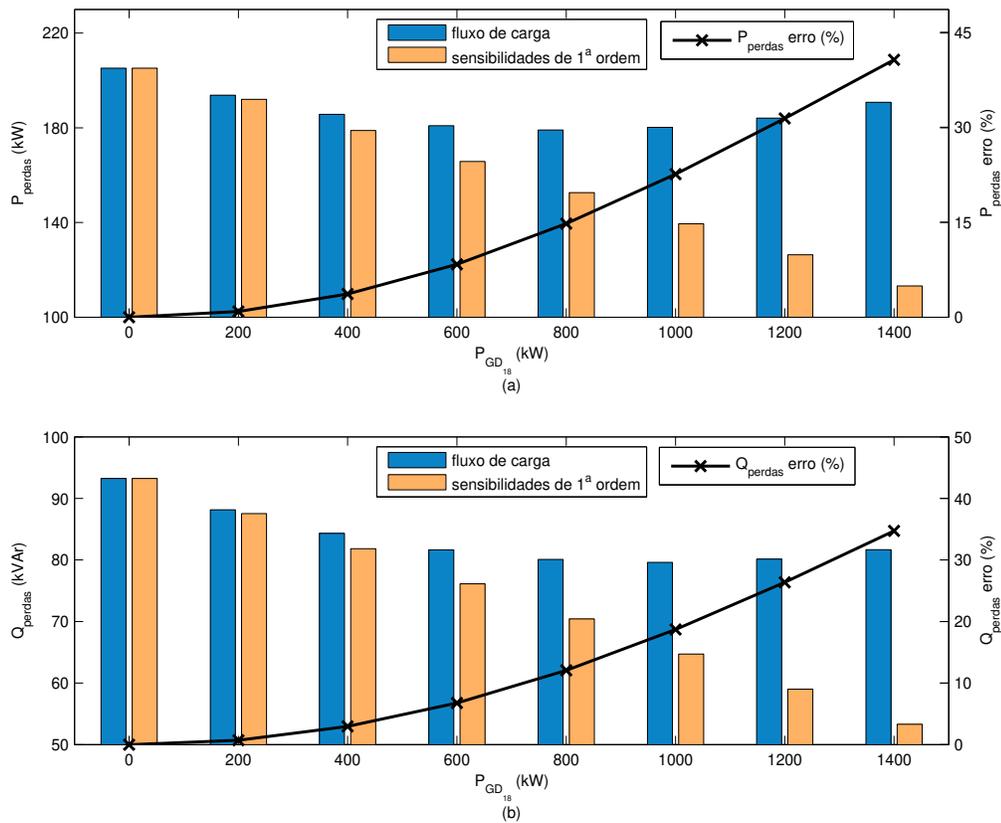


Figura 5.3 – Avaliação das sensibilidades de perdas para termos de 1ª ordem.

5.4.4 SENSIBILIDADE DE PERDA ATIVA DE 2ª ORDEM

Como mostrado na Figura 5.3, há certa limitação na estimação das perdas caso o número ou o tamanho dos geradores distribuídos aumente consideravelmente em relação ao caso base. Para redes de distribuição com grandes geradores faz-se necessário o uso de uma metodologia que estime as perdas elétricas com maior precisão. Assim, essa estimação é feita expandindo as equações (5.25), (5.26), (5.27) e (5.28) até os termos de 2ª ordem. As derivadas de 2ª ordem, obtidas a partir de (5.10), são dadas por:

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_k^2} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.29)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_m \partial \theta_k} = -2g_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.30)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_k \partial \theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} V_m \sin \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.31)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_m \partial \theta_k} = 2g_{km} V_k \sin \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.32)$$

e as derivadas de 2ª ordem a partir da equação (5.11) são definidas como:

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_k^2} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.33)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_m \partial V_k} = -2g_{km} \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.34)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_k \partial V_k} = \sum_{m \in \Omega_k} 2g_{km} V_m \sin \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.35)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_m \partial V_k} = -2g_{km} V_m \sin \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.36)$$

Deste modo, as sensibilidades das perdas ativas de 2ª ordem, para um sistema de n barras, ficam da seguinte maneira:

$$\mathbf{H}_p^{\theta\theta} = \frac{\partial \mathbf{P}_{perdas}^2}{\partial \boldsymbol{\theta}^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_1^2} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_n^2} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.37)$$

$$\mathbf{H}_p^{\theta V} = \frac{\partial \mathbf{P}_{perdas}^2}{\partial \boldsymbol{\theta} \partial \mathbf{V}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial V_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.38)$$

$$\mathbf{H}_p^{V\theta} = \frac{\partial \mathbf{P}_{perdas}^2}{\partial \mathbf{V} \partial \boldsymbol{\theta}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_n \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_n \partial \theta_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.39)$$

$$\mathbf{H}_p^{VV} = \frac{\partial \mathbf{P}_{perdas}^2}{\partial \mathbf{V}^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_1^2} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_n \partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_n^2} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.40)$$

5.4.5 SENSIBILIDADE DE PERDA REATIVA DE 2ª ORDEM

Realizando o mesmo procedimento anterior para se obter as sensibilidades de perda reativa, partindo da expressão (5.12) para encontrar as derivadas de 2ª ordem, essas são definidas como:

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_k^2} = \sum_{m \in \Omega_k} -2b_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.41)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_m \partial \theta_k} = 2b_{km} V_k V_m \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.42)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_k \partial \theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} -2b_{km} V_m \sin \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.43)$$

$$\frac{\partial P_{perdas}^2}{\partial V_m \partial \theta_k} = -2b_{km} V_k \text{sen } \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.44)$$

e as derivadas de 2ª ordem a partir da expressão (5.13) são dadas por:

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_k^2} = \sum_{m \in \Omega_k} -2(b_{km}^{sh} + b_{km}) \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.45)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_m \partial V_k} = 2b_{km} \cos \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.46)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_k \partial V_k} = \sum_{m \in \Omega_k} -2b_{km} V_m \text{sen } \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (5.47)$$

$$\frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_m \partial V_k} = 2b_{km} V_m \text{sen } \theta_{km} \quad \forall k \in \Omega_n \wedge \forall m \in \Omega_k \quad (5.48)$$

Assim, as sensibilidades de perdas reativas de 2ª ordem, para um sistema de n barras, ficam definidas por:

$$\mathbf{H}_q^{\theta\theta} = \frac{\partial \mathbf{Q}_{perdas}^2}{\partial \theta^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial \theta_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.49)$$

$$\mathbf{H}_q^{\theta V} = \frac{\partial \mathbf{P}_{perdas}^2}{\partial \theta \partial \mathbf{V}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_1 \partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \theta_n \partial V_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.50)$$

$$\mathbf{H}_q^{V\theta} = \frac{\partial \mathbf{Q}_{perdas}^2}{\partial \mathbf{V} \partial \theta} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial \theta_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_n \partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_n \partial \theta_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.51)$$

$$\mathbf{H}_q^{VV} = \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial \mathbf{V}^2} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_1 \partial V_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_n \partial V_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{perdas}^2}{\partial V_n \partial V_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad (5.52)$$

5.4.6 ESTIMAÇÃO DAS PERDAS USANDO TERMOS DE 2ª ORDEM

Os desvios de perdas totais $\Delta P_{perdas_T}''$ e $\Delta Q_{perdas_T}''$, relativos aos termos de 2ª ordem, são dados por:

$$\Delta P_{perdas_T}'' = \sum_{i=1}^n \Delta P_{perdas_i}'' = \frac{1}{2} [\Delta \theta \quad \Delta \mathbf{V}] \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{H}_p^{00} & \mathbf{H}_p^{0V} \\ \mathbf{H}_p^{V0} & \mathbf{H}_p^{VV} \end{bmatrix}}_{\mathbf{H}_p} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (5.53)$$

$$\Delta Q_{perdas_T}'' = \sum_{i=1}^n \Delta Q_{perdas_i}'' = \frac{1}{2} [\Delta \theta \quad \Delta \mathbf{V}] \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{H}_q^{00} & \mathbf{H}_q^{0V} \\ \mathbf{H}_q^{V0} & \mathbf{H}_q^{VV} \end{bmatrix}}_{\mathbf{H}_q} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (5.54)$$

onde $\Delta P_{perdas_i}''$ e $\Delta Q_{perdas_i}''$ são os desvios de perdas ativa e reativa de 2ª ordem associados ao gerador na barra i , respectivamente. Caso não exista gerador conectado à barra associada, os desvios de perdas são nulos. Da equação (2.7) no Capítulo 2, as variações dos módulos e dos ângulos das tensões em relação às variações de potência ativa e reativa nodais são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P0} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q0} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (5.55)$$

Definindo as matrizes \mathbf{K} e \mathbf{L} como sendo:

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{k}_{pp} & \mathbf{k}_{pq} \\ \mathbf{k}_{qp} & \mathbf{k}_{qq} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^{-1}]^T \cdot [\mathbf{H}_p] \cdot [\mathbf{J}^{-1}] \quad (5.56)$$

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} \mathbf{l}_{pp} & \mathbf{l}_{pq} \\ \mathbf{l}_{qp} & \mathbf{l}_{qq} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}^{-1}]^T \cdot [\mathbf{H}_q] \cdot [\mathbf{J}^{-1}] \quad (5.57)$$

Os desvios das perdas totais relativos aos termos de 2ª ordem, considerando a instalação de uma planta de GD na barra k , podem ser determinados por:

$$\Delta P''_{perdas_k} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} P_{GD_k} & Q_{GD_k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} k_{pp(k,k)} & k_{pq(k,k)} \\ k_{qp(k,k)} & k_{qq(k,k)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{GD_k} \\ Q_{GD_k} \end{bmatrix} \quad (5.58)$$

$$\Delta Q''_{perdas_k} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} P_{GD_k} & Q_{GD_k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} l_{pp(k,k)} & l_{pq(k,k)} \\ l_{qp(k,k)} & l_{qq(k,k)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{GD_k} \\ Q_{GD_k} \end{bmatrix} \quad (5.59)$$

Definindo os vetores colunas $\Delta \mathbf{P}''_{perdas}$ e $\Delta \mathbf{Q}''_{perdas}$ cujos elementos são dados pelas expressões (5.58) e (5.59), os seguintes conjuntos de equações podem ser escritos dependendo da análise de interesse.

- Investigação da alocação de um gerador em diferentes barras: neste caso a representação da estimação das perdas elétricas totais do sistema considerando todas as possibilidades de instalação do gerador (*i.e.*, todas as barras), incluindo os termos de 1ª e 2ª ordens, é definida como:

$$\mathbf{P}_{perdas}^{sens.} = \mathbf{P}_{perdas}^0 + \Delta \mathbf{P}'_{perdas} + \Delta \mathbf{P}''_{perdas} \quad (5.60)$$

$$\mathbf{Q}_{perdas}^{sens.} = \mathbf{Q}_{perdas}^0 + \Delta \mathbf{Q}'_{perdas} + \Delta \mathbf{Q}''_{perdas} \quad (5.61)$$

onde $\mathbf{P}_{perdas}^{sens.}$ e $\mathbf{Q}_{perdas}^{sens.}$ são vetores colunas cujos os elementos são iguais às perdas de potência ativas e reativas totais, respectivamente, caso o gerador sob análise seja instalado na barra associada. Portanto, é possível determinar simultaneamente o impacto da instalação do gerador sob investigação em todas as barras do sistema.

- Investigação do impacto de múltiplos geradores nas perdas totais: neste caso a representação da estimação das perdas elétricas totais do sistema considerando diferentes geradores, incluindo os termos de 1ª e 2ª ordens, é definida como:

$$P_{perdas}^{sens.} = P_{perdas}^0 + \sum_{i=1}^n \Delta P'_{perdas_i} + \sum_{i=1}^n \Delta P''_{perdas_i} \quad (5.62)$$

$$Q_{perdas}^{sens.} = Q_{perdas}^0 + \sum_{i=1}^n \Delta Q'_{perdas_i} = \sum_{i=1}^n \Delta Q''_{perdas_i} \quad (5.63)$$

A seguir, outro teste é realizado nas mesmas condições apresentadas para gerar a Figura 5.3 para verificar a precisão das sensibilidades de perdas considerando os termos até 2ª ordem. Os resultados são apresentados na Figura 5.4 usando as expressões (5.62) e (5.63). Observa-se

que para a geração de 1.400 kW, o erro máximo é de apenas 1,41% e de 0,65% entre os resultados obtidos com a metodologia de sensibilidades de 2ª ordem e os resultados fornecidos via fluxo de carga para as perdas elétricas ativa e reativa, respectivamente.

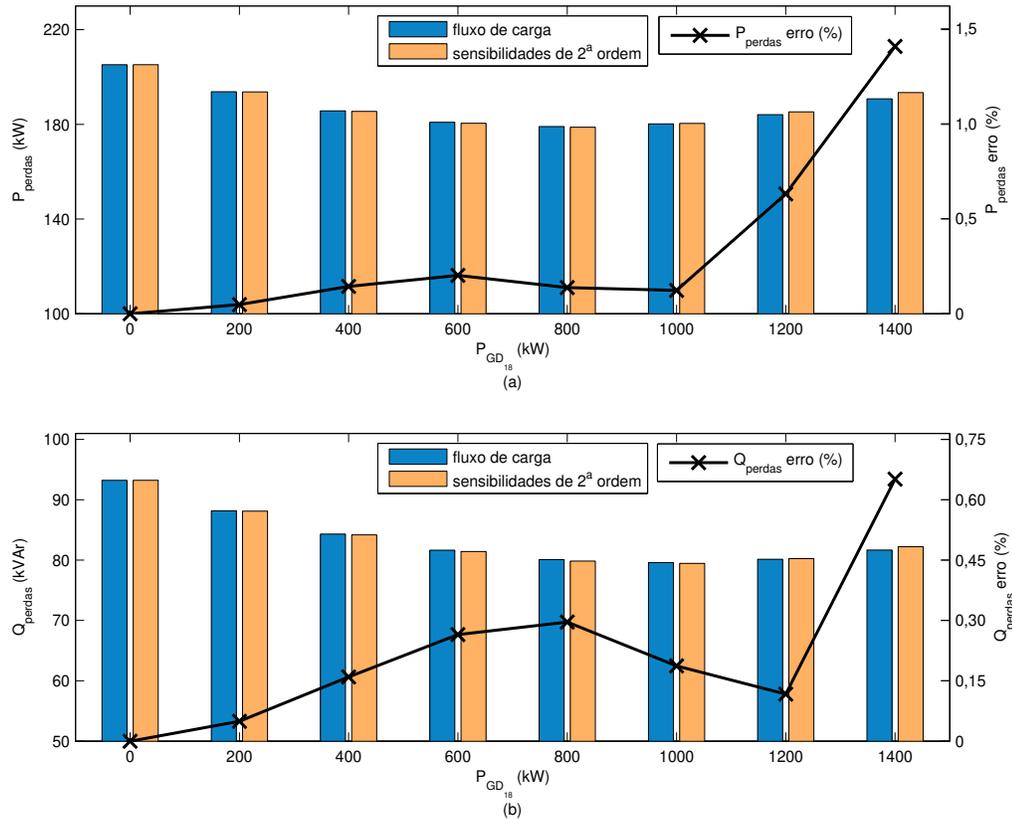


Figura 5.4 – Avaliação das sensibilidades de perdas para termos de 2ª ordem.

Analisando as equações (5.53) e (5.54), a dificuldade em se obter as 12 matrizes de sensibilidades envolvidas poderia ser questionada. Entretanto, as 4 matrizes para a obtenção de ΔV e $\Delta \theta$ (J_{P0}, J_{PV}, J_{Q0} e J_{QV}) são extraídas da própria matriz Jacobiana do fluxo de carga. Das 8 matrizes de sensibilidades de 2ª ordem restantes, 4 são matrizes simétricas ($H_p^{V0} = H_p^{0V}$ e $H_q^{V0} = H_q^{0V}$), ou seja, há necessidade de calcular apenas 6 das 8 matrizes. Por fim, destaca-se que o cálculo dessas matrizes é realizado apenas uma vez, sendo que a partir delas, qualquer combinação de localização, nível de geração e modo de operação dos geradores distribuídos, é

obtida pelo método proposto. A grande vantagem em se utilizar o método de sensibilidades está na realização de estudos de otimização, como por exemplo, alocação de geração distribuída visando a minimização de perdas, onde várias e diferentes possibilidades têm que ser testadas para se encontrar a melhor solução. Para cada uma delas deixar-se-ia de calcular um fluxo de carga para cada configuração de rede proposta, que multiplicado pelo número de propostas testadas, representaria um custo computacional significativamente menor usando o método de sensibilidades de perdas.

5.5 Avaliação das sensibilidades de perdas

Nessa seção são realizados diferentes tipos de avaliação usando o método de sensibilidades de 2ª ordem com o objetivo de verificar mais detalhadamente sua validade (precisão). Análises sobre o impacto de GD nas perdas elétricas de um sistema de distribuição são realizadas considerando diferentes pontos de instalação, níveis de geração, demanda e modo de operação dos geradores distribuídos com base na aplicação das expressões (5.60) e (5.61).

5.5.1 LOCALIZAÇÃO

O impacto nas perdas elétricas totais devido à conexão de um gerador de 750 kW operando com fator de potência unitário é avaliado para cada barra da rede de distribuição de 70 barras sob o cenário de demanda máxima. As perdas totais são mostradas na Figura 5.5(a e b). Nessas figuras, o eixo horizontal mostra o número da barra em estudo (local de instalação do gerador) e o eixo vertical mostra as perdas elétricas ativa e reativa totais em kW e kVAr, respectivamente, para a instalação do gerador na respectiva barra. Para a obtenção dessa curva pelo método proposto, uma vez obtidas as sensibilidades de perdas, é preciso apenas a realização de simples operações matriciais, enquanto que para obter os valores de referência é necessária a resolução de 70 fluxos de carga, um para cada barra do sistema. Pode ser observada que a variação nas perdas elétricas está sujeita a localização da planta de GD e que os resultados do método proposto são bem precisos. Dependendo da barra em questão, a planta de GD pode reduzir significativamente as perdas elétricas totais do sistema, ou até mesmo aumentar em

alguns casos. Como exemplo, para um gerador de 750 kW instalado na barra 36, as perdas totais são aumentadas de 205,2 kW e 93,2 kVAr (perdas totais para o caso base) para 220,1 kW e 98,5 kVAr, respectivamente. Um exemplo oposto para o mesmo tipo de gerador instalado na barra 62, as perdas totais são reduzidas do caso base para 117,9 kW e 55,9 kVAr. As variações das perdas totais para esses dois casos estão indicadas nessas figuras. Ressalta-se que o nível de perdas para o caso base está indicado pela linha pontilhada horizontal nos dois gráficos.

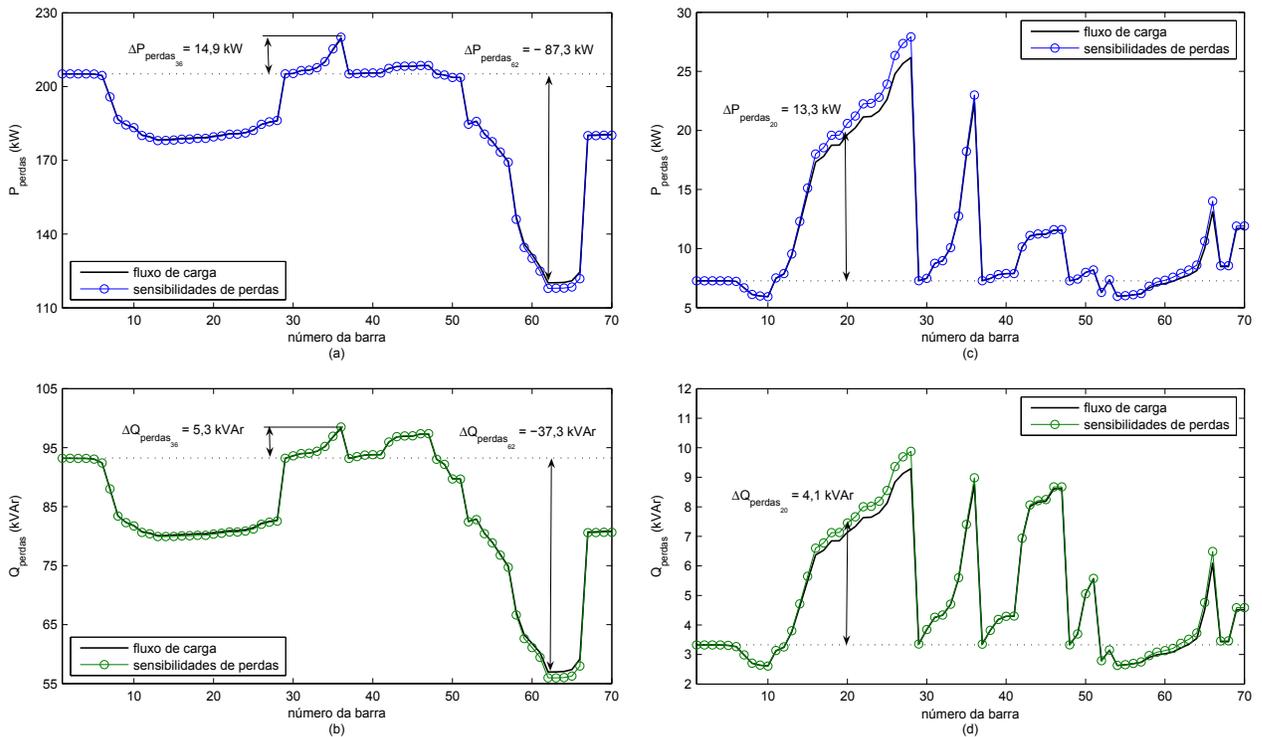


Figura 5.5 – Perfil das perdas elétricas totais para um planta de 750 kW operando com fator de potência unitário instalada em todas as barras e para cenário de demanda máxima (fig. a e b) e demanda mínima (fig. c e d).

O erro médio entre os resultados obtidos pelo método proposto e por repetidos fluxos de carga para o caso anterior é de apenas 0,26% para a perda ativa total e 0,28% para a perda reativa total. Os erros médios são calculados pela seguinte fórmula:

$$P_{erro} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_{perdas_i}^{sens.} - P_{perdas_i}}{P_{perdas_i}} \right) \times \frac{100}{n} \tag{5.64}$$

$$Q_{\text{erro}} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{|Q_{\text{perdas}_i}^{\text{sens.}} - Q_{\text{perdas}_i}|}{Q_{\text{perdas}_i}} \right) \times \frac{100}{n} \quad (5.65)$$

onde n é o número de barras do sistema; $P_{\text{perdas}_i}^{\text{sens.}}$ e $Q_{\text{perdas}_i}^{\text{sens.}}$ são os i -ésimos elementos dos vetores definidos pelas equações (5.60) e (5.61), os quais representam as perdas ativa e reativa totais do sistema, respectivamente, para a conexão de uma planta de GD na barra i ; e P_{perdas_i} e Q_{perdas_i} são as perdas ativa e reativa totais do sistema determinadas por repetidos fluxos de carga, para a conexão de uma planta de GD na mesma barra i .

A Figura 5.5(c e d) mostra as mesmas condições para o teste anterior (gerador de 750 kW com fp unitário), porém para o cenário de demanda mínima. Percebe-se claramente, quando a Figura 5.5(a e b) e a Figura 5.5(c e d) são comparadas, que a alocação de plantas de GD, para esse cenário de demanda, aumenta de forma geral as perdas elétricas totais do sistema. Tomando a barra 20 como exemplo, tem-se uma variação positiva nas perdas de 13,3 kW e 4,1 kVAr em relação ao caso base. O erro médio para esse cenário é de 1,92% e 1,79% para as perdas ativa e reativa, respectivamente, o que mostra que o método de sensibilidades também é eficiente na estimação de perdas em cenários de demanda leve.

5.5.2 DIFERENTES NÍVEIS DE GERAÇÃO

A Figura 5.6(a e b) mostra as perdas ativa e reativa totais para dois níveis diferentes de geração, 250 kW e 500 kW, e considerando todas as possibilidades de alocação desse gerador. Nessa figura, as perdas elétricas são dadas em porcentagem. Assim, é possível observar o quanto cada planta de GD influencia na redução ou no aumento das perdas elétricas totais em termos percentuais. O cenário de demanda máxima para o sistema de 70 barras é analisado. As plantas de 500 kW são mais eficientes para reduzir as perdas do sistema (sendo que a alocação do gerador próximo da barra 60 leva a uma redução de cerca de 30%). Os resultados usando repetidos cálculos de fluxos de carga também são apresentados na mesma figura para efeito de comparação. Os erros médios, dados pelas equações (5.64) e (5.65), para a perda ativa total nos casos de 250 kW e 500 kW são de, respectivamente, 0,04% e 0,15%. Na mesma ordem, os erros médios para a perda reativa total são de 0,04% e 0,15%, respectivamente.

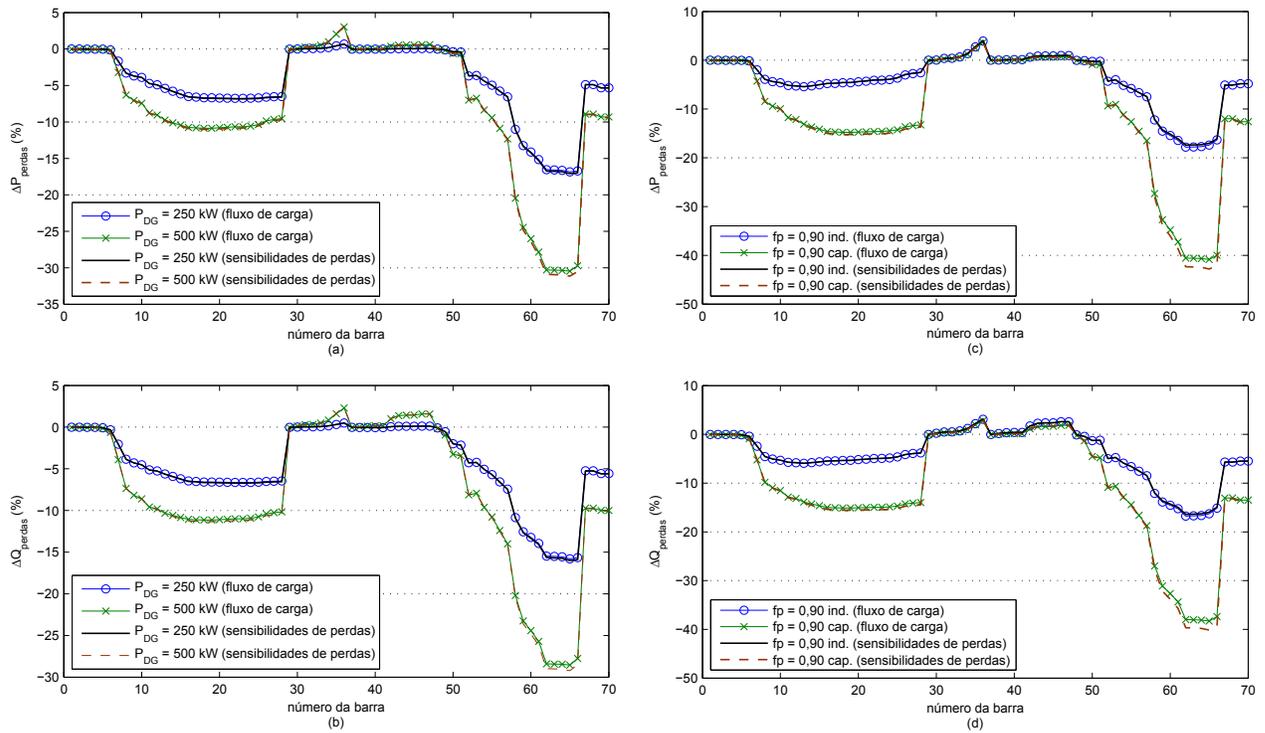


Figura 5.6 – Percentual de redução nas perdas totais para diferentes níveis de geração (fig. a e b) e modo de operação (fig. c e d) dos geradores distribuídos.

5.5.3 DIFERENTES MODOS DE OPERAÇÃO

Diferentes modos de operação das plantas de GD também resultam em diferentes valores de perdas elétricas, o que pode conduzir a diferentes tipos de análise. A Figura 5.6(c e d) mostra as perdas elétricas totais para dois modos de operação distintos: fator de potência 0,9 indutivo e 0,9 capacitivo. Tanto os resultados obtidos com a metodologia de sensibilidade de perdas quanto os obtidos por meio de repetidos fluxos de carga são mostrados nessas figuras. Os erros médios para a perda ativa total para os modos de operação indutivo e capacitivo são, respectivamente, 0,07% e 0,47%. Na mesma ordem, os erros médios para a perda reativa total são 0,05% e 0,45%, respectivamente. O modo de operação capacitivo dos geradores distribuídos permite uma maior redução nas perdas elétricas (chegando a 40%), uma vez que esse modo de operação permite que os geradores forneçam suporte de potência reativa para as cargas. Por outro lado, a redução nas perdas para o modo de operação indutivo é relativamente menor, visto que os geradores distribuídos consomem uma potência reativa adicional do sistema.

5.6 Índices de perdas elétricas

Em sistemas de distribuição com mais de uma planta de GD, pode ser atraente sob o ponto de vista das empresas concessionárias de energia identificar a contribuição de cada gerador distribuído nas perdas elétricas do sistema. Para abordar esse problema, um índice numérico é proposto para quantificar essas contribuições em sistemas multi-GD.

A partir das equações (5.23), (5.24), (5.58) e (5.59), as variações das perdas totais de um sistema em razão da conexão de um gerador localizado em uma barra k são expressas pelas equações:

$$\Delta P_{perdas_k} = \Delta P'_{perdas_k} + \Delta P''_{perdas_k} \quad (5.66)$$

$$\Delta Q_{perdas_k} = \Delta Q'_{perdas_k} + \Delta Q''_{perdas_k} \quad (5.67)$$

Denominados de ÍNDICE DE PERDA ATIVA (I_P) e ÍNDICE DE PERDA REATIVA (I_Q), o impacto desse gerador k nas perdas ativa e reativa totais de um sistema multi-GD é então dado respectivamente por:

$$I_P^k = \frac{-\Delta P_{perdas_k}}{|P_{perdas}^{sens.} - P_{perdas}^0|} \times 100\% \quad (5.68)$$

$$I_Q^k = \frac{-\Delta Q_{perdas_k}}{|Q_{perdas}^{sens.} - Q_{perdas}^0|} \times 100\% \quad (5.69)$$

onde $P_{perdas}^{sens.}$ e $Q_{perdas}^{sens.}$ são calculadas pelas equações (5.62) e (5.63), respectivamente, e o

somatório dos índices $\sum_{i=1}^n I_P^i = \sum_{i=1}^n I_Q^i = 100\%$. Ressalta-se que, se não há GD conectada à barra m ,

então P_{GD_m} é nulo e conseqüentemente, $I_P^m = I_Q^m = 0$. Esses índices medem o percentual da variação das perdas causado por um determinado gerador em relação à variação total das perdas provocado por todos os geradores existentes no sistema. O sinal negativo nas equações (5.68) e (5.69) é interpretado da seguinte forma: índices com valores positivos indicam que o gerador contribui para redução das perdas; e índices negativos indicam que o gerador contribui para o aumento das perdas. Assim como os fatores de responsabilidade definidos

anteriormente, esses índices de perdas também podem ser usados em problemas de otimização que objetivam maximizar o nível de penetração de GD e/ou minimizar as perdas elétricas de um sistema de distribuição. Acredita-se que esses índices são úteis para uma análise quantitativa e qualitativa nas perdas elétricas totais de acordo com o nível de geração de cada planta de GD instalada no sistema de distribuição.

5.6.1 APLICAÇÃO DOS ÍNDICES DE PERDAS ELÉTRICAS

CASO 1) AMBAS AS PLANTAS CONTRIBUEM PARA REDUÇÃO DAS PERDAS: Duas plantas de GD operando com fator de potência unitário são instaladas no sistema teste de distribuição (Figura 2.3). Uma planta, localizada na barra 18, tem sua geração fixa em 500 kW, enquanto que a outra unidade, localizada na barra 66, tem o nível de geração variado de 0 até 500 kW com passos de 50 kW. A Figura 5.7(a e b) mostra as perdas ativa e reativa totais em função do nível de penetração de GD ($P_{GD_{Total}} = P_{GD_{18}} + P_{GD_{66}}$). A parcela de contribuição individual de cada gerador, assim como a variação total das perdas para o último ponto de operação está indicada pelas setas nessa Figura 5.7(a e b) e pela Tabela 5-I(a). Os resultados usando fluxos de carga também são mostrados nessas figuras para efeito de comparação, cujo erro para o último ponto de operação é de 4,39% para a perda ativa e 4,62% para a perda reativa. A Figura 5.7(c e d) mostra os índices de perdas de potência ativa e reativa para o caso analisado. À medida que o nível de geração planta na barra 66 (GD_{66}) é incrementado, o impacto de GD_{18} nas perdas totais cai de 100% para 27%, ao passo que o impacto de GD_{66} aumenta de 0 para 73%. Para o último ponto de operação (GD_{18} e GD_{66} injetando 500 kW cada), os índices mostram que a instalação de

Tabela 5-I – Variação das perdas elétricas no último ponto de operação para os Casos 1 e 2.

Caso 1	ΔP_{perdas} (kW)	ΔQ_{perdas} (kVAr)
GD_{18}	-22,6	-10,6
GD_{66}	-62,6	-26,6
Total	-85,2	-37,2

(a)

Caso 2	ΔP_{perdas} (kW)	ΔQ_{perdas} (kVAr)
GD_{62}	-27,9	-11,8
GD_{28}	+8,5	-4,0
Total	-19,4	-15,8

(b)

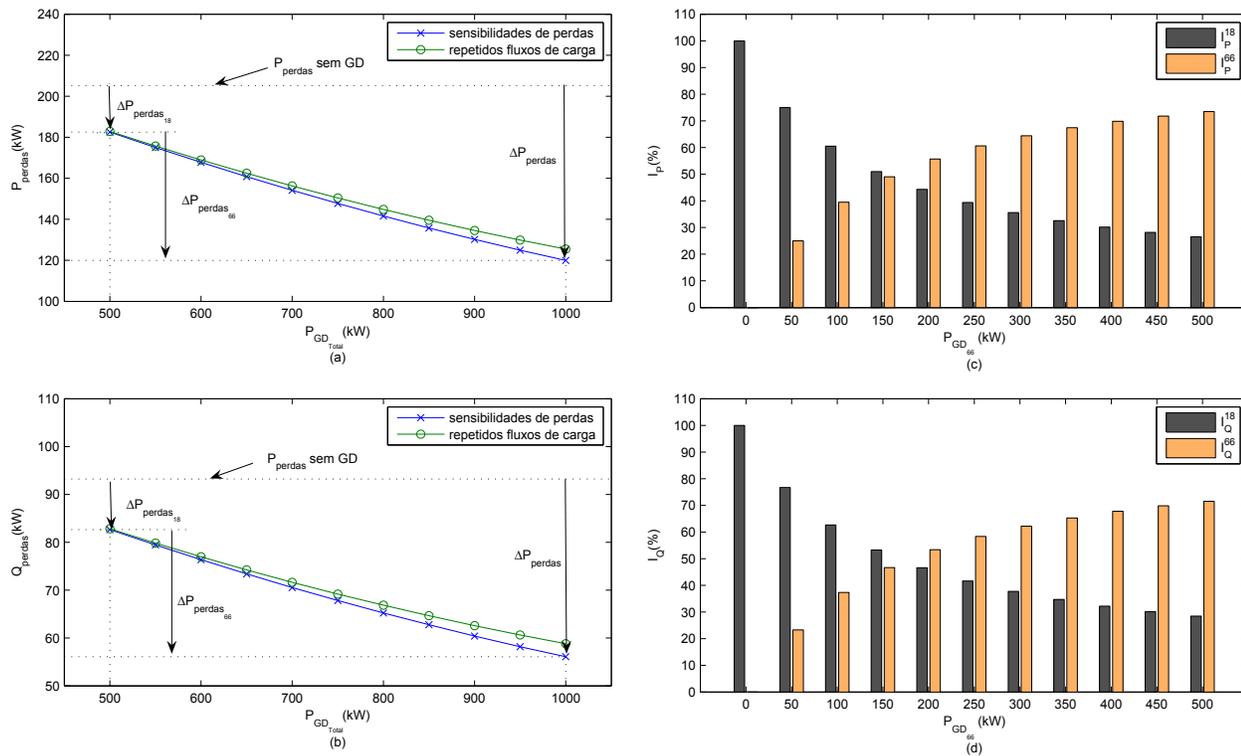


Figura 5.7 – Caso 1) Perdas elétricas totais em função do nível de penetração de GD total (fig. a e b) e índices de perdas ativa e reativa (fig. c e d).

uma planta na barra 66 é muito mais atrativa do que na barra 18, uma vez que GD_{18} contribuiu apenas com 27% da redução nas perdas contra 73% da planta GD_{66} .

CASO 2) PLANTAS COM IMPACTOS OPOSTOS NAS PERDAS: Duas novas plantas também operando com fator de potência unitário são instaladas no sistema teste de distribuição. Uma planta, localizada agora na barra 62, tem sua geração fixa em 200 kW, enquanto que a outra planta, localizada na barra 28, tem o nível de geração variado de 0 até 1.300 kW com passos de 100 kW. A Figura 5.8(a e b) mostra as perdas ativa e reativa totais em função do nível de penetração de GD ($P_{GD_{Total}} = P_{GD_{62}} + P_{GD_{28}}$). A parcela de contribuição individual de cada gerador, bem como a variação das perdas totais para o último ponto de operação está indicada nessa Figura 5.8(a e b) e na Tabela 5-I(b). Os erros para esse ponto de operação para as perdas ativa e reativa com relação aos resultados obtidos via fluxo de carga são de 1,04% e 0,65%, respectivamente. Analisando essa figura (a e b), observa-se um comportamento quadrático das

perdas à medida que a segunda planta aumenta seu nível de geração. Até um nível de geração total de 800 kW, GD_{28} contribui para a redução nas perdas elétricas, no entanto, após esse nível a planta contribui de forma oposta. Percebe-se que no último ponto de operação, apesar das perdas elétricas totais terem diminuído com relação ao caso base (sem GD), a segunda planta cancela parte desse benefício.

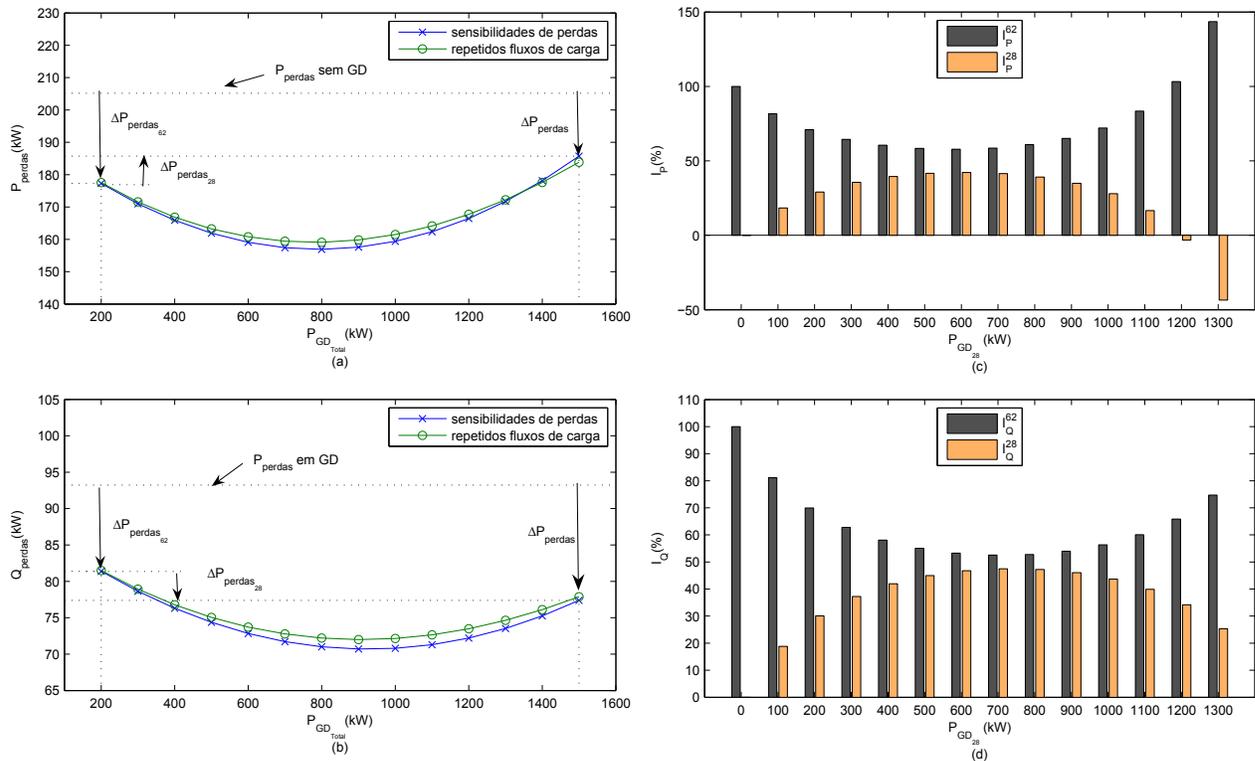


Figura 5.8 – Caso 2) Perdas elétricas totais em função do nível de penetração de GD total (fig. a e b) e índices de perdas ativa e reativa (fig. c e d).

Esse comportamento pode ser observado através dos índices de perdas de potência na Figura 5.8(c e d). No primeiro ponto, GD_{62} contribui com 100% de redução das perdas. À medida que GD_{28} aumenta sua geração, a parcela de contribuição na redução das perdas passa a ser dividida pelos dois geradores. O que é importante observar é que os índices mostram o momento em que um nível de geração deixa de ser vantajoso em termos de redução de perdas. Os dois últimos pontos do índice de perda ativa (I_P) indicam que GD_{28} contribui para um aumento das perdas. Isso é demonstrado pelo valor negativo do índice I_P^{28} . O sinal do somatório dos índices em cada ponto de operação também é um indicador importante, pois ele

indica se a variação das perdas totais diminui (índice positivo) ou aumenta (índice negativo). Por exemplo, no último ponto de operação desse caso apresentado, o somatório dos índices I_p ($144\% - 44\% = +100\%$) ainda continua sendo positivo, ou seja, as duas plantas juntas ainda contribuem para uma redução das perdas com relação ao caso base, apesar de GD_{28} subtrair parte desse benefício.

5.7 Conclusões

Neste capítulo, uma nova metodologia baseada em sensibilidades de 2ª ordem das perdas foi apresentada para estimar as perdas elétricas devido à conexão de geradores distribuídos em redes de distribuição. Com a resolução de apenas um fluxo de carga para o caso base, o método proposto é capaz de determinar as perdas para diferentes localizações, níveis de geração e modos de operação dos geradores. Adicionalmente, um índice numérico foi proposto para indicar a parcela de cada planta de GD nas perdas elétricas de um sistema em termos percentuais. Chamado de índices de perdas elétricas, tais índices facilitam a identificação das melhores localizações e níveis de geração dos geradores para reduzir as perdas elétricas totais de um sistema de distribuição com várias plantas de GD.

Capítulo 6

Conclusões e Considerações Finais

NESTA tese de doutorado foram apresentadas novas metodologias para analisar a instalação de geradores em sistemas de distribuição de energia elétrica considerando diferentes aspectos de operação em regime permanente e durante curtos-circuitos. Tais metodologias fornecem informações importantes sobre os impactos causados pela instalação e operação de geradores distribuídos de forma adequada o suficiente para que engenheiros de distribuição, bem como de planejamento, possam analisar solicitações de novos acessantes de forma objetiva e direta.

Os resultados dos estudos teóricos e de simulações foram apresentados ao longo da tese, não sendo tradicionalmente concentrados em um único capítulo. O Capítulo 2 apresentou uma metodologia baseada em sensibilidades das tensões nodais em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa para estimar quanto cada gerador distribuído pode injetar em uma determinada rede de distribuição sem provocar violação dos limites de tensão em regime permanente. O Capítulo 3 apresentou uma metodologia baseada em sensibilidades de correntes nos ramais em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa para estimar a máxima geração de potência por barra, levando em conta os limites térmicos dos condutores. Já o Capítulo 4 apresentou uma metodologia para determinar a máxima capacidade de geração, considerando os limites de capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção ou de condução dos ramais de correntes de curtos-circuitos causadas por faltas trifásicas, além de

identificar quais elementos limitam o nível de potência dos geradores. Embora o nível das perdas elétricas não necessariamente seja um fator técnico que limite a máxima injeção de potência, o Capítulo 5 apresentou uma metodologia baseada em sensibilidades das perdas elétricas em relação às variações das injeções de potência ativa e reativa dos geradores distribuídos. A formulação é definida a partir de derivadas parciais das expressões analíticas das perdas elétricas para uma expansão em série de Taylor desprezando os termos superiores aos de 2ª ordem.

As implicações de fatores como localização, modo de operação das plantas e nível de demanda das cargas são facilmente estimadas com os métodos empregados. A comparação dos resultados obtidos com as metodologias propostas com aqueles obtidos via repetidas soluções de fluxo de carga e cálculos de curto-circuito comprova que as metodologias baseadas em sensibilidades e em equações derivadas da matriz impedância são precisas. Embora apenas os resultados com uma rede teste foram apresentados no corpo desta tese, destaca-se que tais metodologias foram aplicadas a outros sistemas com resultados similares, sendo que alguns desses resultados são apresentados no Apêndice B desta tese. No Apêndice A são apresentados potenciais aplicações das metodologias propostas juntamente com novos modelos matemáticos de otimização para o problema de alocação ótima de GD sob o ponto de vista de minimização das perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão em redes de distribuição, discutindo brevemente como os métodos propostos podem ser aplicados a essa temática.

Outra contribuição importante da tese refere-se ao caso de múltiplos geradores instalados em uma rede de distribuição. Índices numéricos, como os fatores de responsabilidade de responsabilidade de tensão (FT), de corrente (FC), de curto-circuito (FCC) e índices de perda ativa (IP) e reativa (IQ), foram propostos e discutidos como uma ferramenta de análise para que engenheiros de sistemas de distribuição avaliem e gerenciem tecnicamente o impacto de cada planta de GD frente aos aspectos do aumento do perfil de tensão, perdas elétricas, fluxos de correntes elétricas em regime permanente e durante curtos-circuitos. Caso haja degradação de algum índice técnico em razão da presença dos geradores, esse gerenciamento deve ser realizado na tentativa de ponderar entre os diversos geradores, níveis de geração de acordo com as respectivas contribuições de cada planta, ou mesmo restringir a máxima geração de uma

planta com uma forma de penalização. A ideia de utilizar os índices permite que diferentes estratégias sejam empregadas, como por exemplo:

- Maximizar o nível de penetração de GD;
- Dividir igualmente a contribuição de cada gerador, seja no aumento da tensão (FT), no aumento das correntes nos cabos e alimentadores (FC), no aumento dos fluxos de correntes de curto-circuito (FCC), ou na participação das perdas elétricas (IP e IQ);
- Permitir que todas as plantas tenham o mesmo nível de geração.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado, algumas sugestões para trabalhos futuros são dadas:

- Desenvolvimento de metodologias diretas para determinação da máxima potência que geradores distribuídos podem injetar considerando outros aspectos técnicos tais como estabilidade de ângulo e tensão, qualidade de energia e índices de confiabilidade.
- Inclusão das metodologias propostas em modelos de otimização para alocação, dimensionamento e operação de geradores distribuídos.

Referências Bibliográficas

ABB MV/LV transformer substations: theory and examples of short-circuit calculation

[Relatório] : Technical Application Papers. - Bergamo : [s.n.], 2008. - p. 40.

Acha E. [et al.] Power electronic control in electrical systems [Livro]. - [s.l.] : Newnes, 2002. - 1st.

Acharya N., Mahat P. e Mithulanathan N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network [Artigo] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. - Dec. de 2006. - 10 : Vol. 28. - pp. 669–678.

Ackermann T., Andersson G. e Soder L. Distributed generation: a definition [Artigo] // Electric Power System Research. - 2001. - Vol. 57. - pp. 195–204.

AES Eletropaulo ND 3001 - Proteção de Redes de Distribuição Aérea Primária [Relatório] : Normal técnica. - 2004.

ANEEL [Online]. - 2010. - 31 de Outubro de 2010. - <http://www.aneel.gov.br>.

Ayres H. M., da Silva L. C. P., Freitas W., de Almeida M. C. e da Costa V. F. Evaluation of the impact of distributed generation on power losses by using a sensitivity-based method [Conferência] // IEEE PES General Meeting. - Calgary : [s.n.], 2009. - pp. 1–6.

Ayres H. M., Freitas W., de Almeida M. C. e da Silva L. C. P. Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations [Artigo] // IET Generation, Transmission & Distribution. - Apr de 2010. - 4 : Vol. 4. - pp. 495–508.

Baran M. E. e Wu F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Jan de 1989. - 1 : Vol. 4. - pp. 725–734.

- Barker P. P. e De Mello R. W.** Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems [Conferência] // IEEE PES Summer Meeting, 2000.. - Seattle : [s.n.], 2000. - Vol. 3. - pp. 1645–1656.
- Belic J. [et al.]** The sun also rises [Periódico]. - [s.l.] : IEEE Power & Energy Magazine, May/Jun de 2009.
- Bell Laboratories** [Online] // AMPL, A modeling language for mathematical programming. - 2010. - Agosto de 2010. - <http://www.ampl.com>.
- Bollen M. H. J. e Sannino A.** Voltage control with inverter-based distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Jan de 2005. - 1 : Vol. 20. - pp. 519–520.
- Borges C. L.T. e Falcão D. M.** Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement [Artigo] // Electric Power & Energy Systems. - [s.l.] : Elsevier, Jul de 2006. - 6 : Vol. 28. - pp. 413–420.
- Brown H. E.** Grandes Sistemas Elétricos Métodos Matriciais [Livro]. - Rio de Janeiro : [s.n.], 1977.
- Celli G., Ghiani E., Mocci S. e Pilo F.** A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - May de 2005. - 2 : Vol. 20. - pp. 750–757.
- Chiradeja P. e Ramakumar R.** An approach to quantify the technical benefits of distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Energy Conversion. - Dec de 2004. - 4 : Vol. 19. - pp. 764–773.
- CIGRÉ Working Group 37.23** Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system [Relatório]. - Paris : CIGRÉ Technical Report, 1999.
- CIREN Working Group 04** Preliminary report for discussion at CIREN [Relatório]. - Nice : [s.n.], 1999.
- Conti S., Raiti S. e Tina G.** Small-scale embedded generation effect on voltage profile: an analytical method [Artigo] // IEEE Generation, Transmission and Distribution. - Jan de 2003. - 1 : Vol. 150. - pp. 78–86.

CPFL Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL [Relatório] : Norma técnica. - 2007. - p. 28.

CPFL Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico [Relatório]. - 2009. - pp. 8–21.

CPFL Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente [Relatório] : Norma técnica. - 2006.

Dai Chensong e Baghzouz Y. Impact of distributed generation on voltage regulation by LTC transformer [Conferência] // 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power. - Sep de 2004. - pp. 770–773.

Denny F. I. e Dismukes D. E. Power system operations and markets [Livro]. - Boca Raton : CRC Press, 2002.

Dent C. J., Ochoa L. F. e Harrison G.P. Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Feb. de 2010. - 1 : Vol. 25. - pp. 296–304.

Dugan R.C. e Price S.K. Issues for distributed generation in the US [Conferência] // IEEE PES General Meeting. - New York : - pp. 121-126, 2002.

Dugan R. C. e McDermott T. E. Distributed generation [Periódico] // IEEE Industry Applications Magazine. - Mar/Apr de 2002. - 2 : Vol. 8. - pp. 9–25.

Dugan R. C. e Rizy D. T. Electric distribution protection problems associated with the interconnection of small, dispersed generation devices [Artigo] // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - Jun de 1984. - 6. - Vols. PAS–103. - pp. 1121–1127.

ELEKTRO Norma ND.65 - Ligação de autoprodutores ou produtores independentes em paralelo com o sistema de distribuição de média tensão da Elektro [Relatório] : Norma técnica. - Campinas : [s.n.], 2009. - p. 34.

Eletrobras <http://www.elektrobras.gov.br> [Online]. - 2002. - 11 de Maio de 2010.

Fairley P. Downsizing nuclear power plants [Periódico]. - IEEE Spectrum : [s.n.], May de 2010. - 5 : Vol. 47. - pp. 14-15.

- Fourer R., Gay D. M. e Kernighan B. W.** AMPL: A modeling language for mathematical programming [Livro]. - Belmont : Brooks/Cole, 2003. - Second edition : p. 517.
- Freitas W., Vieira J. C. M., Morelato A., da Silva L. C. P., da Costa V. F. e Lemos F. A. B.** Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Fev de 2006. - 1 : Vol. 21. - pp. 301–311.
- Freitas W., Morelato A., Xu W. e Sato F.** Impacts of AC Generators and DSTATCOM devices on the dynamic performance of distribution systems [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Apr de 2005. - 2 : Vol. 20. - pp. 1493–1501.
- Freitas W., Vieira J. C. M., Morelato A. e Xu W.** Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators [Artigo] // IEEE Transactions on Energy Conversion. - Jun de 2005. - 2 : Vol. 20. - pp. 474–480.
- Gönen T.** Electric power distribution system engineering [Livro]. - [s.l.] : CRC Press, 2008. - 2nd.
- Gözel T. e Hocaoglu M. H.** An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems [Artigo] // Electric Power Systems Research. - Jan de 2009. - Vol. 79. - pp. 912–918.
- Greatbanks J. A., Popovic D. H., Begovic M., Pregelj A. e Green T. C.** On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation [Artigo] // IEEE Power Tech Conference. - Bologna : [s.n.], Jun de 2003. - Vol. 1. - p. 8.
- Hadjsaid N., Canard J. F. e Dumas F.** Dispersed generation impact on distribution networks [Artigo] // IEEE Computer Applications in Power. - Apr de 1999. - 2. - Vol. 12. - pp. 22–28.
- Harrison G. P. e Wallace A. R.** Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation [Artigo] // IEE Generation, Transmission and Distribution. - Jan de 2005. - 1 : Vol. 152. - pp. 115–122.
- Hingorani N. G.** Introducing custom power [Periódico] // IEEE Spectrum. - 1995. - 6 : Vol. 31. - pp. 41–48.

- Hird C. M., Leite H., Jenkins N. e Li H.** Network voltage controller for distributed generation [Artigo] // IEE Generation, Transmission and Distribution. - Mar de 2004. - 2 : Vol. 151. - pp. 150–156.
- Hiscock N., Hazel T. G. e Hiscock J.** Voltage regulation at sites with distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Industry Applications. - Mar/Apr de 2008. - 2 : Vol. 44. - pp. 445–454.
- IEA** Distributed generation in liberalised electricity markets [Relatório]. - Paris : [s.n.], 2002. - p. 128.
- IEA** World energy outlook [Relatório] / International Energy Agency. - 2006. - p. 601.
- IEC 60909-0** Short-circuit currents in three-phase a.c. systems [Relatório] : Norma técnica. - 2001. - p. 148.
- IEEE Std. 1547** IEEE Standard for Interconnecting distributed generated resources with electric power systems [Relatório]. - New York : [s.n.], 2003.
- IEEE Std. 242** IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems [Relatório]. - 2001.
- Jabr R. A. e Pal B. C.** Ordinal optimisation approach for locating and sizing of distributed generation [Artigo] // IET Generation, Transmission & Distribution. - Aug de 2009. - 8 : Vol. 3. - pp. 713–723.
- Jenkins N. [et al.]** Embedded generation [Livro]. - London, United Kingdom : The Institute of Electrical Engineer (IEE), 2000.
- Kersting W. H.** Distribution system modeling and analysis [Livro]. - [s.l.] : CRC Press, 2002. - 2nd.
- Kersting W. H.** Radial distribution test feeders [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Aug de 1991. - 3 : Vol. 6. - pp. 975–985.

Kim T. E. e Kim J. E. A method for determining the introduction limit of distributed generation system in distribution system [Conferência] // IEEE PES Summer Meeting. - Vancouver : [s.n.], Jul de 2001. - Vol. 1. - pp. 456–461.

Kundur P. Power System Stability and Control [Livro]. - [s.l.] : McGraw-Hill, 1994.

Lee S. Calculation of optimal generation for system loss minimization using loss sensitivities derived by angle reference transposition [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Aug de 2003. - 3 : Vol. 18. - pp. 1216–1217.

Masters C. L. Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead lines [Artigo] // Power Engineering Journal. - Fev de 2002. - 1 : Vol. 16. - pp. 5–12.

Ochoa L. F. e Dent C. J. Harrison, G. P. [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Feb. de 2010. - 1 : Vol. 25. - pp. 87–95.

Ochoa L. F., Padilha-Feltrin A. e Harrison G. P. Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Jul de 2006. - 3 : Vol. 21. - pp. 1452–1458.

Ochoa L. F., Padilha-Feltrin A. e Harrison G. P. Evaluating distributed time-varying generation through a multiobjective index [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Apr. de 2008. - 2 : Vol. 23. - pp. 1132–1138.

Ochoa L. F., Padilha-Feltrin A. e Harrison G. P. Time-series-based maximization of distributed wind power generation integration [Artigo] // IEEE Transactions on Energy Conversion. - Sep. de 2008. - 3 : Vol. 23. - pp. 968–974.

Quezada V. H. M., Abbad J. R. e Roman T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - May de 2006. - 2 : Vol. 21. - pp. 533–540.

Salman S. K. The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks [Artigo] // IEE Colloquium on the Impact of Embedded Generation on Distribution Networks. - Londres : [s.n.], 1996.

- Senjyu T., Miyazato Y., Yona A., Urasaki N. e Funabashi T.** Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Apr de 2008. - 2 : Vol. 23. - pp. 1236–1242.
- Siano P., Ochoa L. F., Harrison G. P. e Piccolo A.** Assessing the strategic benefits of distributed generation ownership for DNOs [Artigo] // IET Generation, Transmission & Distribution. - Mar de 2009. - 3 : Vol. 3. - pp. 225–236.
- Singh D. e Misra R. K.** Effect of load models in distributed generation planning [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Nov de 2007. - 4 : Vol. 22. - pp. 2204–2212.
- Stagg G. W. e El-Abiad A. H.** Computer Methods in Power System Analysis [Livro]. - [s.l.] : McGraw-Hill, 1968.
- Viawan F. A. e Karlsson D.** Combined local and remote voltage and reactive power control in the presence of induction machine distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Nov de 2007. - 4 : Vol. 22. - pp. 2003–2012.
- Viawan F. A. e Karlsson D.** Voltage and reactive power control in systems with synchronous machine-based distributed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Apr de 2008. - 2 : Vol. 23. - pp. 1079–1087.
- Villacci D., Bontempi G. e Vaccaro A.** An adaptive local learning-based methodology for voltage regulation in distribution networks with dispersed generation [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Aug de 2006. - 3 : Vol. 21. - pp. 1131–1140.
- Vovos P. N., Kiprakis A. E., Wallace A. R. e Harrison G. P.** Centralized and distributed voltage control: impact on distributed generation penetration [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Fev de 2007. - 1 : Vol. 22. - pp. 476–483.
- Vovos P. N., Harrison G. P., Wallace A. R. e Bialek J. W.** Optimal power flow as a tool for fault level-constrained network capacity analysis [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - May de 2005. - 2 : Vol. 20. - pp. 734–741.
- WADE** <http://www.localpower.org/> [Online]. - 2010. - 25 de Maio de 2010.

WADE Review of distributed generation [Relatório]. - 2007. - p. 64.

WADE World survey of decentralized energy [Relatório]. - 2006. - p. 46.

Wang C. e Nehrir M. H. Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems [Artigo] // IEEE Transactions on Power Systems. - Nov de 2004. - 4 : Vol. 19. - pp. 2068–2076.

Ziena Optimization, Inc. KNITRO User's Manual [Relatório]. - 2009.

Apêndice A

Aplicação das Metodologias Propostas com Modelos de Otimização de GD

Existem várias abordagens que podem ser adotadas para planejamento ótimo de sistemas com GD visando, por exemplo, a determinação do melhor ponto para a conexão das plantas de GD ou modo de operação dos geradores que propicie menor custo para o sistema de potência (Hadjsaid, et al., 1999). Neste apêndice são apresentados potenciais aplicações das metodologias propostas juntamente com novos modelos matemáticos de otimização para o problema de alocação ótima de GD sob o ponto de vista de minimização das perdas elétricas e melhoria do perfil de tensão em redes de distribuição¹¹. A formulação desses modelos é baseada nas metodologias de sensibilidades de tensão, correntes e perdas apresentadas nos capítulos 2, 3 e 5. A vantagem dos modelos propostos está na formulação linear do problema, podendo então ser tratada com algoritmos de programação linear. Tais métodos, em princípio, possibilitam encontrar uma solução rápida (em termos de custo computacional) para o problema, quando comparada com algoritmos baseados em meta-heurísticas para solucionar problemas não-

¹¹ Ressalta-se que não é objetivo deste apêndice discutir detalhadamente modelos e métodos de otimização aplicados ao problema de alocação e dimensionamento de GD. O objetivo é apenas discutir brevemente como os métodos propostos podem ser aplicados a essa temática.

lineares. Por se tratar de modelos aproximados, a formulação linear proposta é validada com uma formulação completa (não-linear) do problema realizando testes com a rede de 70 barras.

A.1 Modelagem matemática dos problemas de otimização

A obtenção de soluções para problemas de otimização de grande dimensão e complexidade na área de engenharia (e outras áreas) vem sendo auxiliada pela existência de ambientes de desenvolvimento para programação matemática, tais como GAMS, AMPL e LINGO, os quais permitem que um determinado usuário dedique mais tempo na formulação dos seus problemas de otimização, sem se preocupar tanto com o programa (algoritmo) de solução (*solver*) empregado. Para exemplificar o potencial de aplicação dos métodos propostos, optou-se por escolher um desses programas de modelagem matemática para problemas de otimização. O programa computacional adotado foi o AMPL (*A Modeling Language for Mathematical Programming*) (Bell Laboratories, 2010; Fourer, et al., 2003). A linguagem de modelagem de problemas de otimização adotada pelo AMPL é muito próxima daquela utilizada para descrever um problema de forma matemática, tornando simples a conversão da notação matemática convencional para o formato do AMPL. A tradução do modelo construído no AMPL para o formato do programa de solução (como CPLEX, KNITRO, MINOS, SNOPT, etc) é realizada inteiramente pelo AMPL. Dependendo da estrutura do problema, diferentes programas específicos podem ser empregados, ou seja: programação linear; programação não-linear; programação linear/não-linear inteira mista, etc. No AMPL, o modelo e a entrada de dados são definidos em dois tipos de arquivos textos (ASCII):

- `nome_do_arquivo.mod`: este arquivo contém o modelo do problema, *i.e.*, as variáveis, as restrições e as funções objetivo;
- `nome_do_arquivo.dat`: este arquivo contém os dados necessários para especificar os coeficientes das restrições e das funções objetivo.

Alguns exemplos dos principais comandos utilizados no AMPL são:

1. `set`: define os conjuntos arbitrários de objetos para as variáveis e restrições. Por exemplo, em um problema de otimização de sistemas de potência, `set` pode representar um grupo de barras e ramos;
2. `param`: define os parâmetros constantes, como vetores e matrizes;
3. `var`: define os tipos de variáveis (contínua, binária, inteira, etc). Esse comando pode ser definido como por exemplo: *integer* e *binary*;
4. `subject to`: define um conjunto de restrições;
5. `minimize` ou `maximize`: define a função objetivo.

O programa utilizado para a resolução do problema de alocação ótima de geração distribuída no AMPL, tanto para a formulação proposta linear, quanto para a não-linear do problema, foi o KNITRO. Embora existam algoritmos mais específicos e rápidos para a resolução de problemas lineares como o CPLEX e o Xpress, somente o KNITRO estava disponível para testes na rede computacional do departamento. Portanto, como é difícil fazer uma comparação justa em termos de tempo de processamento, o principal objetivo da comparação entre as duas formulações está na validação do modelo de otimização proposto, ou seja, na verificação se a escolha das barras candidatas a alocação foi a mesma ou não.

A.1.1. SOLVER – KNITRO 6.0 (ZIENA OPTIMIZATION, INC., 2009)

O KNITRO é um software de otimização com vários algoritmos para solução tanto de problemas de programação não linear com variáveis contínuas, como para modelos de otimização não linear com variáveis inteiras ou binárias (programação não linear inteira mista). Esse software foi originalmente desenvolvido para encontrar soluções ótimas locais de problemas não-lineares contínuos de grandes dimensões. Técnicas de meta-heurísticas também são usadas para tentar encontrar o ótimo global deste tipo de problema. A primeira versão do KNITRO tinha como objetivo a resolução de problemas não-lineares de forma geral. Ao passo que a nova versão KNITRO 6.0 permite a resolução de várias classes de problemas de otimização como: problemas irrestritos; problemas com restrições canalizadas; sistemas de equações não-lineares; problemas mínimos quadrados, tanto lineares quanto não-lineares; problemas de programação linear; problemas de programação quadrática; problemas com

restrições complementares; problemas de programação não-lineares (convexos) inteiro mistos. O KNITRO 6.0 introduz novas opções para a resolução de modelos de otimização (tanto lineares quanto não-lineares) com variáveis inteiras ou binárias. O problema de programação não-linear inteiro misto (PNLIM) convexo é solucionado por meio de dois algoritmos diferentes: O primeiro é o algoritmo *branch-and-bound* não-linear e o segundo o método híbrido *Quesada-Grossman* para PNLIM. O KNITRO utiliza-se de uma heurística para problemas de PNLIM não-convexos.

A.2 Planejamento ótimo de GD objetivando a diminuição das perdas

O processo de alocação de GD deve indicar *onde, quantos, a capacidade e o modo de operação* (fator de potência) de geradores distribuídos que serão conectados na rede de distribuição seguindo algum tipo de critério. O tratamento desse tipo de problema conduz a uma explosão combinatorial, o que torna necessário a implementação de técnicas de otimização combinatoriais. Duas formulações são apresentadas neste apêndice para o problema de alocação ótima de GD em redes de distribuição para o critério de minimização das perdas elétricas. A primeira a ser apresentada é a modelagem não-linear do problema, usada para validar a formulação linear proposta, a qual é apresentada na sequência. Para que a comparação dos dois modelos possa ser feita de forma adequada, em ambas as formulações, consideram-se os mesmos tipos de restrições para o problema, por exemplo: limites de tensão; limites de correntes dos cabos; balanços de potência ativa e reativa nos nós; número máximo, capacidade e mesmo modo de operação dos geradores a serem alocados, etc.

A.2.1. FORMULAÇÃO NÃO-LINEAR

O planejamento ótimo de GD para a minimização de custos relativos às perdas elétricas de potência ativa, como também do custo da instalação de novos geradores distribuídos em uma rede de distribuição, pode ser modelado como um problema de **programação não-linear inteiro misto (PNLIM)**, onde o número e o tipo de geradores a serem alocados são variáveis inteiras e por existirem variáveis contínuas, como o balanço de potência nodal, o problema é dito misto. A formulação é apresentada a seguir:

$$\min f = c_{perdas} \sum_{(km) \in \Omega_r} g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) + \sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} c_{gerg} x_{k,g} \quad (\text{A.1})$$

s.a.

$$P_{g_k} - P_{d_k} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.2})$$

$$Q_{g_k} - Q_{d_k} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.3})$$

$$P_{g_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g}) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.4})$$

$$Q_{g_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g} \tan[\cos^{-1}(fp_g)]) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.5})$$

$$V^{\min} \leq V_k \leq V^{\max} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.6})$$

$$I_{real_{km}}^2 + I_{imag_{km}}^2 \leq (I_{km}^{\max})^2 \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.7})$$

$$\sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.8})$$

$$\sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq n_{gd} \quad (\text{A.9})$$

$$x_{k,g} \in [0,1] \quad \forall k \in \Omega_n, \forall g \in \Omega_{gd} \quad (\text{A.10})$$

em que

g_{km} é o valor da condutância do ramo k - m ;

G_{km} é a parte real do elemento k - m da matriz admitância da rede;

B_{km} é a parte imaginária do elemento k - m da matriz admitância da rede;

θ_{km} é a diferença angular entre as barras k e m ;

V_k é o valor do módulo da tensão na barra k ;

V^{\max} é o limite máximo do módulo de tensão;

V^{\min} é o limite mínimo do módulo de tensão;

P_{g_k} é o valor da geração ativa na barra k ;

Q_{g_k} é o valor da geração reativa na barra k ;

P_{d_k} é o valor da demanda ativa na barra k ;

Q_{d_k} é o valor da demanda reativa na barra k ;

P_{GD_g} é o valor da geração distribuída do tipo g ;

fp_g é o valor do fator de potência do gerador distribuído do tipo g ;

I_{km}^{\max} é o valor máximo do módulo de corrente permitida para a linha km ;

$I_{real_{km}}$ é o valor da parte real da corrente na linha km ;

$I_{imag_{km}}$ é o valor da parte imaginária da corrente na linha km ;

c_{perdas} é o custo da perda ativa total em \$/kW;

c_{ger_g} é o custo da instalação de um gerador distribuído em \$/MW do tipo g ;

n_{gd} é o número máximo de GD a ser alocado na rede de distribuição;

Ω_n é o conjunto número de barras ou nós da rede de distribuição;

Ω_r é o conjunto de ramos ou linhas da rede de distribuição;

Ω_{gd} é o conjunto de tipos geradores distribuídos em termos de potência;

Ω_k é o conjunto composto pelas barras vizinhas da barra k .

$x_{k,g}$ é a variável de investimento do gerador distribuído do tipo g na barra k .

Se $x_{k,g} = 1$, um gerador do tipo g é alocado na barra k , caso contrário ($x_{k,g} = 0$) não é alocado. A equação (A.1) representa a soma do custo de operação (perdas ativa no sistema de distribuição) e o custo de planejamento (alocação de geradores distribuídos) na rede de distribuição. As equações (A.2) e (A.3) representam as equações de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, do sistema de distribuição. As equações (A.4) e (A.5) representam a geração de potência ativa e reativa, respectivamente, do gerador distribuído que será alocado. A

equação (A.6) representa o limite do módulo de tensão em todas as barras. A equação (A.7) representa a máxima capacidade de corrente em todos os condutores. As equações (A.8) e (A.9) representam o número máximo de geradores distribuídos que podem ser alocados numa barra e no sistema, respectivamente, e finalmente, a equação (A.10) representa a natureza inteira das variáveis de investimento.

A.2.2. FORMULAÇÃO LINEAR PROPOSTA

Tratar o problema de alocação de GD utilizando-se de técnicas de meta-heurísticas, muitas vezes requer um grande esforço computacional caso o algoritmo proposto não possua artifícios que acelere o processo de convergência para obter uma solução de boa qualidade do problema. Além do mais, se o problema não for bem formulado, a busca pela melhor solução pode ficar muito mais custosa. Dependendo do número de restrições impostas ao problema de alocação de GD, a procura por uma solução ótima dentro de um espaço de busca pode ficar restrita a uma região convexa do problema. Neste contexto, uma nova proposta é apresentada para o problema de alocação de GD em sistemas de distribuição. A modelagem é tratada como sendo um problema de **programação linear inteiro misto (PLIM)**, empregando as sensibilidades de tensão, correntes e perdas desenvolvidas nos capítulos anteriores. No problema de alocação de GD, o algoritmo retorna a melhor localização para a instalação dos geradores distribuídos, a melhor escolha do nível de geração (valores discretos de potência, representando diferentes tamanhos de geradores), assim como o fator de potência dos geradores (valores discretos, indicando diferentes modos de operação) mais apropriado de acordo com o objetivo escolhido. Após a resolução do fluxo de carga, são determinadas as matrizes de sensibilidades para o caso base, no qual se considera o sistema de distribuição sem GD. Em seguida, as matrizes de sensibilidades são utilizadas no processo de alocação dos geradores. O problema de PLIM é apresentado a seguir:

$$\min f = c_{perdas} P_{perdas} + \sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} c_{ger_g} x_{k,g} \quad (\text{A.11})$$

s.a.

$$P_{perdas} = P_{perdas}^0 + \sum_{k \in \Omega_n} (J_{A-P_k} P_{GD_k} + J_{A-Q_k} Q_{GD_k}) + \sum_{k \in \Omega_n} \left(\Delta \theta_k \sum_{m \in \Omega_n} H_{P_{k,m}}^{\theta\theta} \Delta \theta_m \right) + 2 \sum_{k \in \Omega_n} \left(\Delta V_k \sum_{m \in \Omega_n} H_{P_{k,m}}^{V\theta} \Delta \theta_m \right) + \sum_{k \in \Omega_n} \left(\Delta V_k \sum_{m \in \Omega_n} H_{P_{k,m}}^{VV} \Delta V_m \right) \quad (A.12)$$

$$V_k = V_k^0 + \sum_{m \in \Omega_n} (J_{RPV_{k,m}}^{-1} P_{GD_m} + J_{RQV_{k,m}}^{-1} Q_{GD_m}) \quad \forall k \in \Omega_n \quad (A.13)$$

$$I_{real_{km}} = I_{real_{km}}^0 + \sum_{j \in \Omega_n} (I_{rp_{(km),j}} P_{GD_j} + I_{rq_{(km),j}} Q_{GD_j}) \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.14)$$

$$I_{imag_{km}} = I_{imag_{km}}^0 + \sum_{j \in \Omega_n} (I_{ip_{(km),j}} P_{GD_j} + I_{iq_{(km),j}} Q_{GD_j}) \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.15)$$

$$P_{GD_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g}) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (A.16)$$

$$Q_{GD_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g} \tan[\cos^{-1}(fp_g)]) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (A.17)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (A.18)$$

$$-I_{km}^{\max} \leq I_{real_{km}} \leq I_{km}^{\max} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.19)$$

$$-I_{km}^{\max} \leq I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.20)$$

$$-I_{km}^{\max} \sqrt{2} \leq I_{real_{km}} + I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \sqrt{2} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.21)$$

$$-I_{km}^{\max} \sqrt{2} \leq I_{real_{km}} - I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \sqrt{2} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (A.22)$$

$$\sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (A.23)$$

$$\sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq n_{gd} \quad (A.24)$$

$$x_{k,g} \in [0,1] \quad \forall k \in \Omega_n, \forall g \in \Omega_{gd} \quad (A.25)$$

em que, P_{perdas} representa as perdas ativas totais estimadas pelas sensibilidades de perdas; V_k representa o módulo de tensão estimado na barra k pelas sensibilidades de tensão; $I_{real_{km}}$ e $I_{imag_{km}}$ representa as correntes ativas e reativas no circuito $k-m$, respectivamente, estimadas pelas

sensibilidades de corrente. J_{A-P_k} e J_{A-Q_k} são os elementos da posição k dos vetores de sensibilidade de perdas ativas de 1ª ordem relacionadas com as injeções de potência ativa e reativa, respectivamente; $H_{P_{k,m}}^{\theta\theta}$, $H_{P_{k,m}}^{V\theta}$ e $H_{P_{k,m}}^{VV}$ são os elementos da posição $k-m$ da matrizes de sensibilidade de perdas ativas de 2ª ordem dadas pelas equações (5.37) a (5.40); $I_{rp(km),j}$ e $I_{rq(km),j}$ são os elementos da posição $(k-m)-j$ da matrizes de sensibilidades de correntes ativas relacionadas com as injeções de potência ativa e reativas, respectivamente; $I_{ip(km),j}$ e $I_{iq(km),j}$ são os elementos da posição $(km)-j$ da matrizes de sensibilidades de correntes reativas relacionadas com as injeções de potência ativa e reativas, respectivamente; $J_{RPV_{k,m}}^{-1}$ e $J_{RQV_{k,m}}^{-1}$ são os elementos da posição $k-m$ da matrizes sensibilidades ativa e reativa, respectivamente; V^0 , P_{perdas}^0 , I_{real}^0 e I_{imag}^0 são, respectivamente, o perfil de tensão, as perdas ativas, a corrente ativa e reativa nos circuitos do sistema para o caso base (sem a presença de geração distribuída).

Nessa formulação linear inteira mista do problema de alocação de GD, as perdas ativas, o perfil de tensão e as correntes ativas e reativas são estimados por meio de sensibilidades, dadas pelas equações (A.12) à (A.15). Tanto a função objetivo, quanto as restrições do problema são representadas por equações lineares. A equação (A.7), que representa as restrições de correntes máximas permitidas para a formulação não-linear inteira mista do problema de alocação, foi agora decomposta em quatro equações lineares, ver equações (A.19) à (A.22). A Figura A.1 mostra graficamente como foi tratado essa linearização. A diferença de área formada pela figura geométrica do octógono (restrição aproximada) e pela área do círculo (restrição exata) é de apenas 5,5%.

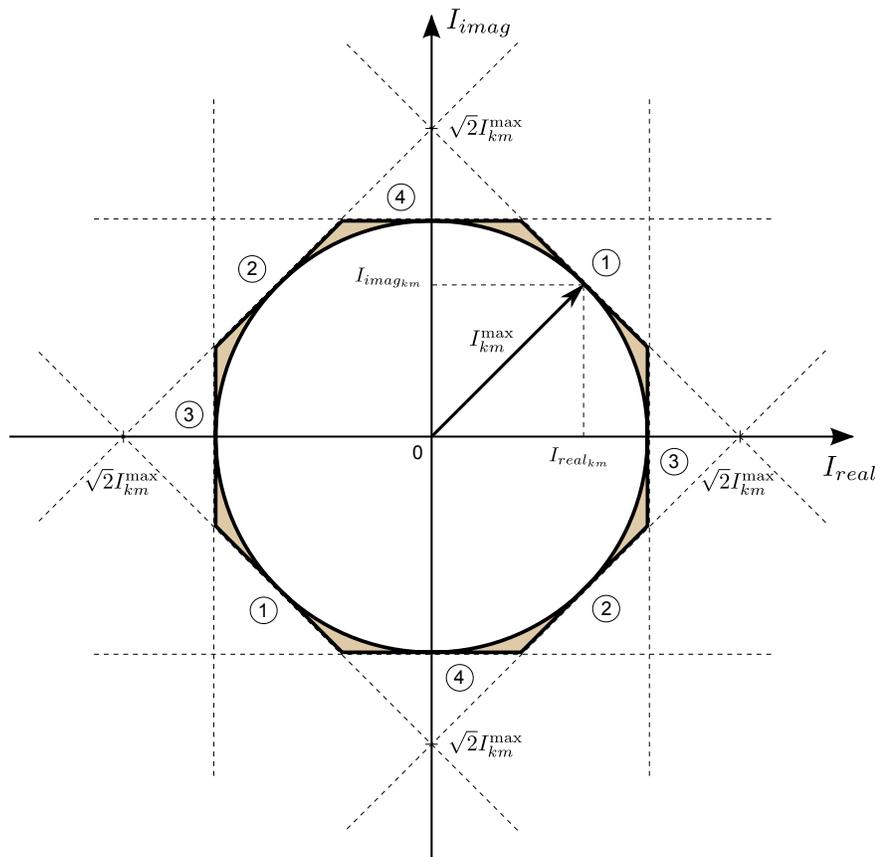


Figura A.1 – Representação da não-linearidade da restrição de corrente na linha $k-m$

$$\left(\sqrt{I_{real_{km}}^2 + I_{imag_{km}}^2} \leq I_{km}^{\max} \right) \text{ e sua linearização representada por um octógono.}$$

A.2.3. RESULTADOS PARA A ALOCAÇÃO DE ATÉ CINCO PLANTAS DE GD

Os resultados da alocação de GD utilizando o modelo proposto de PLIM são comparados com os fornecidos pelo modelo de PNLIM. Para isso, os parâmetros dos custos de perda ativa total (c_{perdas}) e custo da instalação de um novo gerador (c_{ger}) são ajustados com os mesmos valores nas duas formulações. O custo c_{perdas} é ajustado em 1.000,00 \$/MW. A Tabela A-I mostra os geradores que podem ser alocados na rede de 70 barras. O valor da perda ativa total desse sistema para o caso base (sem GD) é de 205,2 kW, com o tap do transformador da subestação ajustado para uma tensão de 1,04 pu. A escolha dos tipos de geradores pelo planejamento ótimo é livre, ou seja, não há restrições para a escolha do mesmo tipo mais de uma vez.

O planejamento ótimo de GD, visando a minimização dos custos das perdas, pode alocar até cinco geradores. O número de plantas a serem instaladas vai depender do compromisso de se gastar com a instalação de uma nova planta em virtude da redução do custo da perda ativa total provocada por essa planta. A Tabela A-II dispõe os resultados da alocação para os dois modelos de otimização, sendo que em ambos, três geradores distribuídos foram alocados. Provavelmente, a alocação de um possível quarto gerador não pagaria sua instalação com a redução nos custos de perdas. Percebe-se que as barras escolhidas para a alocação são as mesmas, com exceção da diferença entre as barras 18 (PLIM) e 19 (PNLIM). Já o tipo dos geradores alocados são os mesmos para ambos os modelos. O erro entre os custos totais (custo de perdas c_{perdas} , mais o custo total da instalação dos geradores c_{ger}) é de 2,54% e o erro entre as novas perdas ativas totais é de apenas 4,02%. Vale lembrar que o nível de penetração de GD neste caso (dois geradores do tipo 2 e um do tipo 4) é de 2,0 MVA, quase metade da demanda máxima para essa rede de 70 barras.

Tabela A-I – Tipos de geradores disponíveis para serem alocados.

Tipo	Potência nominal (kVA)	Custo de instalação (\$/unid.)	Modo de operação (fator de potência)
1	100	5,00	$fp = 0,95$ cap.
2	500	10,00	$fp = 1,0$
3	750	15,00	$fp = 0,98$ ind.
4	1.000	20,00	$fp = 1,0$

Tabela A-II – Planejamento ótimo de GD para minimização de custos de perdas com a alocação de até 5 geradores.

	Alocação (Barra - Tipo de gerador)	Custo total (\$)	P_{perdas} (kW)
Modelo PNLIM (Algoritmo KNITRO)	19 – 2	108,487	68,487
	62 – 4		
	65 – 2		
Modelo Proposto PLIM (Algoritmo KNITRO)	18 – 2	105,733	65,733
	62 – 4		
	65 – 2		
Erro (%)	–	2,54%	4,02%

A.3 Planejamento ótimo de GD objetivando a melhoria do perfil de tensão

A melhoria do perfil de tensão também pode ser entendida como um dos objetivos nos estudos de planejamento ótimo de GD, visto que existe um custo associado com a manutenção de banco de capacitores e transformadores com regulagem automática de tap para deixar o perfil de tensão dentro dos limites aceitáveis e permitidos em redes de distribuição. Assim, um novo modelo matemático de otimização é proposto, com uma função objetivo de minimização dos desvios do módulo de tensão em relação a uma tensão de referência. O modelo proposto também é formulado usando as sensibilidades de tensão, corrente e perdas. Uma formulação não-linear para o mesmo problema também é apresentada para que possa ser feita a validação. Basicamente, a diferença entre as duas formulações que serão apresentadas com as duas anteriores está na função objetivo dos problemas.

A.3.1. FORMULAÇÃO NÃO-LINEAR

O planejamento ótimo de GD seguindo o critério de minimização dos custos relativo à manutenção dos módulos das tensões próximos à tensão de referência (V_{ref}) é formulado como sendo um problema de otimização de programação não-linear inteira mista:

$$\min f = c_{tensão} \sum_{k \in \Omega_n} (V_{ref} - V_k)^2 + \sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} c_{gerg} x_{k,g} \quad (\text{A.26})$$

s.a.

$$P_{g_k} - P_{d_k} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.27})$$

$$Q_{g_k} - Q_{d_k} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.28})$$

$$P_{g_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g}) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.29})$$

$$Q_{g_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g} \tan[\cos^{-1}(fp_g)]) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.30})$$

$$V^{\min} \leq V_k \leq V^{\max} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.31})$$

$$I_{real_{km}}^2 + I_{imag_{km}}^2 \leq (I_{km}^{\max})^2 \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.32})$$

$$\sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.33})$$

$$\sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq n_{gd} \quad (\text{A.34})$$

$$x_{k,g} \in [0,1] \quad \forall k \in \Omega_n, \forall g \in \Omega_{gd} \quad (\text{A.35})$$

em que $c_{tensão}$ é o valor dos custos associados a manutenção dos módulos das tensões próximos a 1,0 pu dada em \$/pu.

A.3.2. FORMULAÇÃO LINEAR PROPOSTA

O modelo matemático proposto é formulado a partir de um problema de otimização de PLIM como segue abaixo:

$$\min f = c_{tensão} \sum_{k \in \Omega_n} (V_{ref} - V_k)^2 + \sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} c_{gerg} x_{k,g} \quad (\text{A.36})$$

s.a.

$$V_k = V_k^0 + \sum_{m \in \Omega_n} (J_{RPV_{k,m}}^{-1} P_{GD_m} + J_{RQV_{k,m}}^{-1} Q_{GD_m}) \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.37})$$

$$I_{real_{km}} = I_{real_{km}}^0 + \sum_{j \in \Omega_n} (I_{rp_{(km),j}} P_{GD_j} + I_{rq_{(km),j}} Q_{GD_j}) \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.38})$$

$$I_{imag_{km}} = I_{imag_{km}}^0 + \sum_{j \in \Omega_n} (I_{ip_{(km),j}} P_{GD_j} + I_{iq_{(km),j}} Q_{GD_j}) \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.39})$$

$$P_{GD_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g}) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.40})$$

$$Q_{GD_k} - \sum_{g \in \Omega_{gd}} (P_{GD_g} x_{k,g} \tan[\cos^{-1}(fp_g)]) = 0 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.41})$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.42})$$

$$-I_{km}^{\max} \leq I_{real_{km}} \leq I_{km}^{\max} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.43})$$

$$-I_{km}^{\max} \leq I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.44})$$

$$-I_{km}^{\max} \sqrt{2} \leq I_{real_{km}} + I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \sqrt{2} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.45})$$

$$-I_{km}^{\max} \sqrt{2} \leq I_{real_{km}} - I_{imag_{km}} \leq I_{km}^{\max} \sqrt{2} \quad \forall (km) \in \Omega_r \quad (\text{A.46})$$

$$\sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq 1 \quad \forall k \in \Omega_n \quad (\text{A.47})$$

$$\sum_{k \in \Omega_n} \sum_{g \in \Omega_{gd}} x_{k,g} \leq n_{gd} \quad (\text{A.48})$$

$$x_{k,g} \in [0,1] \quad \forall k \in \Omega_n, \forall g \in \Omega_{gd} \quad (\text{A.49})$$

A.3.3. RESULTADOS PARA A ALOCAÇÃO DE ATÉ CINCO PLANTAS DE GD

O tap do transformador da subestação do sistema de 70 barras é ajustado para uma tensão terminal de 1,04 pu de forma que todos os módulos de tensão base fiquem dentro dos limites (0,95 e 1,05 pu) no caso base. O planejamento ótimo de GD é feito para que as tensões fiquem próximas do valor médio dos módulos de tensão, sendo que então, a tensão de referência (V_{ref}) é ajustada em 1,025 pu. O desvio padrão dos módulos de tensão para o caso base é de 0,0260 e o custo $c_{tensão}$ é ajustado em 10.000,00 \$/pu para os dois modelos de otimização.

Os resultados para a alocação ótima de até cinco geradores distribuídos, visando a minimização de custos relativos à manutenção do perfil de tensão em torno da tensão de referência, estão dispostos na Tabela A-III. Os geradores utilizados para a realização desse planejamento ótimo é o mesmo apresentado na Tabela A-I. Em ambos os modelos de otimização, somente três geradores foram alocados. Nota-se que apenas uma das três plantas não foi alocada na mesma barra pelos modelos. Essa diferença está na alocação do gerador tipo 2 na barra 16 (modelo PNLIM) e o outro na barra 18 (modelo proposto PLIM). O erro entre os custos totais é de 1,26% e o erro entre os desvios padrões para os novos perfis de tensão é de apenas 1,25%.

Tabela A-III – Planejamento ótimo de GD para minimização dos módulos dos desvios de tensão para a alocação de até 5 geradores.

	Alocação (Barra - Tipo de gerador)	Custo total (\$)	Desvio padrão
Modelo PNLIM (Algoritmo KNITRO)	16 – 2 65 – 4 66 – 2	109,364	0,0080
Modelo Proposto PLIM (Algoritmo KNITRO)	18 – 2 65 – 4 66 – 2	107,991	0,0079
Erro (%)	–	1,26%	1,25%

Apêndice B

Aplicação das Metodologias às Redes do IEEE

Neste apêndice são mostrados resultados de aplicação das metodologias propostas considerando outras redes testes de distribuição, sendo que as redes escolhidas foram a IEEE 34 barras e IEEE 123 barras. A determinação da máxima potência por barra é realizada usando as metodologias de sensibilidades de tensão, perdas elétricas, corrente elétrica, como também o método analítico de curto-circuito. Os sistemas podem ser encontrados em (Kersting, 1991), e a numeração original das barras é mostrada entre parênteses, como indicado na Figura B.1 e Figura B.2. Para simplificar as análises, é considerada somente a possibilidade de alocação de geradores distribuídos trifásicos nas barras trifásicas, ou seja, a numeração restante (sem parênteses) indica as barras trifásicas onde uma possível alocação de GD foi realizada.

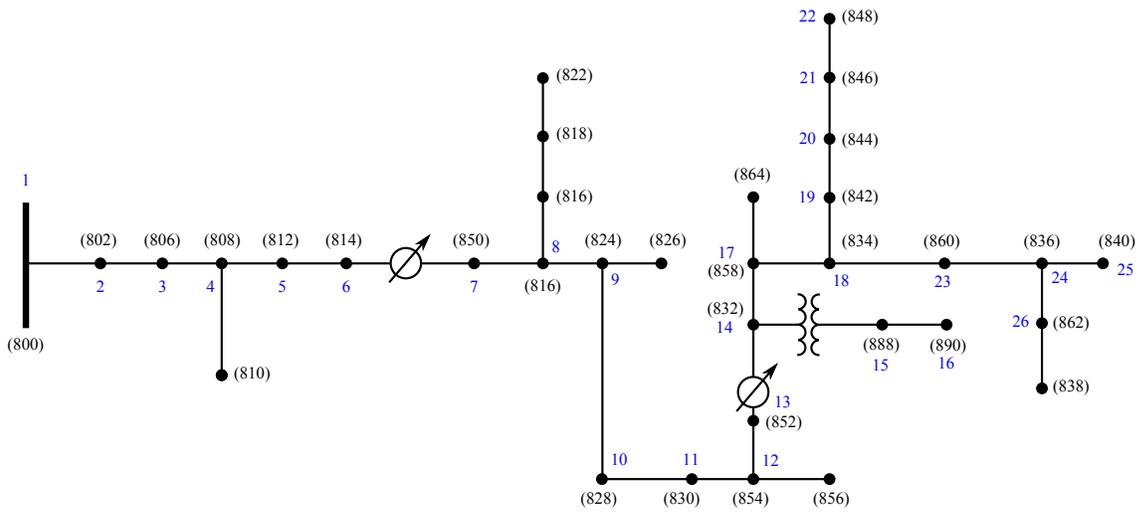


Figura B.1 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 34 barras.

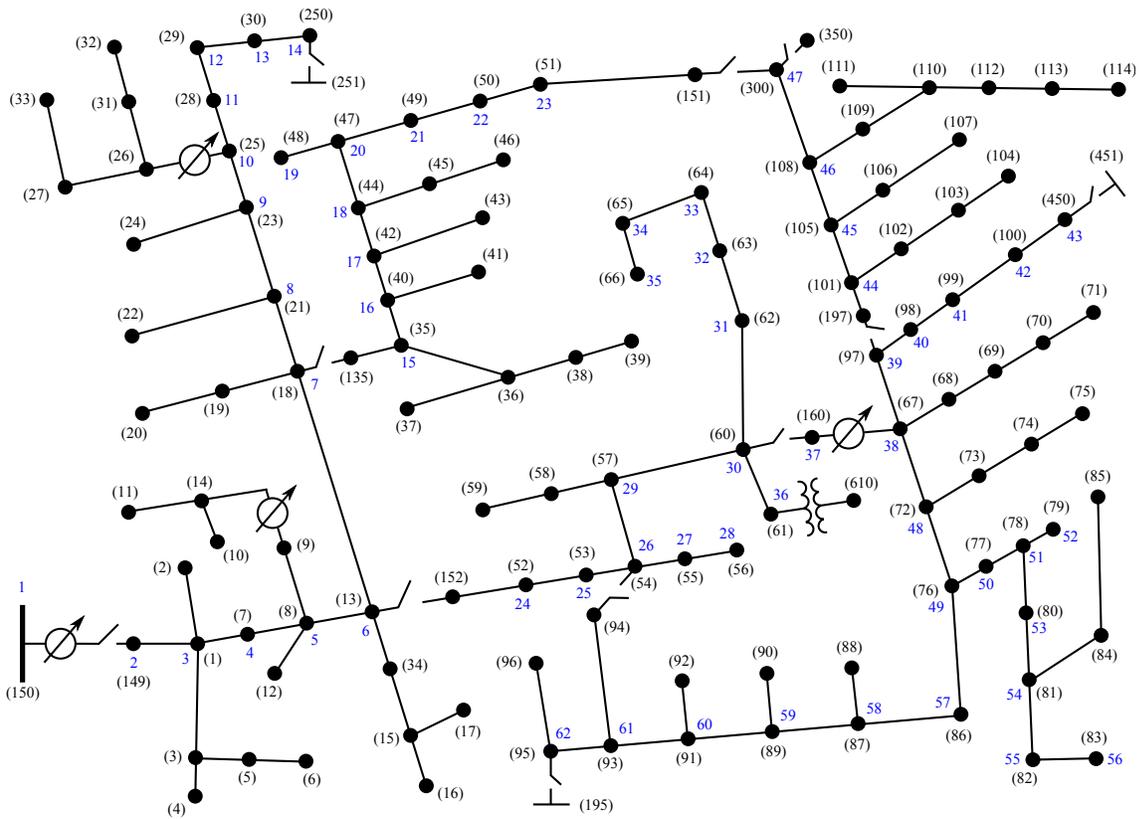


Figura B.2 – Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 123 barras.

B.1 Metodologia de sensibilidades de tensão

Para essas duas redes estudadas, considerou-se apenas fator de potência unitário para o modo de operação dos geradores distribuídos, e somente os casos mais pessimistas (demanda mínima, 20%), embora resultados similares para demanda máxima também foram encontrados em termos de precisão das metodologias propostas. Para o sistema de 34 barras, a máxima geração injetada por barra foi limitada em 2.500 kW, enquanto que para o sistema de 123 barras, foi de 4.000 kW, visto que a demanda máxima ativa para esses sistemas são de 2.054,1 kVA e 3.985,7 kVA, respectivamente. A Figura B.3 mostra a máxima potência que pode ser injetada por barra para os sistemas de 34 e 123 barras sem que haja violações de tensão usando a metodologia de sensibilidades de tensão e utilizando repetidos cálculos de fluxos de carga. O erro médio para o sistema de 34 barras é de 3,5% e para o sistema de 123 barras, o erro médio é de 4,3%. Como pode ser observado nesta figura, os resultados obtidos com o uso das sensibilidades são bastante satisfatórios. Ressalta-se que em ambos os sistemas do IEEE, os reguladores de tensão presentes nas redes também foram considerados nas simulações.

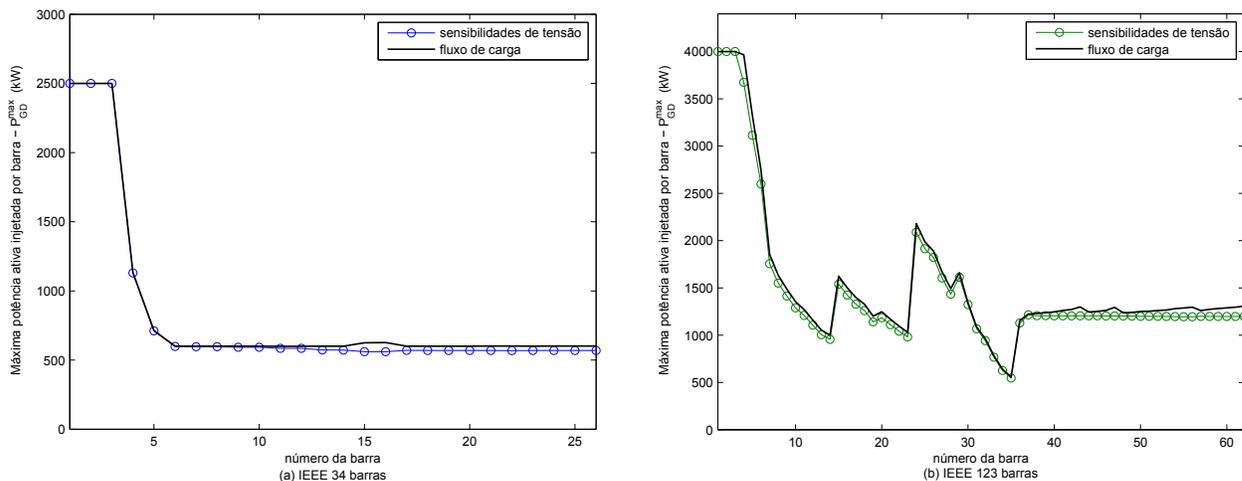


Figura B.3 – Máxima potência ativa injetada por barra usando sensibilidades de tensão para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras considerando demanda mínima.

B.2 Metodologia de sensibilidades de perdas elétricas

Para as duas redes de distribuição do IEEE, adotou-se o cenário de demanda máxima. Para a rede de 34 barras, foi avaliado o impacto de uma planta de GD de 150 kW operando com fator de potência 0,95 indutivo em cada barra. A Figura B.4(a e b) mostra o perfil de perdas totais para este caso. O erro médio entre o resultado obtido com a metodologia de perdas e o resultado obtido com repetidos cálculos de fluxos de carga é de 1,3% e 1,8% para as perdas de potência ativa e reativa totais, respectivamente. Já para a rede de 123 barras, foi considerada uma planta de 600 kW com fator de potência 0,9 capacitivo na análise. O erro médio nesse caso é de 1,1% para a perda ativa e de 2,7% para a perda reativa. A Figura B.4(c e d) ilustra este último caso. Para se determinar as sensibilidades de perdas para os dois sistemas, considerou-se um modelo de transformador com tap fixo no lugar dos reguladores automáticos de tensão (LTCs). Mesmo com essa suposição, o desempenho das sensibilidades foi satisfatório, apresentando baixos erros médios.

B.3 Metodologia de sensibilidades de correntes elétricas

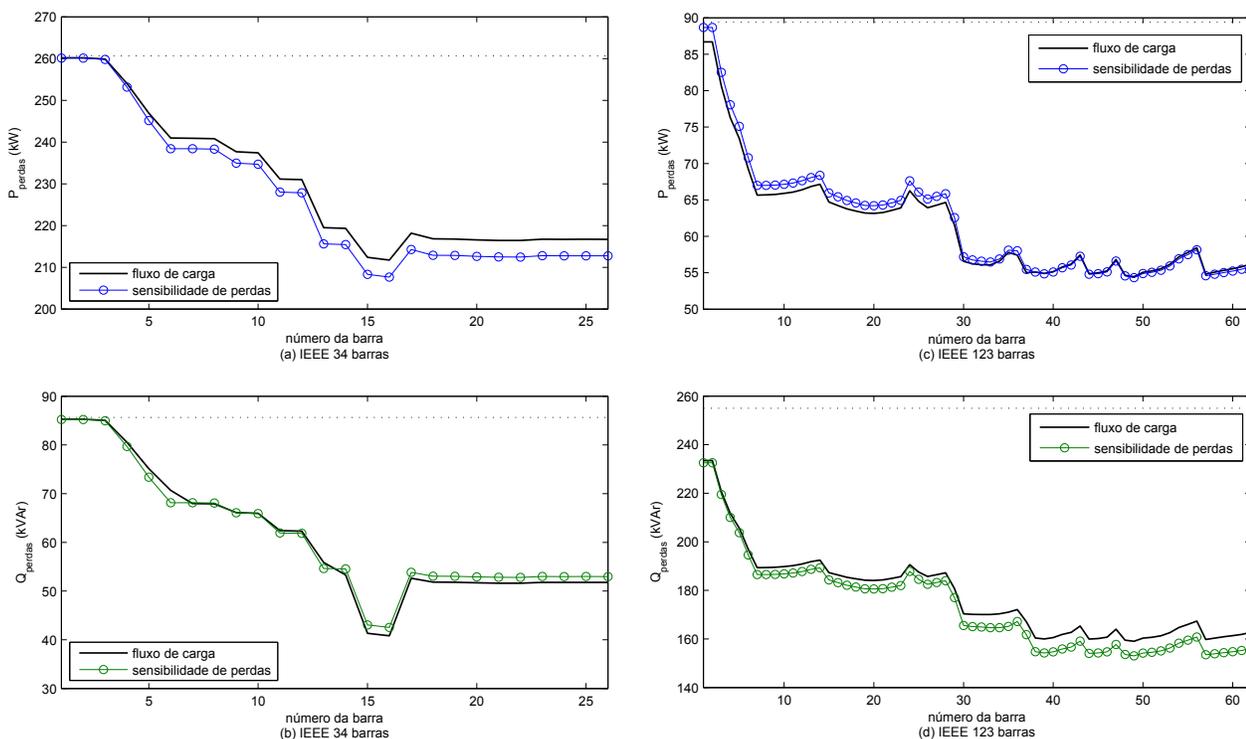


Figura B.4 – Perfil das perdas elétricas totais para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras.

Para a rede IEEE 34 barras, foram considerados cabos 4 AWG com capacidade máxima de corrente de 60 A para toda a rede, uma vez que a corrente nominal (condição de demanda máxima) no alimentador principal é cerca de 50 A. Já para a rede de 123 barras, como o nível de corrente é mais heterogêneo em diferentes pontos da rede, adotou-se diferentes tipos de cabos, como mostra os valores dispostos na Tabela B-I. A Figura B.5(a) mostra a máxima potência injetada por barra para a rede de 34 barras sem que haja violações de corrente máxima dos condutores usando a metodologia de sensibilidades de corrente e utilizando repetidos cálculos de fluxos de carga. O gráfico da máxima potência obtido com as sensibilidades de tensão da Figura B.3(a) também é mostrado para efeito de comparação. O fator que mais restringe a máxima potência injetada por barra é o aumento da tensão em regime permanente. Praticamente, o limite de corrente máximo adotado não restringe o nível geração dos geradores distribuídos. O erro médio para esse sistema de 34 barras é de 4,1%.

Para o teste com a rede de 123 barras, a Figura B.5(b) mostra a máxima potência injetada por barra usando as sensibilidades de corrente. O erro médio para esse caso é de apenas 1,7%. Os resultados obtidos para esse sistema com as sensibilidades de tensão (Figura B.3(b)) também são apresentados nesta figura. Assim como nos resultados obtidos para o sistema de 34 barras, o fator que mais restringe a máxima potência para a rede de 123 barras é o aumento da tensão em regime permanente. Nas barras próximas a subestação, os geradores distribuídos não têm o nível de geração máximo restringido, uma vez que nessas barras, o perfil de tensão sofre pouca variação devido à injeção de potência dos geradores distribuídos e o limite de corrente adotado para o alimentador principal ($I_{\max} = 520$ A) também não é um fator limitante.

Tabela B-I – Capacidade máxima de corrente para os cabos utilizados para o sistema de 123 barras.

Correntes nas linhas dadas pelo caso base I^0 (A)	Cabos utilizados (AWG ou MCM)	Capacidade máxima de corrente dos cabos I_{\max} (A)
$0 < I^0 \leq 200$	4/0	302
$200 < I^0 \leq 395$	336,4	395
$395 < I^0 \leq 520$	447	520

B.4 Método analítico de curto-circuito

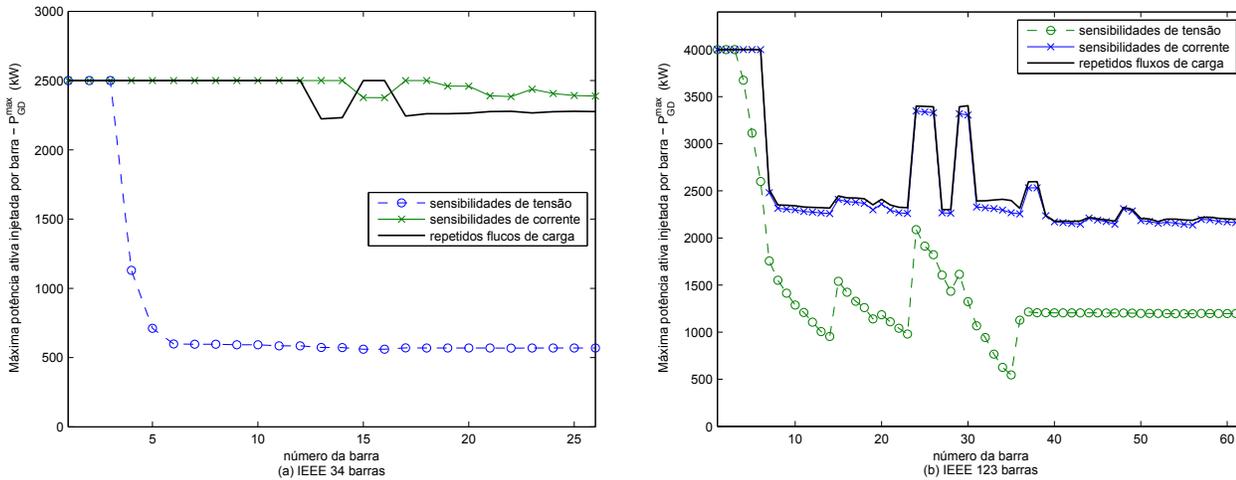


Figura B.5 – Máxima potência ativa injetada por barra usando sensibilidades de corrente para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras considerando demanda mínima.

As redes de 34 e 123 barras possuem níveis de tensão de 24,9 kV e 4.16 kV, respectivamente. Nas análises de curto-circuito, adotou-se uma potência de curto-circuito que fosse compatível com esses níveis de tensão e que não implicasse em violações dos limites de corrente de curto-circuito nos cabos para o caso base (sem GD). Assim, para a rede de 34 barras, a potência de curto-circuito estimada foi de 1.500 MVA, e para a rede de 123 barras, 500 MVA. O limite de corrente de curto-circuito para as linhas da rede de 34 barras foi de 10 kA e para o sistema de 123 barras, escolheu-se o valor de 15 kA. Ambos os valores foram baseados em uma base de tempo de 100 ms para o tempo de aplicação da falta trifásica e os valores para a reatância subtransitória dos geradores distribuídos foram de 0,2 pu na base das máquinas.

A Figura B.6 mostra os três tipos de limites para o nível de penetração de GD (tensão e corrente em regime permanente, bem como os limites dos fluxos de corrente de curto-circuito nos ramos) para as duas redes estudadas. Em ambos os casos, os limites de corrente de falta dos cabos associado à potência de curto-circuito não chega a restringir o nível de geração máximo dos geradores distribuídos, salvo nas barras próximas à subestação, onde a contribuição das correntes de curto-circuito vindas dos sistemas de transmissão/sub-transmissão somada às

contribuições das plantas de GD podem violar os limites de corrente de falta nas linhas que saem das subestações em caso de curto-circuitos trifásicos nessas localidades.

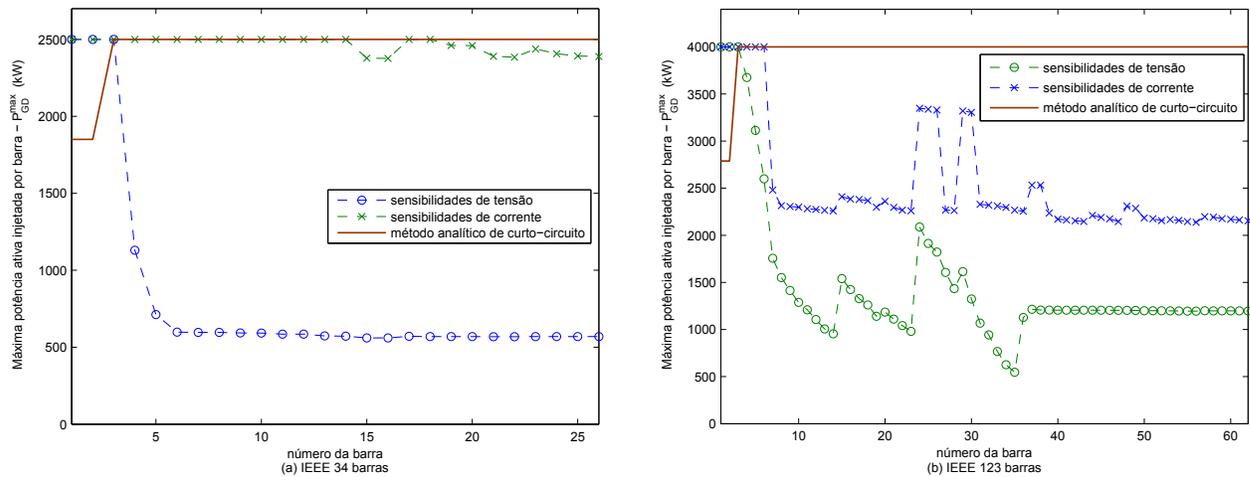


Figura B.6 – Máxima potência ativa injetada por barra usando o método analítico de curto-circuito para o equivalente dos sistemas do IEEE de 34 e 123 barras.

Apêndice C

Divulgação de Trabalhos pelo Autor

Este apêndice apresenta uma lista dos artigos publicados pelo autor em periódicos e eventos científicos durante a realização do projeto de doutorado.

C.1 Relacionados ao projeto de doutorado

- **Ayres H. M.**, Freitas W., de Almeida M. C., da Silva L. C. P., *Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations* [**Artigo publicado**] // IET Generation, Transmission & Distribution. – Apr. 2010. - 4 : Vol. 4. - pp. 495–508.
- **Ayres H. M.**, da Silva L. C. P., Freitas W., de Almeida M. C., *Evaluation of the impact of distributed generation on power losses by using a sensitivity-based method* [**Anais em conferência**] // IEEE PES General Meeting. – Calgary - Canada : [s.n.], 2009. - pp. 1–6.
- **Ayres H. M.**, da Silva L. C. P., da Costa V. F., *Um Método Simplificado para Avaliar o Impacto de Geradores Distribuídos nas Perdas Elétricas* [**Anais em conferência**] // VII CLAGTEE - Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission. - Viña del Mar - Chile : [s.n.], 2007.

C.2 Demais trabalhos publicados durante o período

- **Ayres H. M.**, Kopcak I., Castro M. S., Milano F., da Costa V. F., *A Didactic Procedure for Designing Power Oscillation Dampers of FACTS Devices* [**Artigo publicado**] // SIMPAT - Simulation Modelling Practice and Theory. – Jun. 2010. - 6 : Vol. 18. - pp. 896–909.
- Castro M. S., **Ayres H. M.**, Kopcak I., da Costa V. F., da Silva L. C. P., *A Influência do Modo de Operação do SSSC na Estabilidade de Ângulo de Sistemas Elétricos de Potência* [**Artigo publicado**] // SBA - Controle & Automação. – Jul./Sep. 2007. - 3 : Vol. 18. - pp. 347–360.
- Castro M. S., **Ayres H. M.**, da Costa V. F., da Silva L. C. P., *Impacts of the SSSC Control Modes on Small-Signal and Transient Stability of a Power System* [**Artigo publicado**] // Electric Power Systems Research. – Jan. 2007. - 1 : Vol. 77. - pp. 1–9.
- **Ayres H. M.**, de Queiroz L. M. O., dos Santos L. C. B., Silva R. C., *Algoritmo Evolutivo para Problemas de Otimização Multiobjetivo com Incertezas* [**Anais em conferência**] // XXXIX SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional. – Fortaleza - Brasil : [s.n.], 2007.
- Kopcak I., **Ayres H. M.**, da Silva L. C. P., da Costa V. F., *Análise Simultânea das Margens de Estabilidade Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência* [**Anais em conferência**] // VII CLAGTEE - Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission. - Viña del Mar - Chile : [s.n.], 2007.
- **Ayres H. M.**, Castro M. S., da Silva L. C. P., da Costa V. F., *The Usage of UPFC for Damping Interarea Oscillations in Power Systems* [**Anais em conferência**] // X SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. - Florianópolis – Brasil : [s.n.], 2006.