



Universidade Federal do Maranhão
Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade
Sistemas de Energia Elétrica

Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em Emergência

Caio César Costa Martins

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Universidade Federal do Maranhão

São Luís

2018

Caio César Costa Martins

**Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em
Emergência**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas
Universidade Federal do Maranhão

São Luís

2018

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Costa Martins, Caio César.

Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em
Emergência / Caio César Costa Martins. - 2018.
109 f.

Coorientador(a): Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas.

Orientador(a): Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís - MA, 2018.

1. Desacoplado Rápido. 2. Fluxo de Carga. 3. Newton
Constante 3 Passos. 4. Operação Emergencial. 5. Primal 3
Passos. I. Paucar Casas, Dr. Vicente Leonardo. II.
Saavedra Mendez, Dr. Osvaldo Ronald. III. Título.

FLUXO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO EM EMERGÊNCIA

Caio César Costa Martins

Dissertação aprovada em 06 de fevereiro de 2018.

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Coorientador)

Prof. Dr. Mauro Sergio Silva Pinto, UEMA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Shigeak Leite de Lima, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à Deus, por ter me dado saúde, força e sabedoria para superar as dificuldades encontradas ao longo desta caminhada.

À minha filha, Mariana Martins, pelo amor e por ser a maior motivação do meu crescimento profissional.

Aos meus pais Ezequias Martins Reis e Wirajane Santos Costa Martins, pelo amor, incentivo e apoio incondicional que demonstraram por toda a minha vida.

Aos meus irmãos Heloisa e Luiz Fernando, pela preocupação com o meu bem- está e por sempre torcerem por mim nesta caminhada.

À minha noiva Walérya da Costa Reis, pela paciência e pela motivação que demonstrou durante todo tempo.

À minha tia Beth, e primos Kenia e César Evangelista, pelo apoio motivacional e pela ajuda financeira que ajudaram a suprir as minhas necessidades durante o desenvolvimento desta pesquisa.

Ao orientador Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez pela confiança, pela paciência, e pelas instruções que colaboraram bastante para a realização desta pesquisa.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, pela confiança, pelas contribuições pontuais para o desenvolvimento desta pesquisa.

Aos amigos e colegas pela amizade e companheirismo. Em especial aos meus amigos Bráulio, Bruno, Dagmilson, Felipe, Ítalo, Jessica, Josimar, Juarez, Leandro Nobre, Lucas, Pedro e Thiago.

Aos professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, pelo conhecimento fornecido que serviram para minha qualificação profissional.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

Pois será como árvore plantada junto a ribeiro de águas, a qual dá seu **fruto no seu tempo**; as suas folhas não cairão, e tudo quanto fizer prosperará.

Salmo 1:3

Resumo

C. C. C. Martins, “Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operação em Emergência” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 103p., São Luís - MA, Brasil, janeiro de 2018.

O fluxo de carga em uma rede elétrica consiste em determinar o estado da rede, a distribuição dos fluxos e algumas grandezas de interesse. Neste problema, a modelagem do sistema é estática, não depende do tempo. A rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. A operação em emergência de uma rede de distribuição se caracteriza pelo não atendimento às cargas em condições nominais, seja isto, por sobrecarga de linhas ou sub/sobre tensões nas barras. Estas condições, quanto somadas às características de elevada razão R/X das redes de distribuição, tornam difícil a convergência do fluxo de carga. Para lidar com cenários de emergência, será analisado e discutido o uso de uma estratégia desacoplada de três passos, que resolve eficientemente todos esses cenários. Os métodos de três passos são submetidos a vários testes, tais como, sobrecarga em linhas do sistema, aumento de carga e modelagem de carga. A presença de geração distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica é cada vez mais frequente, devido isso, o método proposto é testado em redes de distribuição com mais de uma fonte de alimentação. O método é validado utilizando redes padrões de uma rede de distribuição real, com 6, 19 e 45 barras.

Palavras-chave: Fluxo de Carga, Operação Emergencial, Newton Constante 3 Passos, Desacoplado Rápido, Primal 3 Passos, Redes de Distribuição.

Abstract

C. C. C. Martins, “Load Flow in Distribution Networks Operating in Emergency” Master of Science Dissertation, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), 106 p., São Luís - MA, Brazil, january 2018.

The load flow in an electrical network consists of determining the state of the network, the distribution of flows and some quantities of interest. In this problem, the system modeling is static, does not depends on time. The network is represented by a set of algebraic equations and inequalities. The emergency operation of a distribution network is characterized by non-compliance of the loads with nominal limits, such as line overload limits or sub / overvoltages limits. These conditions, coupled with the high r / x ratio characteristics of the distribution networks, make it difficult the load flow convergence. In order to deal with emergency scenarios, it will be analyzed and discussed the use of a decoupled three-step strategy that can efficiently solve all of these presented scenarios. Three-step methods are subjected to various tests, such as system overhead, load increase, and load modeling. The presence of distributed generation in the Electric Power Distribution Systems is becoming more frequent, therefore, the proposed method is tested in distribution networks with more than one power supply. The method is validated using standard networks of a real distribution network, with 6, 19 and 45 bars.

Keywords: Load Flow, Emergency Operation, Newton Constant 3 Steps, Fast Decoupled, Primal 3 Steps, Distribution Networks.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Sistema Radial.	11
Figura 2.2 - Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.	12
Figura 2.3 - Fluxo de potência de um alimentador radial de distribuição.	15
Figura 2.4 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com GD.	15
Figura 2.5 - Sistema de duas barras.	26
Figura 3.1 - Sistema representativo de quatro cidades.	42
Figura 4.1 - Sistema teste 6 barras regional de Boa Esperança – MA.	44
Figura 4.2 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de Boa Esperança em relação à máxima relação R/X.	46
Figura 4.3 - Sistema teste 6 barras regional de Boa Esperança – MA com a presença GD.	47
Figura 4.4 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de Boa Esperança em relação à máxima relação R/X na presença de GD.	49
Figura 4.5 - Sistema teste 19 barras regional de São Luís – MA.	50
Figura 4.6 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de São Luís em relação à máxima relação R/X.	52
Figura 4.7 - Sistema teste 19 barras regional de São Luís – MA com a presença GD.	53
Figura 4.8 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de São Luís em relação à máxima relação R/X na presença de GD.	56
Figura 4.9 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda – MA.	57
Figura 4.10 - Sistema teste quarenta e cinco barras regional de Miranda – MA (Maior relação R/X).	58
Figura 4.11 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação a máxima relação R/X do sistema teste de Miranda.	60
Figura 4.12 - Gráfico com os resultados das perdas em relação a máxima relação R/X do sistema de Miranda.	60
Figura 4.13 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda – MA (linha da barra 3 a 5).	61
Figura 4.14 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda.	63
Figura 4.15 - Gráfico com os resultados das perdas em relação em ao R/X do da linha (3-5) do sistema teste de Miranda.	63

Figura 4.16 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao aumento de carga da barra onze do sistema teste de Miranda.....	65
Figura 4.17 - Gráfico com os resultados das perdas do sistema em relação ao aumento de carga da barra onze do sistema teste quarenta e cinco barras.	65
Figura 4.18 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda com a presença GD.....	67
Figura 4.19 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda com GD.....	72
Figura 4.20 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda com GD.....	73
Figura 4.21 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação a máxima R/X do sistema teste de Miranda com modelagem de carga.....	75
Figura 4.22 - Gráfico com os resultados das perdas em relação a máxima R/X do sistema de Miranda barras com modelagem de carga.....	76

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Relação típica R/X das linhas.....	13
Tabela 2.2 - Dados do sistema teste de duas barras.....	26
Tabela 2.3 – Equações dos métodos desacoplados.....	32
Tabela 4.1 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Boa Esperança.....	45
Tabela 4.2 - Resultados da geração distribuída no sistema de Boa Esperança.....	47
Tabela 4.3 - Fluxos de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste de Boa Esperança.	48
Tabela 4.4 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Boa Esperança com GD.	48
Tabela 4.5 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de São Luís.	51
Tabela 4.6 - Resultados da geração distribuída no sistema de São Luís.	53
Tabela 4.7 - Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste São Luís.....	54
Tabela 4.8 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de São Luís com GD.	55
Tabela 4.9 - Numero de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste Miranda alterando o X da linha com máximo R/X.....	58
Tabela 4.10 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o R da linha com máximo R/X.....	59
Tabela 4.11 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o X da linha (3-5).	62
Tabela 4.12 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o R da linha (3-5).	62
Tabela 4.13 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando a carga da barra onze.....	64
Tabela 4.14 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com alteração na relação R/X e na carga da barra onze.....	66
Tabela 4.15 - Resultados da geração distribuída no sistema teste de Miranda.....	67
Tabela 4.16 - Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste de Miranda.	69

Tabela 4.17 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com GD e alterando o X da linha (3-5).....	71
Tabela 4.18 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com GD e alterando o R da linha (3-5).....	71
Tabela 4.19 - Modelagem das cargas no sistema teste de Miranda.....	74
Tabela 4.20 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com modelagem de carga e alterando o X da linha com máxima R/X.....	74
Tabela 4.21 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com modelagem de carga e alterando o R da linha com máxima R/X.	75
Tabela A.1 - Dados de barra do sistema teste Boa Esperança da CEMAR no ano de 1998. ..	86
Tabela A.2 - Dados de linha do sistema teste Boa Esperança da CEMAR no ano de 1998. ..	86
Tabela A.3 - Dados de barra do sistema teste São Luís da CEMAR no ano de 1998.....	87
Tabela A.4 - Dados de linha do sistema teste São Luís da CEMAR no ano de 1998	87
Tabela A.5 - Dados de barra do sistema teste de Miranda da CEMAR do ano de 1998.....	88
Tabela A.6 - Dados de linha do sistema teste de Miranda da CEMAR do ano de 1998.....	89

Lista de Símbolos e Abreviaturas

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
kVAr	Quilovolt Ampere Reativo
kV	Quilovolt
kW	Quilowatts
MVA	Mega - volt Ampere
MW	Megawatts
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	Por unidade
NRDR	Newton Rapshon Desacoplado Rápido.
PR – 3P	Primal 3 Passos
NC – 3P	Newton Constante 3 Passos
(MSC)	Soma das Correntes
(MSP)	Soma das Potências

β	Parcela da carga representada por um modelo de corrente constante
NA	Normalmente Aberta
R	Resistencia
X	Reatância
GD	Geração Distribuída
P_k	Geração líquida (geração menos a carga) de potência ativa
Q_k	Injeção líquida de potência reativa
V_m	Módulo da tensão na barra m
V_k	Módulo da tensão na barra k
G_{km}	Condutância entre a barra k e a barra m
B_{km}	Susceptância entre a barra k e a barra m
θ_{km}	Abertura angular entre a barra k e a barra m
P_k^{esp}	Potência ativa esperada
Q_k^{esp}	Potência reativa esperada
ϵ_p	Erro da potência ativa
ϵ_q	Erro da potência reativa

ΔP	Resíduos de potência ativa
ΔQ	Resíduos de potência reativa
ΔV	Incremento da tensão
$\Delta \theta$	Incremento do ângulo
P_b	Cargas ativa alimentadas pela barra b
Q_b	Cargas reativa alimentadas pela barra b
P_l^{perdas}	Perdas ativa das linhas alimentadas pela barra k
Q_l^{perdas}	Perdas reativa das linhas alimentadas pela barra k
B_k	São as barras alimentadas pela barra k
D_k	Dão as linhas alimentadas pela barra k
DIT	Demais Instalações de Transmissão
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional Sistema

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO	4
1.2 MOTIVAÇÃO	4
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	4
CAPÍTULO 2.....	6
FLUXO DE POTÊNCIA	6
2.1 INTRODUÇÃO	6
2.2 MODELAGEM DE CARGA	9
2.2.1 Modelo Impedância Constante (Z).....	10
2.2.2 Modelo Corrente Constante (I)	10
2.2.3 Modelo Potência Constante (P).....	10
2.2.4 Modelo Polinomial (ZIP)	11
2.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	11
2.2.1 Modificações no Fluxo de Potência em Redes Radiais de Distribuição com a Inserção de Geração Distribuída.....	14
2.3 FLUXO DE CARGA.....	16
2.3.1 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição Radial	16
2.3.2 Método Newton – Raphson.....	19
2.3.2.1 Método de Newton – Raphson para Solução do Fluxo de Potência	20
2.3.3. Método Desacoplado Rápido	21
2.3.4 Newton Constante 3 Passos	23
2.3.5 Primal 3 Passos.....	25
2.3.6 Exercício Motivacional	25
2.4 CONCLUSÃO	33
CAPÍTULO 3.....	34
OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	34
3.1 INTRODUÇÃO	34
3.2 ESTADOS DE OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA	34

3.3 FASES DE OPERAÇÃO.....	36
3.3.1 Pré-operação.....	36
3.3.2 Operação em Tempo Real.....	36
3.3.3 Pós-operação.....	37
3.4 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM EMERGÊNCIA	37
3.4.1 Contingências em Redes de Distribuição em Áreas Rurais	38
3.4.2 Contingências em Redes de Distribuição em Áreas Urbanas	40
3.4.3 Contingência em Transformadores de Subestação.....	41
3.4.4 Sistemas com Barras com Subtensões	42
3.4.5 Sistemas com Barras com Sobretensões	42
3.4 CONCLUSÃO	43
CAPÍTULO 4.....	44
SIMULAÇÕES E RESULTADOS	44
4.1 INTRODUÇÃO	44
4.2 SISTEMA TESTE 6 BARRAS – REGIONAL DE BOA ESPERANÇA.....	44
4.2.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de todas as Linhas do Sistema Teste de Boa Esperança.	45
4.2.2 Análises dos efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de Boa Esperança..	46
4.2.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas com Inserção de GD no Sistema Teste de Boa Esperança.	48
4.3 SISTEMA TESTE 19 BARRAS – REGIONAL SÃO LUÍS	50
4.3.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas do Sistema Teste de São Luís.....	51
4.3.2 Análises dos Efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de São Luís.....	52
4.3.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas com Inserção de GD no Sistema Teste de São Luís.....	55
4.4 SISTEMA TESTE 45 BARRAS – REGIONAL DE MIRANDA	56
4.4.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha com Máxima R/X.....	57
4.4.2 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha da Barra Três à Cinco.....	61
4.4.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga com Alteração de Carga.	64

4.4.4 Análises dos Efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de Miranda	66
4.4.5 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha da Barra Três a Cinco com Inserção de GD no Sistema Teste de Miranda.	71
4.4.6 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha com Máxima R/X e com Modelagem de Carga.	73
4.5 CONCLUSÃO	76
CAPÍTULO 5.....	77
CONCLUSÃO.....	77
5.1 CONCLUSÃO	77
REFERÊNCIAS	79
APÊNDICE A	85
A.1 Nomenclatura.....	85
A.2 Dados do teste sistema 6 Barras – Regional de Boa Esperança	86
A.3 Dados do sistema teste 19 Barras – Regional de São Luís	87
A.4 Dados do sistema teste 45 Barras – Regional de Miranda.....	88

Capítulo 1 INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE), ou Sistemas Elétricos de Potência (SEP), são os responsáveis pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de forma a atender a demanda de forma ininterrupta, com tensão e frequência adequadas, observando a segurança, confiabilidade, qualidade, economia e o meio ambiente. Dessa forma, os SEE podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- **Geração:** responsável por converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- **Transmissão:** é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de geração aos centros de consumo.
- **Distribuição:** distribui a energia elétrica vinda através do sistema de transmissão aos grandes (subtransmissão), médios (distribuição primária) e pequenos (distribuição secundária) consumidores.

A determinação do estado da rede é essencial a qualquer sistema de energia elétrica. O fluxo de carga ou fluxo de potência, consiste em determinar os módulos e ângulos da tensão em todas as barras ou nós do sistema, para uma determinada condição de geração e carga. O cálculo do fluxo de potência é a base da análise de um sistema de potência, sendo utilizado desde o planejamento até operação em tempo real.

Os sistemas de transmissão operam com tensões a partir de 230 kV, sendo capazes de transportar potências na faixa de 50 MVA a 2000 MVA. O sistema de transmissão tem a função de realizar o transporte de energia elétrica dos centros de geração até as cargas. O sistema elétrico de potência é interligado por várias razões, tal qual o aumento da confiabilidade e possibilidade de o intercâmbio de potência entre áreas [1].

Os sistemas de subtransmissão no Brasil, na maioria, operam em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores às 230 kV, em alguns casos específicos em 34,5 kV [1]. Em vários países do mundo é bastante utilizado o nível de tensão de 110 kV para subtransmissão. Os consumidores em tensão de subtransmissão são representados por grandes instalações industriais. Estes sistemas podem operar em configuração radial, porém é possível realizar

transferência de blocos de carga em caso de contingências, isolando o trecho afetado, através de manobras com as chaves normalmente abertas para reconfigurar o sistema, e se possível, é utilizado outro alimentador para atender a carga, caso contrário, é realizado corte de carga. Com cuidados especiais no que se refere à proteção, pode –se também operar em malha.

As redes de distribuição primária não possuem topologia malhada, sua estrutura topológica é tipicamente radial e usualmente operam em níveis de tensão na faixa de 11,9 kV a 34,5 kV. Essa radialidade é caracterizada por possuir apenas um caminho entre o consumidor e o alimentador de distribuição (subestação), o sistema é radial é utilizado por possui menor custo e maior simplicidade no seu planejamento, construção e operação. Portanto, o fluxo de potência flui da subestação para os consumidores através de um caminho único. Caso haja alguma interrupção, os consumidores localizados à jusante da interrupção não terão fornecimento de energia. O sistema radial é o mais utilizado nas redes de distribuição por possuir menor custo e maior simplicidade no seu planejamento, construção e operação [1].

Com relação à interação entre a transmissão e a distribuição, tem-se a seguinte visão: a operação da transmissão “vê” o sistema de distribuição não como um todo, mais como uma carga equivalente em um barramento, enquanto a operação da distribuição enxerga a transmissão apenas como um gerador conectado no lugar da subestação de tratamento de energia. Ou seja, cada sistema observa o outro apenas como um ponto de entrada ou saída de potência.

O foco desta dissertação está na solução do problema de fluxo de potência para o sistema de distribuição. O sistema de distribuição é originado a partir de uma subestação na qual é convertida a energia elétrica dos sistemas de transmissão para níveis de tensões mais baixos. O sistema de distribuição pode está operando em normalidade no qual todas as cargas estão sendo atendidas e em níveis de tensão adequados ou em estado emergência.

Uma rede de distribuição está operando em emergência quando as cargas não são atendidas em condições nominais, isto pode ser causado por, sobrecarga de linhas ou sub/sobre tensões nas barras. As altas relações R/X , ou seja, resistência por reatância, características da linhas de redes de distribuição, somadas as condições de emergência, faz com que o fluxo de carga encontre dificuldades em obter convergência. O método apresentado neste trabalho, permite resolver de forma eficiente esses cenários e também na presença de Geração Distribuída (GD).

Redes elétricas modernas utilizam o conceito de Redes Inteligentes (*Smart Grids*), que proporcionam melhor controle de operação e maior flexibilidade às redes de distribuição, com

geradores distribuídos no sistema [2]. Geração Distribuída é um termo usado para denominar a geração de energia elétrica junto ou próximo aos consumidores, independente da potência, tecnologia ou da fonte de energia. A GD contribui para a sustentabilidade, geração de energia limpa e eficiência energética. Várias vantagens estão associadas à instalação de GD em sistemas de distribuição. Um dos maiores benefícios é a redução de perdas no sistema, uma vez que estas são alocadas próximas às cargas.

Apesar de a expressão geração distribuída parecer recente, a ideia foi criada em 1882 por Thomas A. Edison, que construiu em Nova York, uma central de geração que fornecia energia para lâmpadas incandescentes de 59 clientes em uma área aproximadamente de 1 km², atendendo o conceito mais simples de geração distribuída, a fonte de geração próxima à carga [3].

A geração distribuída pode ser dividida em função da potência em micro (até 5 kW), pequena (de 5 kW a 5MW), média (de 5 MW a 50 MW) e grande (de 50 MW a 300 MW), esses valores levam em conta a realidade dos EUA (DIAS et al., 2012). No Brasil a geração distribuída é limitada a uma potência instalada de 3 MW para fontes hídricas e de 5 MW para cogeração qualificada, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica [4].

As tensões dos sistemas de distribuição são tipicamente baixas nas barras topologicamente distantes da subestação. A alocação de pequenos geradores ao longo da rede ajuda a melhorar o valor de tensão nesses barramentos e a diminuir as perdas.

No Brasil a faixa de tensão permitida em regime permanente para sistemas de distribuição está entre 0,918 pu (por unidade) a 1,05 pu. Tensões fora desses limites são consideradas precárias ou críticas [5].

Alguns métodos resolvem o fluxo de carga baseado em varredura regressiva e progressiva, como o método de soma das correntes (MSC) e soma das potências (MSP). Esses métodos são utilizados para sistemas que possuem topologia radial ou fracamente malhada. Redes com geração distribuída e/ou com conexões em anel dificultam a aplicação desses métodos [6].

O método Newton-Raphson (NR) é bastante utilizado na resolução de fluxo de carga. O NR possui convergência rápida e eficiente com convergência quadrática fornecendo solução precisa em poucas iterações. Porém, o método demanda significativo esforço computacional além de depender da solução inicial.

O fraco acoplamento entre a tensão e a potência ativa, e entre o ângulo da fase da tensão e a potência reativa, permitiu o desenvolvimento do método Fluxo de Potência Newton-

Raphson Desacoplado Rápido (NRDR), formulado por Stott e Alsac em 1974. É considerado eficiente e rápido para resolver o problema de fluxo de potência, porém pode encontrar dificuldades em algumas redes de distribuição.

Devido o sistema de distribuição possuir algumas características peculiares, sendo elas: alta relação R/X, topologia radial e baixas tensões nas barras distante da subestação e em redes modernas a existência de conexões em anel se tornar mais frequente. A proposta apresentada no seguinte trabalho será da grande valia para resolver o problema de fluxo de potência nessas redes.

1.1 OBJETIVO

Apresentar, analisar e avaliar um método alternativo para resolver o problema de fluxo de potência em redes de distribuição com elevadas razões R/X e operando em emergência.

Realizar estudos comparativos com outros métodos e discutir desdobramentos relacionados com a eficiência e confiabilidade dos métodos de solução do fluxo de carga em redes de distribuição.

1.2 MOTIVAÇÃO

Este trabalho foi motivado devido a sua potencial utilidade para resolver o problema do fluxo de carga em redes de distribuição operando em emergência. Esse problema é analisado e discutido ao longo dos anos, e o presente trabalho propõe um método robusto que encontra soluções para diversas situações. Outra motivação, é que a maioria dos trabalhos encontrados na literatura utilizam métodos que se aplicam apenas a sistemas tipicamente radiais e sem considerar a presença de geração distribuída.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No capítulo 1, é apresentado o problema do fluxo de potência, as características do sistema elétrico de energia, as particularidades dos sistemas de distribuição, sendo definido o objetivo do trabalho e motivação.

No capítulo 2, tem-se a resolução do problema do fluxo de potência, apresentação de métodos que utilizam *Backward/Forward Sweep*, e a formulação dos métodos tradicionais,

como, Newton-Raphson e Desacoplado Rápido, e dos métodos propostos neste trabalho para resolver o problema de fluxo de carga em redes de distribuição radiais com alta relação R/X. Também é apresentado um exemplo de validação dos métodos propostos.

No capítulo 3, apresentam-se a operação do sistema de distribuição, com os estados de operação de um sistema de energia elétrica, as fases da operação de um sistema de distribuição, sendo enfatizado o comportamento do sistema em contingências, em que o sistema será operado em emergência.

No capítulo 4, apresentam-se as simulações e resultados de desempenho dos métodos proposto em sistemas testes de distribuição.

Por fim, no capítulo 5, são apresentados as conclusões do trabalho, verificando se os objetivos foram alcançados e detalhando a contribuição.

Capítulo 2

FLUXO DE POTÊNCIA

2.1 INTRODUÇÃO

Em meados do século XX, começaram a ser estudados os métodos para resolução do fluxo de potência. O método Gauss-Siedel era bastante empregado nos anos 50. No entanto, esse método, embora eficiente, era muito lento necessitando muitas iterações para encontrar a solução. O método era pouco utilizado, devido aos computadores, da época, possuírem pouca capacidade de processamento.

Na década de 60, foi proposto a resolução do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson – NR [7]. Inicialmente, foi desenvolvido considerando apenas os sistemas malhados, como sistemas de transmissão, não sendo analisado para redes radiais, como sistemas de distribuição. Por isso, tornou-se referência para resolver o problema de fluxo de potência apenas de redes malhadas. O método Newton-Raphson possui uma convergência rápida e eficiente. Devido a convergência ser quadrática, fornece solução precisa com poucas iterações. Contudo demanda muito esforço computacional.

O método Newton-Raphson Desacoplado Rápido proposto por [8] foi uma grande evolução na forma de resolver o problema do fluxo de potência em redes de transmissão. O método utiliza esforço computacional inferior se comparado ao método Newton-Raphson.

Os métodos para a resolução do problema de fluxo de potência nos sistemas de distribuição começaram a formulação inicial na década de 60, neste período, a maioria dos pesquisadores buscavam aperfeiçoar e desenvolver técnicas para resolver o problema de fluxo de carga voltado para transmissão. Os estudos de fluxo de potência para distribuição eram realizados com pouca ênfase, por isso, os sistemas de distribuição eram superdimensionados.

Com o passar dos anos, as redes foram submetidas a um aumento contínuo de demanda de carga, fazendo estes sistemas chegarem em próximo à capacidade máxima. No final dos anos 1980, os sistemas de distribuição passaram a ser estudados de forma mais intensa, devido ao aumento da competitividade e modernização da legislação. Outro fator que motivou e alavancou esses estudos, foi à necessidade de fornecer energia elétrica com maior qualidade (melhorando as tensões e diminuição das perdas) e o surgimento de cargas sensíveis à variação da tensão.

O primeiro artigo que tratou unicamente de sistemas de distribuição foi [9], em que propõe um método computacional para o cálculo de fluxo de carga desequilibrado. Em [8] foi proposto um método de solução de fluxo de carga simples, bastante confiável e extremamente rápido, denominado Desacoplado Rápido.

Com o intuito de tornar o método Desacoplado Rápido apto para a solução do fluxo de potência trifásico, em 1978 [10], propôs algumas modificações. A pesquisa aborda as modelagens trifásicas para as linhas de transmissão, máquinas síncronas e transformadores.

Em 1989, [11] propõe uma abordagem diferente do método Desacoplado Rápido. No método original as resistências são ignoradas na construção da matriz B' . Neste artigo, é mostrado que é mais adequado que as resistências sejam ignoradas na construção da matriz B'' , ao invés da matriz B' . Para sistemas que possuem linhas com elevada relação R/X , o método proposto é mais rápido para obter convergência. Esta versão é denominada como primal (BX).

No ano de 1989, foi proposto por [6] o método *Backward/Forward Sweep*. O método consiste em dois passos, a varredura – *backward*, em que o início é das barras finais em direção à subestação e a varredura *forward* que parte da subestação em direção às barras no final dos alimentadores. As varreduras são realizadas até que o algoritmo obtenha convergência. Essas varreduras são utilizadas nos métodos de soma das correntes e soma das potências, que serão apresentados no decorrer do capítulo.

O método de [6] tornou-se o principal método de solução por possuir boa convergência. Em sistemas que possuem poucas interligações ou fracamente malhados, o método também é bastante utilizado, pois são convertidos em redes radiais. Contudo, redes com geração distribuída e/ou com conexões em anel dificultam a aplicação desses métodos.

Em [12] foi apresentada uma nova estrutura que permite o estudo sistemático das hipóteses e derivações a respeito das versões dos métodos Desacoplado Rápido. Neste artigo, o desacoplamento é tratado como um procedimento de duas etapas, que resolve as equações do método de Newton -Raphson sem aproximações extras, apresentando uma derivação nova do método Desacoplado Rápido convencional.

No ano de 1990, foi apresentado em [13] o método da soma de potências, baseado no método *Backward/Forward*. O método soluciona o problema do fluxo de carga em redes de distribuição radiais. O método de soma de potências transforma o problema de cálculo em um conjunto de subproblemas, podendo ser resolvido através das equações que relacionam as tensões entre dois nós de um alimentador de distribuição, com as potências equivalentes dos nós.

No início da década de 90, em [14] foi proposto um método que utiliza uma aproximação do método Gauss Z_{bus} , baseado no princípio da superposição aplicado às barras de tensão do sistema; desta forma, o cálculo da tensão irá possuir duas contribuições, uma oriunda do equivalente de injeção de corrente e a outra da alimentação subestação.

No método proposto em [15], o processo de resolução é iniciado a partir da subestação considerando cargas equivalentes do mesmo modo de [13]. Os métodos se diferem na primeira iteração, em que não são levadas em consideração as perdas das linhas. Outra diferença está no equacionamento, já que neste método é usado fluxo de corrente nos ramos.

Em 1995, foi sugerido em [16] um método desacoplado rápido para sistemas de distribuição. Com base na formulação proposta por [6], utiliza-se os fluxos de corrente nos ramos ao invés de utilizar as potências como proposto no método original. É utilizada uma matriz jacobiana aproximada, sendo realizada a inversão de matriz apenas uma vez, sendo possível diminuir o esforço computacional.

No artigo [17] foi apresentado um novo método de solução do fluxo de potência para redes de distribuição radiais com base no método de soma de potências. O método não possui nenhuma função trigonométrica e envolve apenas uma expressão algébrica das magnitudes de tensão. O problema do fluxo de carga é resolvido através do cálculo iterativo dos módulos de tensão das barras, em função da potência ativa e da potência reativa nos ramos. A diferença das perdas ativas e reativas em duas iterações subsequentes é o critério de convergência do método.

Em [18], foi apresentado um método para resolver o problema de fluxo de carga em redes distribuição válido para sistemas radiais e fracamente malhados. As tensões nos barramentos são consideradas como variáveis de estado. Foi utilizado o método *backward/forward sweep* modificado para aumentar a velocidade de convergência do método.

No ano de 2013, é proposto um método de cálculo de fluxo de carga Desacoplado Rápido aprimorado para sistemas de distribuição com alta relação R/X [19]. Este método é baseado em uma transformação de coordenadas na matriz Y para matriz Jacobiana no método de fluxo de carga. A maior vantagem deste método é o tempo computacional, que é reduzido em relação ao método de Newton-Rapshon.

Em 2015, surgiu [20] uma abordagem generalizada de normalização por unidade, denominado normalização complexa por unidade (*complex per unit normlization*, CPU), para melhorar o desempenho dos métodos fluxo de potência Desacoplado Rápido aplicados às redes de distribuição emergentes. Da mesma forma em [21], foi aplicado o procedimento de

normalização complexo por unidade ao fluxo de carga trifásico desacoplado. O mesmo método é utilizado em redes de distribuição com linhas que possuem altas relações R/X.

Uma abordagem proposta recentemente, em 2016, apresenta um relatório sobre como implementar o método de fluxo de carga Desacoplado Rápido com rotação do eixo para sistemas de distribuição [22]. O método também é efetivo para melhorar a convergência do método fluxo de carga Desacoplado Rápido em sistemas de distribuição com alta relação R/X.

Outra abordagem proposta em 2016, no qual apresenta uma comparação entre o método Desacoplado Rápido com rotação de eixo e o método de varredura “*Backward/Forward*” para resolver o fluxo de carga em sistemas de distribuição [23]. Ambos os métodos apresentaram bons resultados.

Em resumo pode-se dizer que ao longo dos anos, várias metodologias foram propostas baseadas no método *Backward/Forward Sweep* para cálculo de fluxo de potências de sistemas com topologia radial, observadas em [24]–[35]. Com contribuições significativas para o problema do fluxo de carga em redes de distribuição.

2.2 MODELAGEM DE CARGA

De acordo com [36] as cargas são representadas matematicamente da relação entre a tensão (magnitude e frequência) aplicada e a potência (ativa e reativa). Os estudos nos sistemas elétricos de potência são realizados em estado de regime permanente, os modelos de carga são considerados como dependentes da magnitude da tensão.

No fluxo de carga a modelagem de carga possui papel importante nos resultados finais. Em sistemas de distribuição, a qualidade dos resultados pode sofrer prejuízos pelo fato da representação das cargas não expressar a realidade. Em sistemas muito carregados, as cargas modeladas de forma incorreta podem fazer com que não haja convergência do fluxo de potência [37].

Tradicionalmente, a representação da carga em sistemas de distribuição é realizada por meio da combinação de três modelos, impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). A combinação desses modelos de cargas é conhecida como modelo “ZIP” [38].

2.2.1 Modelo Impedância Constante (Z)

O modelo impedância constante expressa a variação da potência proporcionalmente ao quadrado de desvios da tensão V_k do seu ponto de operação V_0 , como segue:

$$P_k = P_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^2 \quad (2.1)$$

$$Q_k = Q_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^2 \quad (2.2)$$

2.2.2 Modelo Corrente Constante (I)

Neste modelo, são expressas as variações na potência proporcionalmente aos desvios de tensão, demonstradas em:

$$P_k = P_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right) \quad (2.3)$$

$$Q_k = Q_0 \left(\frac{V_k}{V_0} \right) \quad (2.4)$$

2.2.3 Modelo Potência Constante (P)

O modelo potência constante expressa a variação de potência independente das variações de tensões, sendo:

$$P_k = P_0 \quad (2.5)$$

$$Q_k = Q_0 \quad (2.6)$$

2.2.4 Modelo Polinomial (ZIP)

Fisicamente, esse modelo significa a associação do comportamento da potência que flui para a carga com uma composição de 3 parcelas: uma parcela da carga representada por um modelo de impedância constante (a parcela α_*), uma parcela do modelo corrente constante (a parcela β_*) e uma parcela do modelo de potência constante (a parcela γ_*) [38].

Desta forma, as equações representam as potências ativas e reativas em função dos desvios das tensões, estabelecendo uma relação não linear entre essas grandezas como pode ser observado em

$$P_k = P_0 \left[\alpha_{zp} \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^2 + \beta_{lp} \left(\frac{V_k}{V_0} \right) + \gamma_{pp} \right] \quad (2.7)$$

$$Q_k = Q_0 \left[\alpha_{zq} \left(\frac{V_k}{V_0} \right)^2 + \beta_{lq} \left(\frac{V_k}{V_0} \right) + \gamma_{pq} \right] \quad (2.8)$$

2.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição possuem topologia predominantemente radial, conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, diferentes tipos de cargas, linhas normalmente sem transposição e com resistência elevada [39].

O fato de o sistema ser radial significa que existe apenas um caminho para o fluxo de potência entre a subestação (nó principal) e o consumidor (carga), como mostrado na Figura 2.1.

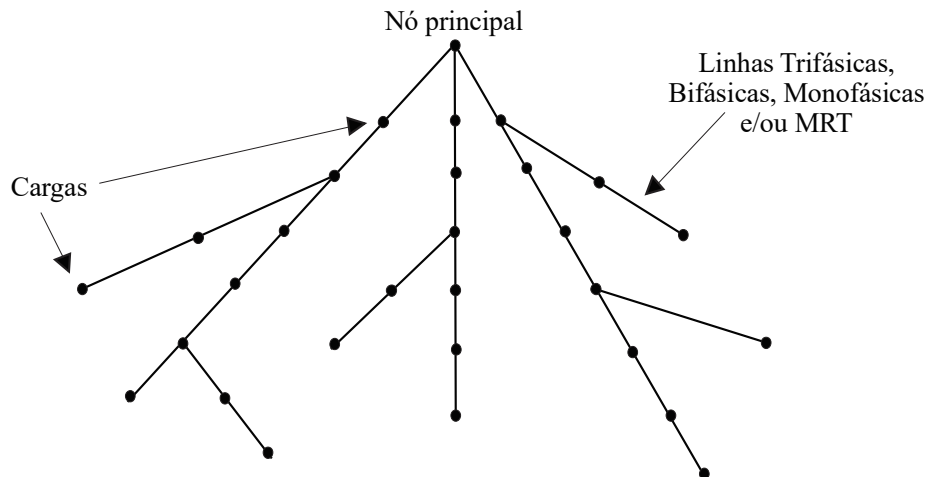


Figura 2.1 – Sistema Radial.

Fonte: [40].

Os sistemas de distribuição estão divididos em:

- Sistema de Subtransmissão;
- Sistema de Distribuição;
- Linhas de Distribuição Primária (Alimentadores de Distribuição);
- Transformadores de Distribuição;
- Linhas de Distribuição Secundária.

O sistema de subtransmissão pode ter configuração radial, radial com recurso, em anel ou reticulado.

As subestações de Distribuição são responsáveis por rebaixar a tensão da subtransmissão para média tensão. Para controlar a tensão, os transformadores possuem no lado de media tensão um regulador automático de tensão com tap variáveis do tipo LTC (*Load Tap Changer*), também podem possuir regulador de tensão na barra da subestação para condições de carga pesada [41].

Nos sistemas de distribuição é comum o uso de mais de um alimentador, sendo as barras interconectadas por chaves de manobra para caso necessário isolar falhas no sistema. Como mostrado na Figura 2.2.

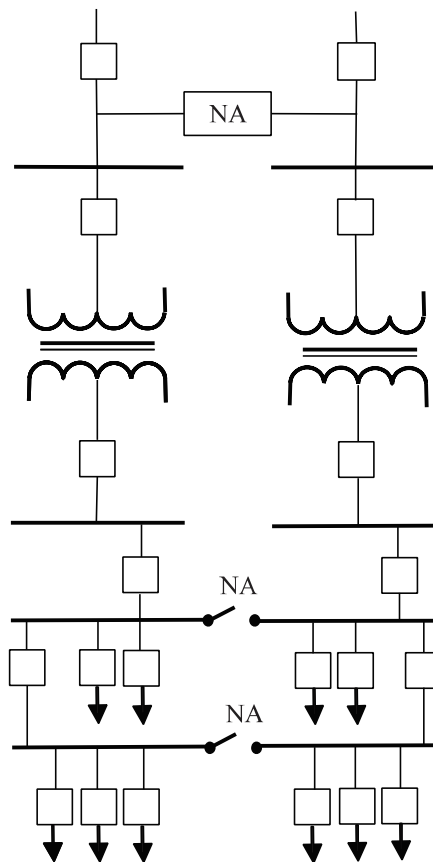


Figura 2.2 - Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.

Fonte: [42].

Os alimentadores do sistema de distribuição podem utilizar três tipos básicos de arranjo:

- Rede radial: configuração que tem como princípio básico a operação com uma única fonte de alimentação.
- Anel Aberto: nesta configuração são utilizadas diversas fontes de alimentação, cada caminho pode ser ativado em qualquer instante.
- Anel Fechado: realiza a alimentação por meio de dois alimentadores em anel fechado.

Um dos problemas dos alimentadores radiais é a baixa confiabilidade, para o aumentar a confiabilidade, é utilizado um laço primário, o qual provê duas formas de alimentação em cada transformador. Dessa forma, trecho da rede pode ser isolado sem interrupção, sendo que o tempo para localizar a falha e fazer o fechamento necessário para restaurar o serviço é reduzido ao mínimo possível, como já visto na Figura 2.2 [43].

A resistência das linhas do sistema de distribuição possui valores elevados, esses valores podem ser iguais ou maiores ao valor da reatância, fazendo com que a relação R/X possa chegar a valores superiores à unidade. Em alimentadores longos pode-se colocar reguladores de tensão com o intuito de garantir um perfil de tensão aceitável no final da rede [41]. A Tabela 2.1 mostra valores típicos da relação R/X das linhas em relação à tensão.

Tabela 2.1 - Relação típica R/X das linhas.

<i>kV</i>	<i>Relação R/X Típica</i>
500	0,06
400	0,08
345	0,10
230	0,14
138	0,61
69	0,97
34,5	1,24
13,8	1,31

Fonte: [44].

O sistema de distribuição possui altas relações R/X devido à falta de indutância mútua entre os circuitos que compõem a fase, e também à ausência de resistência equivalente por existir apenas um circuito por fase, devido isso, essas redes possuem resistência superior que o sistema de transmissão. Em sistemas de transmissão, a indutância mútua entre as fases aumenta o valor da reatância (X) e as fases dos circuitos em paralelo diminui o valor da resistência (R), o que faz esse sistema possuir pequena relação R/X .

As linhas em que se ligam os consumidores residenciais e comerciais são as linhas de distribuição secundárias. Essas ligações por serem monofásicas, bifásicas e trifásicas, podem provocar desequilíbrio de carga entre as fases do sistema. As concessionárias de energia elétrica contornam este desequilíbrio, distribuindo os consumidores de maneira mais uniforme possível entre fases. Praticamente não existem transposições nas redes de distribuição, devido às linhas possuírem pequeno comprimento, geralmente, menores que 50 km [41].

Os consumidores localizados nas extremidades dos ramais e distantes das subestações costumam ter valores de tensões precários ou críticos, isto é bastante comum em redes de distribuição rurais. Devido às perdas ao longo da linha, dificilmente é possível fornecer tensões com valores adequados.

Os sistemas de distribuição não possuem homogeneidade nas linhas, logo o fato de possuírem várias faixas de tensões faz com que o mesmo possua cabos com bitolas e comprimentos diferentes em cada valor de tensão. Em alguns casos dificulta a operação deste sistema.

2.2.1 Modificações no Fluxo de Potência em Redes Radiais de Distribuição com a Inserção de Geração Distribuída.

Com a inserção de GD, os sistemas de distribuição passam a ter vários pontos de geração. Se a geração distribuída estiver concentrada em determinado local, a distribuidora de energia pode considerar como uma segunda fonte de energia. Todavia, se a GD é composta, por exemplo, por milhares de painéis fotovoltaicos e/ou pequenos geradores eólicos não concentrados em apenas um local, é preciso analisar os impactos desses geradores na rede de distribuição, visto que o sistema elétrico não foi inicialmente projetado para essa situação [45].

No caso em que a energia do sistema é provida apenas de uma fonte, ou seja, da geração centralizada proveniente do sistema de transmissão, o fluxo de potência em um alimentador radial típico de distribuição é sempre unidirecional, da fonte em direção às cargas. Analisando a Figura 2.3, é possível modelar o comportamento de um sistema com essas características, o trecho 1-2 possui a maior quantidade de potência, pois é responsável pela alimentação das seis cargas representadas na figura. No trecho 2-3 o fluxo de potência é menor quando comparado ao trecho 1-2, pois precisa alimentar apenas quatro cargas. No último trecho, 3-4, a potência que flui pelo alimentador é apenas a necessária para alimentar as duas últimas cargas. Sistemas

com fluxo unidirecional de potência possuem facilidades em dimensionamento de transformadores e de seção dos condutores dos alimentadores.

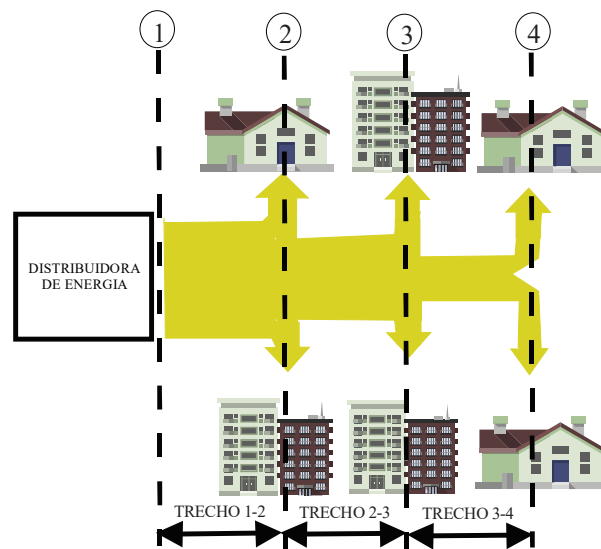


Figura 2.3 - Fluxo de potência de um alimentador radial de distribuição.

Fonte:[45].

Quando o sistema possui mais de uma fonte de energia, ou seja, a geração é composta por uma ou mais GD, a resolução do fluxo de potência se torna bem mais complexa, pois o fluxo de potência no sistema será bidirecional. Considerando que três consumidores realizam a instalação de painéis fotovoltaicos e pequenos geradores eólicos como na Figura 2.4. Assim, a GD atende à demanda da carga à qual está conectada e injeta o excedente de potência gerada na rede de distribuição, alimentando outras cargas do sistema. Nessa situação o fluxo de potência é bidirecional e a subestação em alguns casos pode até receber potência. Tal situação pode provocar diversos impactos na operação da rede de distribuição.

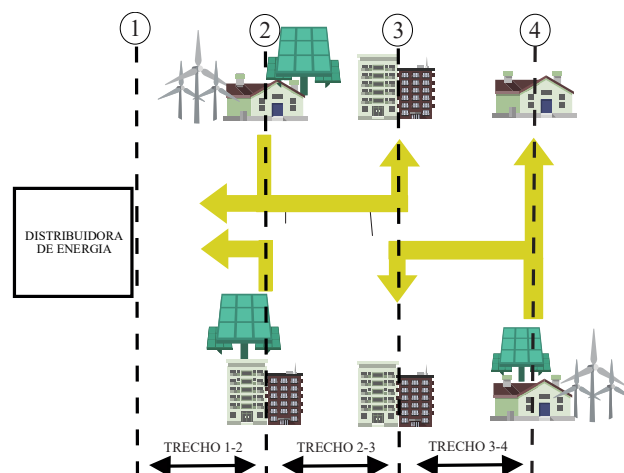


Figura 2.4 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com GD.

Fonte: [45].

2.3 FLUXO DE CARGA

O cálculo do fluxo de carga (ou fluxo de potência) em uma rede elétrica consiste essencialmente em determinar o estado da rede, a distribuição dos fluxos e algumas outras grandezas de interesse [46].

A formulação básica do fluxo de carga consiste em:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.9)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.10)$$

em que:

P_k : geração líquida (geração menos a carga) de potência ativa.

Q_k : injeção líquida de potência reativa.

V_m : módulo da tensão na barra m .

V_k : módulo da tensão na barra k .

G_{km} : condutância entre a barra k e a barra m .

B_{km} : susceptância entre a barra k e a barra m .

θ_{km} : abertura angular entre a barra k e a barra m .

O estado do sistema é determinado por um conjunto de equações não lineares, em que, os valores de (V, θ) aparecem de forma subentendida, portanto, é preciso um processo iterativo. A solução do problema deve atender:

$$\Delta P = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) \leq \epsilon_p \quad (2.11)$$

$$\Delta Q = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) \leq \epsilon_q \quad (2.12)$$

Os erros ϵ_p e ϵ_q são determinados conforme a exatidão exigida no problema de fluxo de potência.

2.3.1 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição Radial

O fato dos sistemas de transmissão e distribuição possuírem configurações diferentes, somado às grandes diferenças nas características elétricas das redes, como a diferença entre as

relações de R/X , fazem com que a maioria dos métodos utilizados para o cálculo de fluxo de potência nos sistemas de transmissão não sejam eficazes para os sistemas de distribuição. Alguns métodos tradicionais como o Newton-Raphson Desacoplado e o Newton-Raphson Desacoplado Rápido quando empregados nas redes de distribuição nem sempre obtém convergência, devido à razão R/X ser elevada e as tensões terminais do sistema possuírem valores de módulos distantes do barramento *slack*.

Durante muitos anos, vários métodos de fluxo de carga têm sido utilizados nas redes de distribuição, explorando as características topológicas radiais das redes o que facilita em cálculos matemáticos e não sendo necessária a formação de matrizes, o que representa um ganho computacional. O fluxo de potência em redes de distribuição com topologia radial pode ser calculado por métodos tais como soma das potências, soma das correntes.

(a) Método da soma das correntes

O cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais utilizando o método de soma de corrente começou a ser formalizado por [47], o qual foi projetado para ser utilizado em redes fracamente malhadas e na análise estática de redes radiais. O método de soma de corrente consiste primeiramente em, calcular as correntes requeridas pelas cargas com os valores de tensão obtidos até então pelo método (para o caso da primeira iteração, é possível utilizar uma solução aproximada ou perfil plano de tensões). Por meio de uma varredura retroativa dos nós finais em direção ao nó da subestação, são obtidos as correntes nas linhas com o somatório as correntes requeridas pelas cargas a jusante de cada linha. Em seguida, se utilizou essas correntes de linha para o cálculo da queda de tensão na rede, partindo da subestação em direção aos nós finais, e assumindo o nó da subestação como nó de referência angular com tensão constante. Esses procedimentos são repetidos até a convergência das tensões nos nós.

(b) Método da soma das potências

O método da soma das potências para cálculo do fluxo de potência e redes de distribuição radiais, foi desenvolvido na mesma época por mais de um pesquisador. Foram abordados em [6], [13], entre outros, com pequenas variações nas formulações. De forma similar ao método de soma das correntes, o método de soma de potência consiste em calcular

os fluxos de carga injetados pela rede em cada nó, por meio dos valores de tensão obtidos pelo método, no caso da primeira iteração é o mesmo arbitrado. Esse passo é realizado com uma varredura dos nós finais ao nó da subestação, ou seja, sentido carga a fonte. Posteriormente, os fluxos de carga são utilizados para o cálculo da queda de tensão nas linhas, a partir da subestação e em direção aos nós finais da rede de distribuição, assumindo o nó da subestação como nó de referência. Esses dois procedimentos são repetidos até a convergências.

A formulação do Método de soma de potência consiste em: na etapa para trás (*Backward sweep*), é realizado o cálculo das injeções de potência equivalente em cada barra do sistema, que corresponde à soma das cargas da própria barra, das cargas alimentadas pela barra e das perdas. As potências equivalentes são calculadas por:

$$P_k^{eq} = P_k + \sum_{b \in B_k} P_b + \sum_{l \in D_k} P_l^{perdas} \quad (2.13)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum_{b \in B_k} Q_b + \sum_{l \in D_k} Q_l^{perdas} \quad (2.14)$$

Em quem:

P_b, Q_b : representa respectivamente as cargas ativa e reativa alimentadas pela barra b ;

$P_l^{perdas}, Q_l^{perdas}$ são respectivamente as perdas ativa e reativa das linhas alimentadas pela barra k ;

B_k são as barras alimentadas pela barra k ;

D_k são as linhas alimentadas pela barra k .

Os cálculos das perdas de potência ativa e reativa são realizados por:

$$P_{km}^{perdas} = r_{km} \cdot (P_m^2 + Q_m^2) / V_m^2 \quad (2.15)$$

$$Q_{km}^{perdas} = x_{km} \cdot (P_m^2 + Q_m^2) / V_m^2 \quad (2.16)$$

Após serem calculadas as injeções de potência equivalente em todas as barras, é realizada a varredura para frente (*Forward sweep*), em que os módulos das tensões nas barras são atualizados da barra da subestação até as barras dos terminais, como segue:

2.3.2.1 Método de Newton – Raphson para Solução do Fluxo de Potência

De forma resumida será mostrado o desenvolvimento do método de Newton-Raphson para a solução de fluxo de potência.

Para resolver o problema de fluxo de potência são usados os resíduos das injeções de potência como a função $F(x)$ e Δx como as tensões e os ângulos. A resolução desse problema é encontrar uma solução com base em:

$$\Delta P = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \quad (2.20)$$

$$\Delta Q = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad (2.21)$$

É utilizada a série de Taylor para expandir os termos ΔP e ΔQ até segunda ordem, em torno da tensão (V) e ângulo (θ), conforme mostrado a seguir:

$$\Delta P(V', \theta') \cong \Delta P(V, \theta) - H\Delta\theta - N\Delta V \quad (2.22)$$

$$\Delta Q(V', \theta') \cong \Delta Q(V, \theta) - M\Delta\theta - L\Delta V \quad (2.23)$$

em que:

$$V' = V + \Delta V \quad (2.24)$$

$$\theta' = \theta + \Delta\theta \quad (2.25)$$

As sub - matrizes da Jacobiana são definidas da seguinte forma:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad (2.26)$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (2.27)$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (2.28)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (2.29)$$

O fluxo de potência tem como objetivo zera os resíduos em (V', θ') , dessa forma se tem:

$$0 \cong \Delta P(V, \theta) - H\Delta\theta - N\Delta V \quad (2.30)$$

$$0 \cong \Delta Q(V, \theta) - M\Delta\theta - L\Delta V \quad (2.31)$$

Logo, é possível formular o problema do fluxo de potência utilizando as sub - matrizes da Jacobiana do seguinte modo:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Os valores de $\Delta\theta$ e ΔV serão encontrados de forma iterativa através do método de Newton-Raphson, até que se obedeça um critério de parada.

2.3.3. Método Desacoplado Rápido

Apesar do método de Newton–Raphson ser eficiente para a resolução do fluxo de potência, o mesmo demanda muito esforço computacional. Devido isso, Stott e Alsac [8] aproveitando o fraco acoplamento entre a potência ativa e a tensão, e a potência reativa e o ângulo, formulou o método Desacoplado Rápido. O mesmo possui boa taxa de convergência relativamente e demanda menos esforço computacional que o método de Newton-Raphson. Isto é possível porque no método Desacoplado Rápido não é preciso atualizar as matrizes a cada iteração, como é feito no método Newton – Raphson.

O método de Desacoplado Rápido foi desenvolvido a partir do método de Newton-Raphson Desacoplado, utilizando o mesmo algoritmo, porém, as matrizes H' e L' são substituídas por aproximações constantes.

A formulação das matrizes H' e L' após serem derivadas é dada por:

$$H'_{km} = V_{km} (G_{km} \sin\theta_{km} - B_{km} \cos\theta_{km}) \quad (3.32)$$

$$L'_{km} = (G_{km} \sin\theta_{km} - B_{km} \cos\theta_{km}) \quad (3.33)$$

$$H'_{kk} = -(Q_k + B_{kk}V_k^2)/V_k \quad (3.34)$$

$$L'_{kk} = (Q_k - B_{kk}V_k^2)/V_k^2 \quad (3.35)$$

No método Desacoplado Rápido, [12] propôs algumas aproximações nas equações (3.32) à (3.35) [8]:

1. $\cos\theta_{km}$ é muito próximo de 1;
2. B_{km} é muito maior que $G_{km}\cos\theta_{km}$;
3. $B_{kk}V_k^2$ é muito maior que Q_k ;

As duas primeiras afirmações são mais observadas em redes de extra - alta tensão, que possui pequenas relações R/X . A última afirmação é devido as reatâncias séries ser muito menores que as reatâncias shunt.

Com essas aproximações as expressões (3.32) a (3.35) se tornam:

$$H'_{kk} \cong -V_k B_{kk} \quad (3.36)$$

$$H'_{km} \cong -V_m B_{km} \quad (3.37)$$

$$L'_{kk} = -B_{kk} \quad (3.38)$$

$$L'_{km} = -B_{km} \quad (3.39)$$

consideram-se as tensões próximas da unidade. Também, foi observado que quando as resistências são desconsideradas o Método Desacoplado Rápido tem bom desempenho. Após essas aproximações, as matrizes B' e B'' do método Desacoplado Rápido BX dado por:

$$B'_{kk} = -B_{kk} \quad (3.40)$$

$$B'_{km} = B_{km} \quad (3.41)$$

$$B''_{kk} = \sum_{k \neq m} \frac{1}{x_{km}} \quad (3.42)$$

$$B''_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \quad (3.43)$$

Então, o algoritmo completo do Método Desacoplado Rápido é dado por:

$$\Delta P(V, \theta) = B' \Delta \theta \quad (3.44)$$

$$\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta \theta \quad (3.45)$$

$$\Delta Q(V, \theta^{i+1}) = B'' \Delta V \quad (3.46)$$

$$V^{i+1} = V^i + \Delta V \quad (3.47)$$

As matrizes B' e B'' estão muito próximas das matrizes H' e L' no ponto “*flat start*”. Estas matrizes dependem apenas dos parâmetros da rede, mantêm a estrutura das matrizes H e L , são simétricas, semelhante a matriz susceptância da rede, porém B' não possui as equações das barras PV e $V\theta$. A matriz B'' é formada ignorando as resistências das linhas, porque esta sendo utilizado o método BX.

2.3.4 Newton Constante 3 Passos

A ideia proposta no método Newton Constante 3 Passos surge do método de Newton-Raphson com matrizes constantes, porém resolvido em forma desacoplada. Este método utiliza as mesmas aproximações do método Desacoplado Rápido, o qual na primeira iteração os valores das matrizes N e M da jacobiana, apresentados (3.48) a (3.51), possuem valores iguais aos das condutâncias das linhas (G), considerando a tensão igual à unidade e ângulo igual a zero, [48] [49]. Como pode ser observado em

$$N'_{km} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.48)$$

$$M'_{km} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.49)$$

$$N'_{kk} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.50)$$

$$M'_{kk} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.51)$$

$$N'_{kk} = G_{kk} \quad (3.52)$$

$$N'_{km} = G_{km} \quad (3.53)$$

$$M'_{kk} = -G_{kk} \quad (3.54)$$

$$M'_{km} = -G_{km} \quad (3.55)$$

Dessa forma, a matriz Jacobiana na primeira iteração pode ser expressa como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B' & G' \\ G'' & B'' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

O algoritmo do Newton Constante 3 Passos é dado por:

1. *Passo: Primeira correção do ângulo*

$$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P(V, \theta) \quad (3.56)$$

2. *Passo: Correção da tensão*

$$\Delta V = [B'']^{-1} [\Delta Q(V, \theta) - G'' \Delta \theta_H] \quad (3.57)$$

3. *Passo: Correção adicional do ângulo*

$$\Delta \theta_N = -[B']^{-1} G' \Delta V \quad (3.58)$$

$$\Delta \theta = \Delta \theta_N + \Delta \theta_H \quad (3.59)$$

$$V \leftarrow V + \Delta V \quad (3.60)$$

$$\theta \leftarrow \theta + \Delta \theta \quad (3.61)$$

O método Newton Constante 3 Passos possui ótimo desempenho quando aplicado em sistemas que possuem relação R/X altas e baixas tensões, como os sistemas de distribuição, isso será verificado nos testes. Os resíduos ΔP e ΔQ não são normalizados pela tensão. Foi observado que devido as tensões do sistema de distribuição serem baixas, a normalização atrapalha no processo de convergência.

2.3.5 Primal 3 Passos

O método Primal 3 Passos utiliza as mesmas equações do Newton Constante 3 Passos, com diferença na equação do segundo passo. Não se utiliza a matriz condutância multiplicada pelo o incremento do ângulo. Dessa forma é possível observar o quanto esses termos auxiliam na convergência do fluxo de potência.

Nesse método, o ângulo é atualizado no primeiro passo, assim como no método Desacoplado Rápido. Dessa forma o ΔQ é calculado utilizando a primeira correção do ângulo, diferente do Newton Constante 3 Passos, porém, também é realizada a correção adicional do ângulo.

A Formulação do algoritmo do Primal 3 Passos é dada por:

1. Passo: Primeira correção do ângulo

$$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P(V, \theta) \quad (3.62)$$

$$\theta \leftarrow \theta + \Delta \theta_H \quad (3.63)$$

2. Passo: Correção da tensão

$$\Delta V = [B'']^{-1} [\Delta Q(V, \theta)] \quad (3.64)$$

3. Passo: Correção adicional do ângulo

$$\Delta \theta_N = -[B']^{-1} G' \Delta V \quad (3.65)$$

$$V \leftarrow V + \Delta V \quad (3.66)$$

$$\theta \leftarrow \theta + \Delta \theta_N \quad (3.67)$$

2.3.6 Exercício Motivacional

Como exemplo motivacional, foi resolvida de forma analítica uma iteração de um sistema de duas barras com alta relação R/X utilizando os métodos Newton Constante 3 Passos, Primal 3 Passos e Desacoplado Rápido respectivamente. Dessa forma, é possível validar o

desempenho dos métodos em sistema com essa característica. Na Figura 2.5 é ilustrado o sistema utilizado no exercício, posteriormente, a Tabela 2.2 apresenta os dados do sistema.

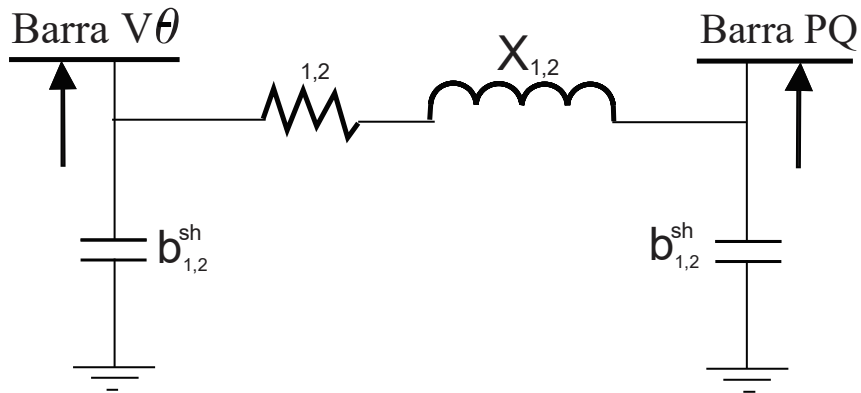


Figura 2.5 - Sistema de duas barras.

Tabela 2.2 - Dados do sistema teste de duas barras.

<i>Dados das Barras (pu)</i>					
<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>P</i>	<i>Q</i>	<i>V</i>	<i>θ</i>
1	<i>Vθ</i>	-	-	1,0	0.0
2	<i>PQ</i>	-0,10	-0,04	-	-
<i>Dados da Linha (pu)</i>					
<i>Linha</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>b^{sh}</i>		
1-2	0,2	0,1	0,02		

- **Matrizes do sistema**

$$G = \frac{r}{r^2 + x^2}$$

$$B = -\frac{x}{x^2 + r^2}$$

$$Y = G + jB$$

$$Y = \begin{bmatrix} 4 & -4 \\ -4 & 4 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -1,98 & 2 \\ 2 & -1,98 \end{bmatrix}$$

$$B' = \begin{bmatrix} 2 & -2 \\ -2 & 2 \end{bmatrix}$$

$$B'' = \begin{bmatrix} 9,96 & -10 \\ -10 & -9,96 \end{bmatrix}$$

(a) Newton Constante 3 Passos

Passo 1 - Calcular as potências ativas das barras

$$P_2 = V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21})$$

$$P_2 = 1^2 \cdot 4 + 1.1(-4 \cdot \cos 0 + 2 \cdot \sin 0)$$

$$P_2 = 0$$

Passo 2 - Calcular os resíduos de potência ativa das barras

$$\Delta P_2 = P_2^{esp} - P_2^{calc}$$

$$\Delta P_2 = -0,1 - 0$$

$$\Delta P_2 = -0,1$$

Passo 3 - Calcular os incrementos dos ângulos

$$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P_2$$

$$\Delta \theta_H = 2^{-1} \cdot -0,1$$

$$\Delta \theta_H = -0,05$$

Passo 4 - Calcular as potências reativas das barras

$$Q_2 = -V_2^2 B_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21})$$

$$Q_2 = -1^2 \cdot -1,98 + 1.1(-4 \cdot \sin 0 - 2 \cdot \cos 0)$$

$$Q_2 = -0,02$$

Passo 5 - Calcular os resíduos de potências reativas das barras

$$\Delta Q_2 = Q_2^{esp} - Q_2^{calc}$$

$$\Delta Q_2 = -0,04 - (-0,02)$$

$$\Delta Q_2 = -0,02$$

Passo 6 – Calcular os incremento das tensões

$$\Delta V = [B'']^{-1}[\Delta Q(V, \theta) - G''\Delta\theta_H]$$

$$\Delta V = 9,96^{-1}[-0,02 - 0,2]$$

$$\Delta V = -0,0221$$

Passo 7 - Calcular os incrementos adicionais dos ângulos

$$\Delta\theta_N = -[B']^{-1}G'\Delta V$$

$$\Delta\theta_N = -2^{-1}.4.-0,0221$$

$$\Delta\theta_N = 0,0442$$

$$\Delta\theta = \Delta\theta_N + \Delta\theta_H$$

$$\Delta\theta = -0,0058$$

Passo 8 - Atualizar tensões e ângulos

$$V'_2 = V_2^0 + \Delta V$$

$$V'_2 = 1 - 0,0221$$

$$V'_2 = 0,9779$$

$$\theta'_2 = \theta_2^0 + \Delta\theta$$

$$\theta'_2 = 0 + (-0,0058)$$

$$\theta'_2 = -0,0058$$

Usando o V'_2 e θ'_2 calculados anteriores, é calculado as potências ativas e potências reativas na barra 2, e logo após, os resíduos.

$$P_2 = -0,0977$$

$$Q_2 = -0,0395$$

$$\Delta P_2 = -0,0023$$

$$\Delta Q_2 = -0,0005$$

Como pode ser observado, na primeira iteração os resíduos possuem valores baixos, o que comprova o bom desempenho do método para sistemas com alta relação R/X.

(b) Primal 3 Passos

Passo 1 - Calcular as potências ativas das barras

$$P_2 = V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21})$$

$$P_2 = 1^2 \cdot 4 + 1.1(-4 \cdot \cos 0 + 2 \cdot \sin 0)$$

$$P_2 = 0$$

Passo 2 - Calcular os resíduos de potência ativa das barras

$$\Delta P_2 = P_2^{esp} - P_2^{calc}$$

$$\Delta P_2 = -0,1 - 0$$

$$\Delta P_2 = -0,1$$

Passo 3 – Calcular os primeiros incrementos dos ângulos e atualizar os ângulos

$$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P_2$$

$$\Delta \theta_H = 2^{-1} \cdot -0,1$$

$$\Delta \theta_H = -0,05$$

$$\theta'_2 = \theta_2^0 + \Delta \theta_H$$

$$\theta'_2 = 0 + (-0,05)$$

Passo 4 - Calcular as potências reativas das barras

$$Q_2 = -V_2^2 B_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21})$$

$$Q_2 = -1^2 \cdot -1,98 + 1.1(-4 \cdot \sin(-0,05) - 2 \cdot \cos(-0,05))$$

$$Q_2 = 0,1824$$

Passo 5 - Calcular os resíduos de potências reativas das barras

$$\Delta Q_2 = Q_2^{esp} - Q_2^{calc}$$

$$\Delta Q_2 = -0,04 - 0,1824$$

$$\Delta Q_2 = -0,222$$

Passo 6 – Calcular os incremento das tensões

$$\begin{aligned}\Delta V &= [B'']^{-1}[\Delta Q(V, \theta)] \\ \Delta V &= 9,96^{-1}[-0,2224] \\ \Delta V &= -0,0223\end{aligned}$$

Passo 7 – Calcular os segundos incrementos dos ângulos

$$\begin{aligned}\Delta \theta_N &= -[B']^{-1}G'\Delta V \\ \Delta \theta_N &= -2^{-1}.4.-0,0223 \\ \Delta \theta_N &= 0,0447\end{aligned}$$

Passo 8 - Atualizar tensões e ângulos

$$\begin{aligned}V'_2 &= V_2^0 + \Delta V \\ V'_2 &= 1 - 0,0223 \\ V'_2 &= 0,9773 \\ \theta'_2 &= \theta_2' + \Delta \theta_N \\ \theta'_2 &= -0,05 + 0,0447 \\ \theta'_2 &= -0,0053\end{aligned}$$

Cálculo das potências ativas e potências reativas na barra 2, e logo após, os resíduos.

$$\begin{aligned}P_2 &= -0,0976 \\ Q_2 &= -0,0374 \\ \Delta P_2 &= -0,0024 \\ \Delta Q_2 &= -0,0026\end{aligned}$$

Conclui-se que o Método Primal 3 Passos também possui bom desempenho em sistema com alta relação R/X, porém ainda é inferior ao método Newton Constante 3 Passos. O produto da matriz condutância multiplicada pelo o incremento do ângulo auxiliar na redução dos resíduos, principalmente ΔQ .

(c) Desacoplado Rápido

Passo 1 - Calcular as potências ativas das barras

$$P_2 = V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21})$$

$$P_2 = 1^2 \cdot 4 + 1.1(-4 \cdot \cos 0 + 2 \cdot \sin 0)$$

$$P_2 = 0$$

Passo 2 - Calcular os resíduos de potência ativa das barras

$$\Delta P_2 = P_2^{esp} - P_2^{calc}$$

$$\Delta P_2 = -0,1 - 0$$

$$\Delta P_2 = -0,1$$

Passo 3 - Calcular os incrementos dos ângulos e atualizar os ângulos

$$\Delta \theta = [B']^{-1} \Delta P_2$$

$$\Delta \theta = 2^{-1} \cdot -0,1$$

$$\Delta \theta = -0,05$$

$$\theta'_2 = \theta_2^0 + \Delta \theta$$

$$\theta'_2 = 0 + (-0,05)$$

$$\theta'_2 = -0,05$$

Passo 4 - Calcular as potências reativas das barras

$$Q_2 = -V_2^2 B_{22} + V_2 V_1 (G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21})$$

$$Q_2 = -1^2 \cdot -1,98 + 1.1(-4 \cdot \sin(-0,05) - 2 \cdot \cos(-0,05))$$

$$Q_2 = 0,1824$$

Passo 5 - Calcular os resíduos de potências reativas das barras

$$\Delta Q_2 = Q_2^{esp} - Q_2^{calc}$$

$$\Delta Q_2 = -0,04 - 0,1824$$

$$\Delta Q_2 = -0,2224$$

Passo 6 – Calcular os incremento das tensões

$$\Delta V = [B'']^{-1}[\Delta Q(V, \theta)]$$

$$\Delta V = 9,96^{-1}[-0,2224]$$

$$\Delta V = -0,0223$$

Passo 6 – Atualizar as tensões

$$V'_2 = V_2^0 + \Delta V$$

$$V'_2 = 1 - 0,0223$$

$$V'_2 = 0,9777$$

Usando o V'_2 e θ'_2 calculados anteriores, é calculado os potências ativas e potências reativas na barra 2, e logo após, os resíduos.

$$P_2 = -0,1802$$

$$Q_2 = -0,0239$$

$$\Delta P_2 = -0,0802$$

$$\Delta Q_2 = -0,0161$$

Neste exemplo apresentada na tabela 2.2 é possível notar que o Desacoplado Rápido possui desempenho bem inferior aos outros métodos observados em sistemas com alta relação R/X. Após a primeira iteração o mesmo tem resíduos superiores aos demais métodos.

Na Tabela 2.3 é mostrado todas equações dos métodos desacoplados apresentados anteriormente.

Tabela 2.3 – Equações dos métodos desacoplados

	Desacoplado Rápido	Primal 3 Passos	Newton Constante 3 Passos
1 Passo	$\Delta P(V, \theta) = B' \Delta \theta$ $\theta^{i+1} = \theta^i + \Delta \theta$	$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P(V, \theta)$	$\Delta \theta_H = [B']^{-1} \Delta P(V, \theta)$ $\theta \leftarrow \theta + \Delta \theta_H$
2 Passo	$\Delta Q(V, \theta^{i+1}) = B'' \Delta V$ $V^{i+1} = V^i + \Delta V$	$\Delta V = [B'']^{-1}[\Delta Q(V, \theta) - G'' \Delta \theta_H]$	$\Delta V = [B'']^{-1}[\Delta Q(V, \theta)]$

3 Passo	Não Possui	$\Delta\theta_N = -[B']^{-1} G' \Delta V$ $\Delta\theta = \Delta\theta_N + \Delta\theta_H$ $V \leftarrow V + \Delta V$ $\theta \leftarrow \theta + \Delta\theta$	$\Delta\theta_N = -[B']^{-1} G' \Delta V$ $V \leftarrow V + \Delta V$ $\theta \leftarrow \theta + \Delta\theta_N$
----------------	------------	--	---

2.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados a formulação de alguns métodos utilizados para resolver o problema do fluxo de potência, sendo eles: método da soma das correntes, método da soma das potências, Newton-Raphson, Newton-Raphson Desacoplado Rápido, Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos.

Os sistemas de distribuição possuem topologias tipicamente radial e linhas com altas relações R/X, neste capítulo foram apresentados detalhes sobre as características desses sistemas.

É cada vez mais comum a presença de geração distribuída em redes de distribuição, devido a isso, o capítulo 2 apresentou as mudanças que esses geradores causam nestas redes, sendo uma no fluxo de potência, que passa a ser bidirecional.

Capítulo 3

OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 INTRODUÇÃO

A operação do sistema não se restringe unicamente ao serviço do operador no momento que ocorre a contingência no sistema. Para manter o sistema em perfeitas condições de operação, existe toda uma infraestrutura que dá apoio aos Centros de Operação.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) definiu os procedimentos operativos do sistema de distribuição.

O objetivo da ANEEL é estabelecer os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição, desta forma, as distribuidoras e outros agentes, englobando os agentes de transmissão detentores das Demais Instalações de Transmissão (DIT), que as instalações não pertencem à rede de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), possam formular os planos e programas operacionais dos sistemas de distribuição, que inclui previsão de carga, programação de intervenções em instalações, controle da carga em situação de contingência ou emergência, controle de qualidade do suprimento de energia elétrica e coordenação operacional dos sistemas [50].

Esses procedimentos estabelecem a uniformidade nos processos operacionais para que exista um bom relacionamento operacional entre os centros de despacho de geração distribuída, os centros de operação das empresas transmissoras e os centros de operação das distribuidoras. Assim, é possível determinar os parâmetros mínimos de comunicação por voz e de dados entre os órgãos de operação dos demais agentes envolvidos.

3.2 ESTADOS DE OPERAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA

Identificar os possíveis tipos de estados que o sistema de energia elétrica está operando, permite tomar a decisão sobre a estratégia de controle mais adequada a ser efetuada. Com base nesse conhecimento, é possível tomar decisões preventivas e corretivas, no sentido de mitigar

os riscos inerentes ao ponto operativo em questão, ou ações restaurativas com o objetivo de recompor o sistema a um nível normal de operação [51].

As restrições relativas à carga, limites operativos e de segurança, são as condições do sistema de energia elétrica que determinam os estados de operação. O atendimento a algumas restrições significa que :

- Restrições de Carga: que toda a carga está sendo atendida.
- Restrições de Operação: que o ponto operativo do SEP não extrapola nenhum limite pré-estabelecido (limites físicos de equipamentos, limites que expõem o sistema a uma degradação, tais como instabilidade eletromecânica ou de tensão e entre outros).
- Restrições de Segurança: expressam as restrições de carga e de operação citadas anteriormente, porém, é considerado uma possível situação de contingência no sistema para ocorrência prevista e pré-cadastradas.

O atendimento ou violação das restrições de carga, de operação e de segurança classificam os Estados de Operação como [46], [52]:

- Estado Normal: o sistema está intacto, toda a carga está sendo atendida e nenhum equipamento tem limites violados. Esse estado de operação pode ser subdividido em:
 - Normal Seguro: mesmo que o sistema sofra alguma contingência prevista, o mesmo permanecerá normal. Neste estado, todas as restrições, de carga, de operação e de segurança, estão sendo atendidas.
 - Normal Inseguro (Alerta): neste estado, mesmo estando atendendo toda a carga e sem ultrapassar os limites dos equipamentos, caso ocorra uma contingência prevista, a mesma poderá tirar o sistema do estado normal. Então, neste estado, as restrições de segurança não estão sendo atendidas.
- Estado de Emergência: mesmo com toda a carga sendo atendida, o sistema está com um ou mais limites de operação violados (carregamentos de linhas de transmissão e transformadores, desligamentos intempestivos de equipamentos do sistema ou até mesmo variação da carga). Pode ocorrer que algumas contingências agravem ou causem outras violações de limites, contudo, somente as restrições de carga são atendidas neste estado.
- Estado Restaurativo: no estado restaurativo parte ou toda carga não está sendo atendida e/ou existe ilhamentos no sistema. Esse estado pode ser causado por desligamentos em cascata ou pela atuação de esquemas de emergência que desligam

de forma proposital parte da carga para preservar o restante do sistema. Todas as restrições estão sendo violadas neste estado.

Observe-se que os estados de operação estática sumarizados acima foram definidos com foco no sistema como um todo e com alguma ênfase nos sistemas de transmissão. No caso de sistemas de distribuição, em que a topologia típica de operação é a radial, a análise de contingências para avaliar a segurança perante saída (perda) de linhas (alimentadores) se torna uma tarefa inútil, porque sempre estas situações levarão a perda de carga (estado restaurativo).

3.3 FASES DE OPERAÇÃO

A operação do sistema de distribuição é dividida em três fases, sendo classificadas como: pré-operação, operação em tempo real e pós-operação.

3.3.1 Pré-operação

N pré-operação é realizada a análise e liberação das programações de intervenções para realização de manutenções e obras solicitadas pelas áreas das distribuidoras de energia elétrica e outros agentes do SIN.

Todos os procedimentos relacionados à operação estão contidos em instruções técnicas, com o objetivo de garantir a precisão das manobras e minimizar o risco, aumentando a confiabilidade da operação do sistema. Uma equipe especializada dentro da área de pré-operação é responsável pela elaboração desses normativos [53].

3.3.2 Operação em Tempo Real

A operação em tempo real é responsável pelas atividades diretas na operação, como: controle de tensão, controle de intervenções, monitoramento de intercâmbios entre áreas, monitoramento de carga e frequência, entre outras funções [53].

Ao longo de uma ocorrência são acionados: o operador do sistema, o operador de rede, o operador de subestação e as equipes disponibilizadas para realizar manutenção. Os operadores de rede e de subestação inspecionam e efetuam as manobras nos equipamentos da rede de distribuição (linhas e equipamentos usados na rede de distribuição) e da subestação.

As decisões do operador devem ser tomadas de forma segura e rápida para minimizar ou erradicar a falta de fornecimento de energia elétrica, através de telecomandos em subestações automatizadas ou por meio de orientações para execução de manobras das equipes para recompor o sistema, isto é, realizar os procedimentos para preservar o sistema operando em perfeitas condições, com a finalidade de atender os requerimentos de confiabilidade e qualidade. O operador desempenha um papel muito importante, porque a rapidez do restabelecimento de energia depende diretamente da atuação.

Independente da situação do sistema, energizado ou desenergizado, em situação normal ou em contingência, o operador do sistema decide quais ações devem ser adotadas pelos operadores de subestação e de rede: autorizar ou não autorizar a realização de trabalhos em equipamentos do sistema, solicitar a abertura e fechamento em disjuntores e religadores da distribuidora, da transmissora e do ONS.

3.3.3 Pós–operação

As tarefas posteriores a uma falta de energia no sistema são realizadas pela pós-operação. Esse departamento tem o objetivo de buscar melhoria contínua no serviço de entrega de energia, na segurança para os operadores, na melhoria da qualidade de serviço e nos índices de desempenhos, de modo a evitar possíveis multas aplicadas pela ANEEL [54].

A ANEEL estabelece que as concessionárias devam possuir um índice de continuidade de fornecimento de energia elétrica. Caso a distribuidora de energia elétrica não cumpra os índices na qualidade de serviço de energia elétrica, estará sujeita a pagamento de multa.

A pós-operação é o setor em que são sugeridas melhorias na operação do sistema, através das análises das ocorrências e perturbações, cálculos dos indicadores de qualidade, avaliação do desempenho da empresa e o local que são detectados os problemas. Essa fase consiste na identificação da origem, da causa, da propagação e das consequências ocasionadas pelas oscilações que ocorrem no sistema.

3.4 OPERAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM EMERGÊNCIA

Em sistema de distribuição de energia elétrica não é possível realizar análises de contingências, pois na ocorrência de uma falha o tempo que o sistema leva para se restaurar é

bastante elevado. Em casos que a falha acontece em zonas rurais, essa demora pode chegar a horas ou até mesmo dias.

As análises em sistemas de distribuição são relacionadas à operação em emergência, devido a estes sistemas permanecerem em estado restaurativo por bastante tempo. Como dito anteriormente, a operação em emergência de uma rede de distribuição é caracterizada pelo não atendimento das condições nominais, com sobrecargas em linhas e transformadores e/ou sub/sobre tensões.

No decorrer do capítulo serão explanadas algumas situações em que o sistema de distribuição não está operando em estado normal.

3.4.1 Contingências em Redes de Distribuição em Áreas Rurais

As contingências que ocorrem em redes de distribuição rurais podem ser provocadas por diversos motivos, como por exemplo: descarga atmosférica, abarrotamento de poste, árvore nas redes e entre outros.

As descargas atmosféricas podem ocorrer nos cabos ou em outros equipamentos da linha, como isoladores. Os alimentadores das redes de distribuição rurais podem estar protegidos por chaves fusíveis ou chaves religadoras, dependendo da quantidade de consumidores conectados ao mesmo.

Em ramais pequenos com poucos consumidores, os alimentadores estão protegidos apenas por chaves fusíveis. Desta forma, uma descarga atmosférica causa a saída da linha, deixando os consumidores sem fornecimento. Isso ocorre porque este tipo de chaves fusíveis não tem a funcionalidade de realizar religamentos.

Ramais grandes, em que estão conectados vários consumidores, os alimentadores geralmente são protegidos por chaves fusíveis religadoras. O funcionamento dessas chaves é da seguinte forma: com a ocorrência de um surto, o primeiro estágio da chave abre, ou seja, rompe o primeiro elo fusível, ativando automaticamente o segundo estágio, caso necessário é ativado de forma automática o terceiro estágio em tentativas de restabelecer o sistema.

Nem sempre as descargas atmosféricas provocam saídas de linhas, podem apenas aumentar a corrente nos alimentadores, sendo a mesma religada no segundo ou terceiro estágios das chaves religadoras. Como também, essas descargas podem interromper o fornecimento de energia elétrica aos consumidores que estão à jusante do local da contingência, quando a mesma provoca rompimento do cabo [8].

Na ocorrência de contingências em redes de distribuição rurais, a operação do sistema pode ocorrer de duas formas distintas. Em casos que o alimentador possui religador, o operador do sistema identifica a falha do centro de operação, sendo possível religar o sistema de forma automática. O religador desarma emitindo um sinal de alerta com tentativas de restabelecer o sistema, se a anomalia for temporária, a energia é restabelecida em instantes. Em situações em que as linhas que não possuem religadores, a comunicação da falha com o centro de operação é realizada através de informações enviadas pelos consumidores atingidos.

Após ter o conhecimento da anomalia, o centro de operação envia uma equipe capacitada até o local para realizar a manutenção e corrigir a falha. Em redes de distribuição rurais as equipes podem demorar horas ou até dias para encontrar o defeito e restabelecer o sistema.

Se os alimentadores possuírem chave fusível ou chaves religadoras a equipe enviada realiza a substituição das mesmas e tentar restabelecer o sistema. Se o sistema não pode ser reestabelecido, a falha é considerada permanente, que geralmente são causadas por cabos rompidos e/ou árvores na rede. Em falhas permanentes a equipe percorre o alimentador até encontrar o defeito, para realizar a manutenção e reestabelecer o sistema.

As contingências em alimentadores rurais nem sempre interferem diretamente nas tensões do sistema, por estes alimentadores possuírem poucas cargas. Entretanto, as tensões de operação nestes alimentadores são normalmente baixos devido ao comprimento dos mesmos, frequentemente causando subtensões, o que caracteriza uma operação em emergência.

O não fornecimento de energia de forma súbita pode causar danos a equipamentos elétricos. Os componentes eletrônicos presentes nesses equipamentos são sensíveis a variações de tensões. Porém, os maiores danos aos equipamentos são causados quando o sistema é reestabelecido. Durante a falta de fornecimento de energia alguns consumidores desligam as suas cargas da rede, desta forma, parte das cargas estão conectada à rede, e outra a parte das cargas desconectadas da rede, com isso, no reestabelecimento do sistema as tensões podem possuir valores elevados.

Alimentadores rurais que possuem chaves normalmente abertas (religadores ou chaves faca), no acontecimento de uma contingência, poucos consumidores são afetados. O sistema pode ser operado com transferência de carga do alimentador em contingência para outro alimentador. Desta forma, é possível isolar a falha e atender o maior número de consumidores possíveis.

Em redes rurais esse remanejamento de carga é realizado com facilidade, devido os alimentadores não serem normalmente sobrecarregados por atenderem poucas cargas.

3.4.2 Contingências em Redes de Distribuição em Áreas Urbanas

As contingências em redes de distribuição em áreas urbanas são provocadas na maioria por abarrotamento de poste e queda de árvores na rede, provocando assim rompimentos de cabos.

As redes de distribuição urbanas costumam possuir apenas chaves fusíveis e religadores. Por questão de segurança, essas redes não possuem chaves religadoras, para o sistema não tentar se reestabelecer automaticamente podendo causar acidentes. Essas chaves possuem tempo de religamento superior aos dos religadores, devido à troca de estágio. Os religadores tentam restabelecer o sistema em milissegundos, desta forma com os riscos de acidentes são reduzidos a quase zero.

Na ocorrência de uma contingência na área urbana, como rompimento de cabo de alimentadores que possuem apenas chaves fusíveis, o centro de operação é informado através de reclamações de consumidores afetados pelo não fornecimento de energia. Após ter conhecimento da falha, o operador envia uma equipe à localidade da anomalia, que irá isolar o local, e se possível realizar a transferência de cargas forma manual e por fim corrigir o defeito na linha.

Em alimentadores que possuem religadores, ao ocorrer um rompimento de cabo, a operação do sistema é realizada da seguinte forma: em casos que o religador desarmou o operador do sistema não pode tentar religar o sistema de forma remota do centro de operação, é preciso primeiro identificar a falha, porque pode ter pessoas perto do cabo e provocar acidentes. Então, é enviada uma equipe para identificar a falha e fornecer informações ao operador. Nessa situação, é possível o operador isolar o local que ocorreu a contingência e realizar as transferências de cargas, se possível. Desta forma, algumas cargas são transferidas para outro alimentador de forma mais rápida que do que a transferência manual. Mesmo assim, vários consumidores ainda estão sendo afetados. A forma de mitigar esse dano é a equipe, se possível, com a contribuição do operador, realizar manobras de chaves faça manualmente ao longo do sistema, de forma que a falta de fornecimento de energia afete o menor número de consumidores possíveis.

Para realizar as transferências de cargas em redes de distribuição urbana é preciso analisar dois pontos. O primeiro é o ajuste de corrente do relé do religador, para saber qual a quantidade de carga que é possível ser transferida para o mesmo. O segundo ponto, esta relacionado à bitola do cabo, pois é necessário analisar a capacidade de corrente suportada por cada cabo, para identificar se a quantidade de potência que será transferida para aquele alimentador é suportada pelo cabo. As redes de distribuição utilizam cabos para mesmos valores de tensões com seções diferentes. Em situações que é preciso realizar transferência de cargas, alguns cabos não suportam a corrente transmitida. Por exemplo, em redes urbanas com níveis de tensões 13.8 kV e 34.5 kV podem possuir cabos com bitolas 336, 1/0, 2/0, 3/0 e 4/0. Isto mostra que as redes de distribuição não possuem homogeneidade nos cabos de suas linhas, sendo função da capacidade de transmissão desejada para a área.

3.4.3 Contingência em Transformadores de Subestação

Outra contingência que pode ocorrer no sistema de distribuição é a queima de transformadores de potência em subestações.

Na ocorrência de uma contingência em transformadores de potência localizados na subestação, a proteção deve desarmar, retirando o transformador do sistema. Essa contingência pode ser ocasionada por nível baixo de óleo do transformador, aquecimentos, sobrecarga e entre outros. Através do sistema supervisor de automação, o centro de operação consegue observar que houve falha no transformador, e envia uma equipe até o local para identificar a falha.

Nessas situações, quando possível, o operador também isola o local e realiza transferência de cargas através de religadores. As transferências de cargas em casos de queima de transformadores são os maiores causadores de sobrecarga nas linhas e nos transformadores, porque parte da linha irá transmitir muita potência, sendo que muitas dos casos essas linhas não possuem cabos com secção adequada, para suporta a carga.

O operador do sistema pode realizar transferências de carga frequentemente, por causa de anomalias na rede ou sobrecarga.

3.4.4 Sistemas com Barras com Subtensões

Barras com subtensões ocorrem frequentemente em redes rurais ou urbanas devido à transferência de carga e/ou ramais muito longos.

O diagrama unifilar da Figura 3.1 representa um alimentador com aproximadamente 200 km. A cidade A está localizada no quilômetro 50, próximo a esta cidade existe um regulador automático de tensão, que realiza o controle de tensão no alimentador com o intuito de manter a tensão nas barras com valores nominais.

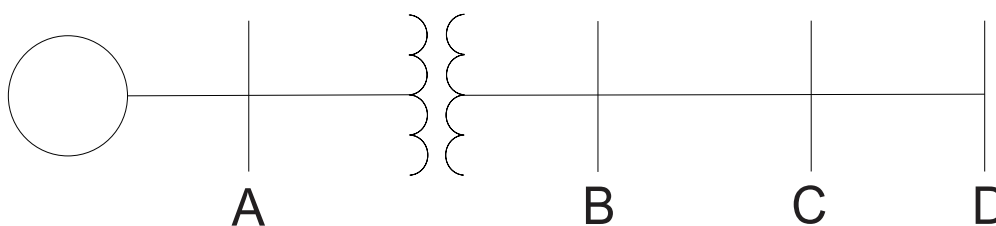


Figura 3.1 - Sistema representativo de quatro cidades.

Por esta linha possuir apenas um regulador de tensão, caso aconteça um defeito neste equipamento, algo que ocorre frequentemente, as cidades B, C e D ficarão com tensões precárias ou críticas. As tensões nas cidades mais distantes à subestação terão tensões distantes do adequado. Em casos dessa natureza, alguns sistemas permitem que essas cidades sejam atendidas por outras fontes de alimentação, não sendo possível, o sistema será operado com baixas tensões.

O operador do sistema verifica constantemente se as tensões estão em valores aceitáveis através do fluxo de carga, controlando a mesma por meio de reatores e bancos de capacitores, caso houver nas subestações.

Essa situação acontece normalmente em sistemas de distribuição, fazendo com que o sejam operados em emergência constantemente. O fato dos sistemas possuírem longos alimentadores e topologias radiais, permitem que uma contingência afete vários consumidores.

3.4.5 Sistemas com Barras com Sobreensões

Barras com sobre tensões ocorrem frequentemente em redes de distribuição em áreas urbanas, devido entrada e saída de cargas ao longo do dia.

No início do dia as tensões do sistema costumam possuir valores adequados. Ao longo dia, várias cargas são conectadas, como: indústrias, comércios, empresas e entre outros. Isso pode provocar quedas de tensões em algumas barras do sistema, que ao serem identificadas, os operadores inserem no sistema bancos de capacitores para elevar as tensões. Em outros horários, podem ocorrer desligamentos de cargas, desta forma aumentando os valores de tensões, sendo necessário desligar os bancos de capacitores ou inserir reatores para que o sistema não tenha sobre tensões.

A verificação dos valores de tensões do sistema é realizada várias vezes durante um dia por causa das variações, sendo as tensões são obtidas por meio do fluxo de carga, por isso a importância de ter um método que resolve o problema do fluxo de potência em redes de distribuição com sub e/ou sobre tensões.

3.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados os estados de operação dos sistemas de energia elétrica, como também as fases de operação do sistema de distribuição.

Os sistemas de distribuição permanecem por bastante tempo em estado restaurativo, desta forma pode apresentar algumas contingências, mostrando como é realizado a operação quando ocorrem perdas de linhas em áreas rurais e urbanas, perdas de transformadores e em situações que o sistema apresenta sub/sobre tensões. Nesses casos, as cargas não estão sendo atendidas em condições nominais.

Capítulo 4

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é analisar o desempenho dos métodos propostos na resolução do fluxo de carga em redes de distribuição. Serão apresentados e comparados os resultados obtidos através da implementação dos métodos Desacoplado Rápido, Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos.

Os resultados apresentados são referentes às simulações realizadas em três sistemas de distribuição reais com 6, 19 e 45 barras, que serão detalhados ao longo deste capítulo. Os métodos foram implementados no software MATLAB.

4.2 SISTEMA TESTE 6 BARRAS – REGIONAL DE BOA ESPERANÇA

O sistema de 6 barras da distribuidora de energia elétrica do Estado do Maranhão representa a regional de Boa Esperança - MA. O sistema possui duas barras de carga, sendo uma localizada em Paraibano e a outra em Colinas. O diagrama unifilar do sistema é representado na Figura 4.1, e os dados completos de barra e linha podem ser encontrados no (Apêndice A.2).

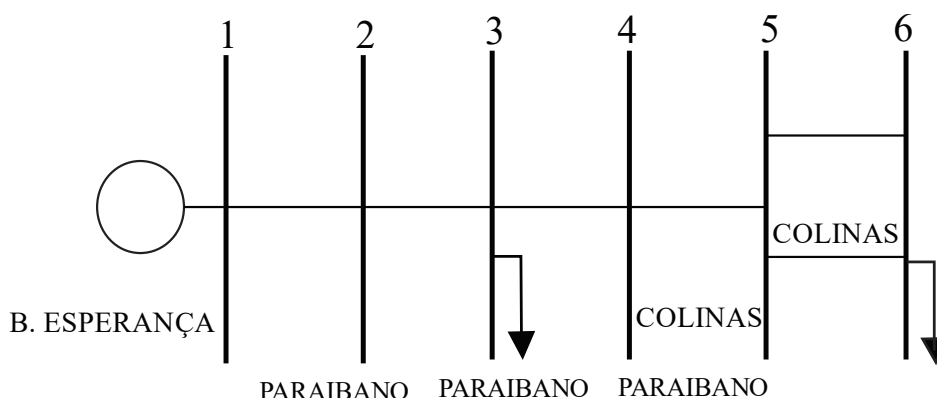


Figura 4.1 - Sistema teste 6 barras regional de Boa Esperança – MA.

Para analisar e comparar a convergência dos métodos propostos, foram executados o fluxo de carga para várias situações. Desta forma, é possível verificar o desempenho desses métodos em sistemas de distribuição radiais, com baixas tensões e linhas com alta relação R/X.

4.2.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de todas as Linhas do Sistema Teste de Boa Esperança.

Para comparar o desempenho dos métodos propostos foram criadas várias situações. Em cada caso, todas as reatâncias (X) das linhas são multiplicadas por um “ k ” com valores menores que um, igual para todas, desta forma, as reatâncias das linhas diminuem, e a relação R/X aumenta, desta forma as linhas do sistema ficam mais resistivas. Com esses casos, é possível analisar o desempenho dos métodos.

Na Tabela 4.1 é apresentado o número de iterações necessárias para o fluxo de carga obter convergência no sistema de Boa Esperança e a mínima tensão do sistema em cada caso. São apresentados os resultados dos três métodos, Newton Rapshon Desacoplado Rápido (NRDR), Primal 3 Passos (PR – 3P) e Newton Constante 3 Passos (NC - 3P), à medida que a relação R/X do sistema aumenta. O máximo valor dessa relação está na linha da barra quatro à cinco.

Tabela 4.1 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Boa Esperança.

<i>Caso</i>	<i>k</i>	<i>R/X Max. (4 - 5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	1,34	14	17	17	0,7327
2	1/2	2,68	10	8	8	0,8562
3	1/3	4,03	12	7	7	0,8815
4	1/4	5,37	16	7	7	0,8929
5	1/5	6,71	25	7	7	0,8994
6	1/6	8,05	NC	8	8	0,9036
7	1/7	9,39	NC	9	8	0,9065
8	1/8	10,74	NC	9	9	0,9087
9	1/9	12,08	NC	9	9	0,9104
10	1/10	13,42	NC	9	9	0,9117
11	1/15	20,13	NC	9	10	0,9157
12	1/20	26,84	NC	NC	11	0,9176
13	1/25	33,55	NC	NC	12	0,9187
14	1/30	40,26	NC	NC	13	0,9195
15	1/40	53,68	NC	NC	15	0,9204

Como mostrado na Tabela 4.1, para esse sistema no caso base, o método Desacoplado Rápido tem desempenho melhor que os métodos Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos, possuindo número de iterações inferior aos dois métodos. Porém, no segundo caso, em que a relação R/X é superior a dois, o método Desacoplado Rápido possui pior desempenho que os demais métodos. Na medida que a relação R/X aumenta, o método Newton Constante 3 Passos mantém convergência robusta, enquanto os outros dois métodos não convergem para todos os casos. Há um aumento na tensão mínima do sistema devido às impedâncias das linhas diminuir.

O gráfico da Figura 4.2 ilustra o comportamento da convergência do fluxo de carga de cada método, mostrando o número de iterações em relação a máxima razão R/X do sistema.

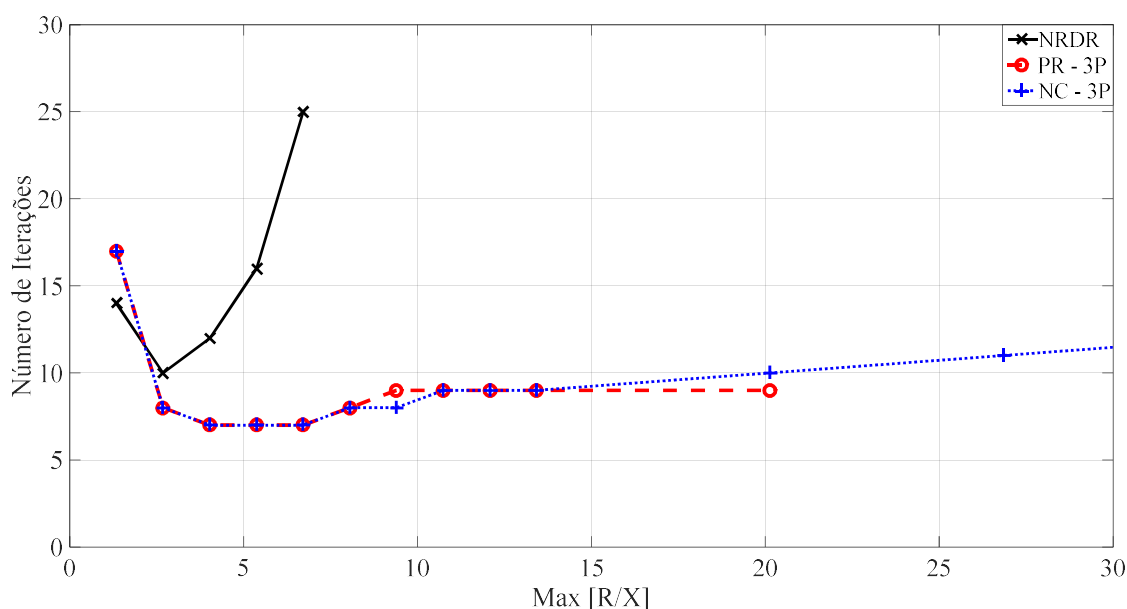


Figura 4.2 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de Boa Esperança em relação à máxima relação R/X .

Como pode ser visto no gráfico da Figura 4.2, quando a máxima relação R/X da linha é superior a sete o método Desacoplado Rápido não obtém convergência. O Primal 3 Passos, converge até essa relação ser próximo a vinte e o Newton Constante 3 Passos para essa relação superior a trinta.

4.2.2 Análises dos efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de Boa Esperança.

Com o propósito de avaliar o efeito da geração distribuída (GD) na convergência do fluxo de carga em redes de distribuição foram realizados testes com o sistema sem e com GD.

É reconhecido os efeitos benéficos que a GD causa na redução de perdas e nas tensões na rede de distribuição. A ideia desta análise é verificar se a GD contribui em alguma forma para facilitar ou não o processo do cálculo de fluxo de carga. Em tese os métodos derivados do Método de Newton não são impactados pela presença ou não de GD.

A geração distribuída inserida no sistema é composta por geradores fotovoltaicos, sendo modelada no fluxo de carga como uma barra PQ com carga negativa.

A GD inserida neste sistema é modelada fornecendo ao mesmo 100 kW de potência ativa, que equivale a 1 pu, e 71 kVAr de potência reativa, que equivale a 0,71 pu, na base considerada. A GD foi instalada na barra seis, por possuir menor tensão do sistema. A Figura 4.3 mostra o sistema teste de Boa Esperança com a presença da GD.

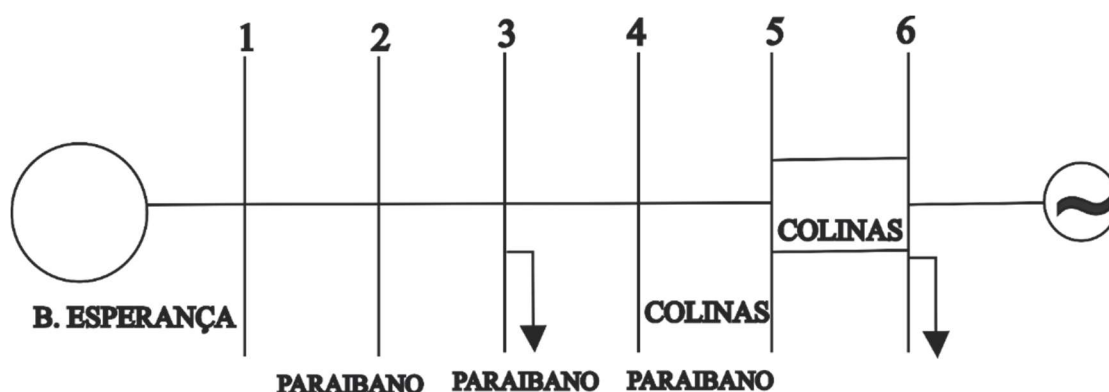


Figura 4.3 - Sistema teste 6 barras regional de Boa Esperança – MA com a presença GD.

Na Tabela 4.2 é mostrado os valores das tensões (módulo e ângulo), após executar o fluxo de carga, do sistema sem e com GD e índice de melhoria no valor tensão com a inserção de GD. Na tabela também é destacado os valores das tensões das barras que foram beneficiadas com a inserção de GD.

Tabela 4.2 - Resultados da geração distribuída no sistema de Boa Esperança.

<i>Barra</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>		<i>I. M</i>
	<i>Tensão</i>	<i>Ângulo</i>	<i>Tensão</i>	<i>Ângulo</i>	
1	1,0430	0,0000	1,0430	0,0000	0
2	0,9809	-0,4833	1,0038	-0,5899	2,33 %
3	0,9630	-3,4667	1,0037	-2,6107	4,23 %
4	0,8702	-7,1732	0,9493	-3,6010	9,09 %
5	0,7438	-6,7175	0,9172	-3,7558	23,31 %
6	0,7327	-11,3694	0,9513	-4,7617	29,83 %

A Tabela 4.3 exibe os valores dos fluxos de potência ativa e reativa sem e com GD, como também os valores da relação R/X de todas as linhas desse sistema.

Tabela 4.3 - Fluxos de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste de Boa Esperança.

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R/X</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>	
			<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>	<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>
1	2	0,967	4,7761	3,2379	3,3743	1,4995
2	3	0,000	4,5215	4,0027	3,2676	2,4400
3	4	0,000	1,8015	1,5611	0,5476	0,2251
4	5	1,342	1,8016	1,3674	0,5476	0,2139
5	6	0,000	0,7691	0,6823	0,2665	0,2292
5	6	0,000	0,7603	0,6745	0,2634	0,2266
<i>Perdas (pu)</i>			0,5264		0,1244	

Como pode ser observado na Tabela 4.2, a inserção de GD no sistema melhora os valores da tensões na proximidade em foi inserida. As tensões que em algumas barras eram críticas, após a GD ser inserida, essas tensões do sistema ficaram com valores adequados.

Outra contribuição da GD no sistema é a redução das perdas, como destacado na Tabela 4.3. Por existir geração próxima à carga, o fluxo de potência transmitido pelas linhas diminui, e consequentemente as perdas.

4.2.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas com Inserção de GD no Sistema Teste de Boa Esperança.

Com o intuito de comparar o desempenho dos métodos propostos com a inserção de GD, também foram criadas várias situações. De forma análoga à realizada na seção 4.2.1, em cada caso todos os X das linhas são multiplicadas por um “k” com valores menores que um, iguais para todas, desta forma, as reatâncias das linhas diminuem, e a relação R/X das linhas aumenta.

Na Tabela 4.4 é mostrado o número de iterações necessárias para o fluxo de carga obter convergência no sistema de Boa Esperança com o uso GD e a mínima tensão do sistema em cada caso.

Tabela 4.4 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Boa Esperança com GD.

<i>Caso</i>	<i>k</i>	<i>R/X Max. (4 - 5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	1,34	7	6	6	0,9172
2	1/2	2,68	7	7	7	0,9483
3	1/3	4,03	9	7	7	0,9576
4	1/4	5,37	11	8	8	0,9620

5	1/5	6,71	13	8	8	0,9647
6	1/6	8,05	16	8	8	0,9664
7	1/7	9,39	17	8	8	0,9676
8	1/8	10,74	21	7	7	0,9685
9	1/9	12,08	NC	7	7	0,9692
10	1/10	13,42	NC	8	8	0,9698
11	1/15	20,13	NC	8	8	0,9714
12	1/20	26,84	NC	10	10	0,9723
13	1/25	33,55	NC	10	10	0,9728
14	1/30	40,26	NC	11	11	0,9731
15	1/40	53,68	NC	NC	12	0,9735

Como mostrado na Tabela 4.4, com a inserção de GD nesse sistema, em todos os casos o método no Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos tem desempenho superior ao Desacoplado Rápido em número de iterações. Com o aumento da relação R/X o Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos mantêm a convergência robusta enquanto o Desacoplado Rápido converge para poucos casos. A tensão mínima do sistema também aumenta, devido as impedâncias das linhas diminuir.

O gráfico da Figura 4.3 ilustra o comportamento da convergência do fluxo de carga de cada método, mostrando o número de iterações em relação a máxima relação R/X do sistema.

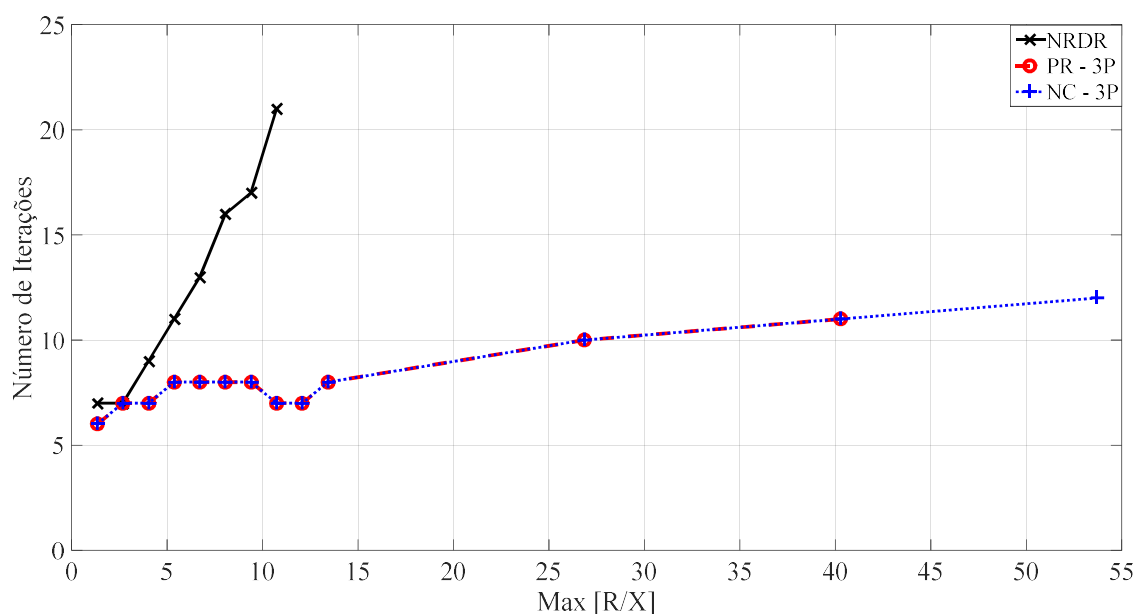


Figura 4.4 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de Boa Esperança em relação à máxima relação R/X na presença de GD.

Nesse cenário, o método Desacoplado Rápido não converge para máxima relação R/X superior a onze, enquanto o Primal 3 Passos converge para maior relação próxima a quarenta,

e o Newton Constante 3 Passos para todos os casos observados, até mesmo para máxima relação superior a cinquenta.

4.3 SISTEMA TESTE 19 BARRAS – REGIONAL SÃO LUÍS

O sistema de 19 barras da distribuidora de energia elétrica do Estado do Maranhão configura a regional da cidade de São Luís – MA. O digrama unifilar do sistema é representado na Figura 4.4, e os dados completos de barras e linhas podem ser encontrados no (Apêndice A.3).

De forma análoga ao realizado no sistema de seis barras, foram executados o fluxo de carga em várias situações para analisar e comparar convergência dos métodos propostos neste sistema.

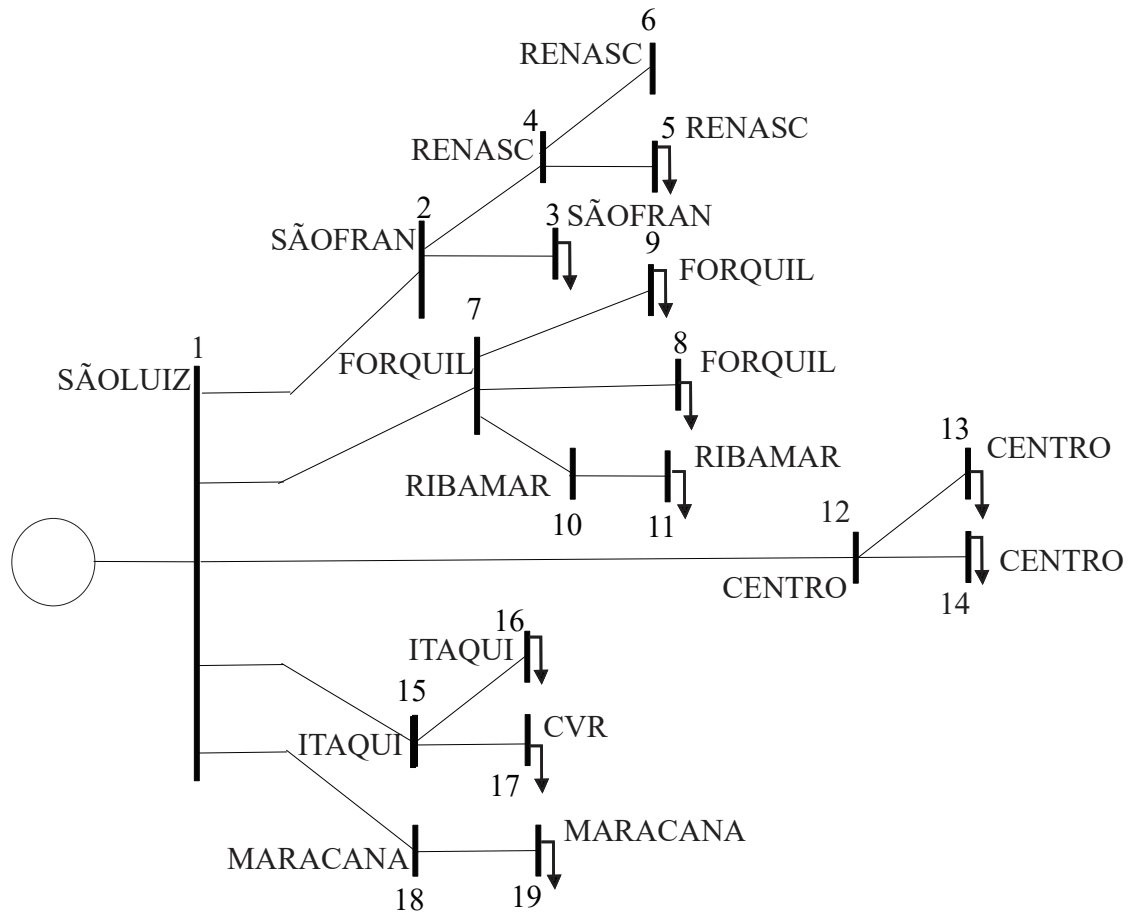


Figura 4.5 - Sistema teste 19 barras regional de São Luís – MA.

4.3.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas do Sistema Teste de São Luís.

Assim como realizado no sistema de Boa Esperança, foram propostas várias situações para comparar o desempenho dos métodos neste sistema. Em cada caso, também foram multiplicadas todas as reatâncias (X) das linhas por um “ k ” com valores menores que um, iguais para todas, para diminuir as reatâncias das linhas, e aumentar relação R/X. Dessa forma, é possível analisar os métodos para sistema com alta relação R/X.

Na Tabela 4.5 é mostrado o número de iteração necessárias para o fluxo de carga obter convergência no sistema de São Luís. São mostrados os resultados dos três métodos, Newton Rapshon Desacoplado Rápido (NRDR), Primal 3 Passos (D.R - 3.P) e Newton Constante 3 Passos (3 Passos), à proporção que o valor da relação R/X das linhas aumentam. O máximo valor dessa relação está na linha da barra sete a dez. Também mostra a mínima tensão do sistema em cada caso.

Tabela 4.5 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de São Luís.

<i>Caso</i>	<i>k</i>	<i>R/X Max. (7 - 10)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	0,70	7	6	6	0,9446
2	1/2	1,40	9	6	6	0,9656
3	1/3	2,10	10	6	6	0,9720
4	1/4	2,80	11	6	6	0,9752
5	1/5	3,50	12	6	6	0,9770
6	1/10	7,00	16	7	7	0,9807
7	1/15	10,50	21	7	7	0,9819
8	1/20	13,99	NC	7	7	0,9825
9	1/30	20,99	NC	8	7	0,9831
10	1/40	27,99	NC	8	8	0,9834
11	1/50	34,99	NC	9	8	0,9836
12	1/60	41,99	NC	10	8	0,9837
13	1/70	48,99	NC	10	9	0,9838
14	1/80	55,98	NC	12	9	0,9838
15	1/90	62,98	NC	15	10	0,9839
16	1/100	69,98	NC	NC	10	0,9839

O gráfico da Figura 4.5 ilustra o comportamento da convergência do fluxo de carga de cada método para este sistema, mostrando o número de iterações em relação à máxima relação R/X do sistema.

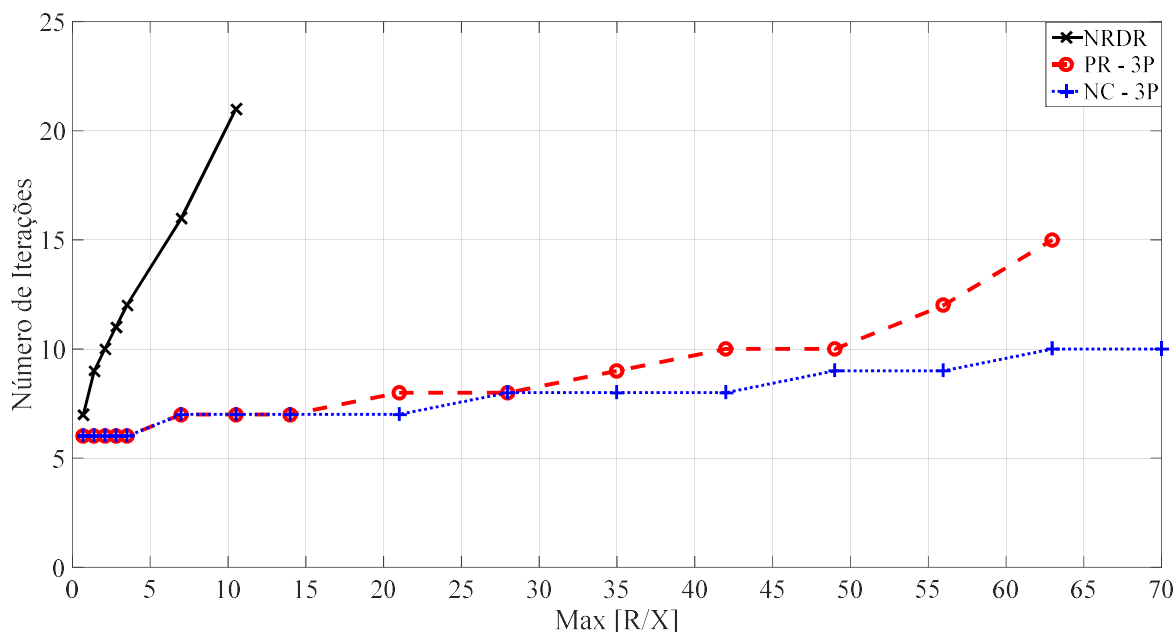


Figura 4.6 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de São Luís em relação à máxima relação R/X.

Como mostrado na Tabela 4.5, para o sistema de São Luís, já no caso base os métodos Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos têm desempenho melhor que o método Desacoplado Rápido. Isso se mantém todas relações R/X observadas. A mínima tensão do sistema aumenta à medida que a relação R/X aumenta.

Observa-se no gráfico da Figura 4.5 que, quando a máxima relação R/X das linhas é próxima a quatorze, o método Desacoplado Rápido não obtém convergência. O Primal 3 Passos, converge para quase todos os casos observados, da mesma forma que o método Newton Constante 3 Passos. Porém, quando o valor da máxima relação R/X é superior a sessenta o método Newton Constante 3 Passos apresenta superioridade ao Primal 3 Passos.

4.3.2 Análises dos Efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de São Luís.

Com o intuito de avaliar o efeito da geração distribuída no sistema teste de São Luís, é executado o fluxo de carga no sistema sem e com GD e comparado os valores das tensões nas barras.

As gerações distribuídas instaladas no sistema de São Luís possuem as mesmas características da inserida no sistema de Boa Esperança. Neste sistema é instalada uma GD na barra onze, modelada para fornecer ao mesmo 300 kW de potência ativa, que equivale a 3 pu, e 213 kVar de potência reativa, que equivale a 2,13 pu. Também neste sistema outra GD é instalada na barra dezesseis, fornecendo ao sistema 400 kW de potência ativa, equivalente a 4

pu, e 284 kVAr e potência reativa, equivalente a 2,84 pu, na base considerada. A Figura 4.7 mostra o sistema teste de São Luís com a presença da GD.

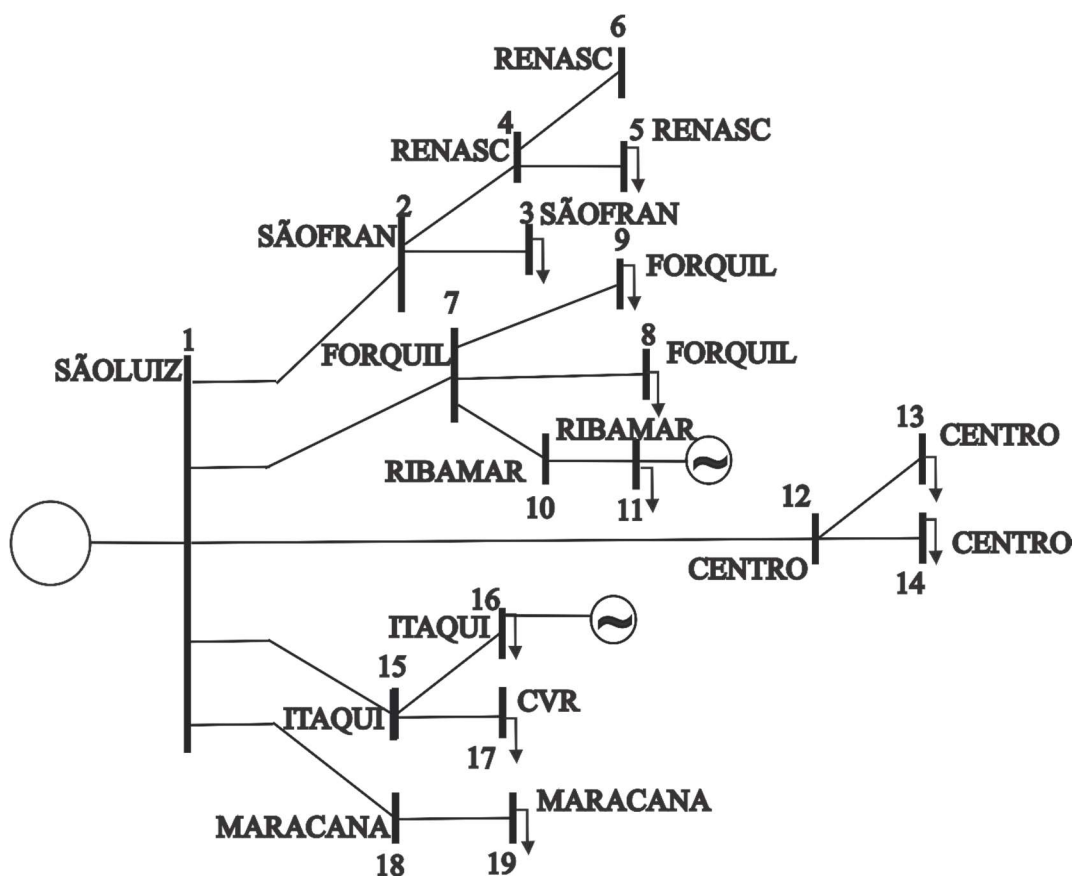


Figura 4.7 - Sistema teste 19 barras regional de São Luís – MA com a presença GD.

Na Tabela 4.6 é mostrado os valores das tensões (módulo e ângulos) do sistema, sem GD e com GD, após a execução do fluxo de carga, e índice de melhoria no valor tensão com a inserção de GD. Na tabela também é destacado os valores das tensões das barras que foram mais beneficiadas com a inserção de GD.

Tabela 4.6 - Resultados da geração distribuída no sistema de São Luís.

<i>Barra</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>		<i>I. M</i>
	<i>Tensão</i>	<i>Ângulo</i>	<i>Tensão</i>	<i>Ângulo</i>	
1	1,0290	0,0000	1,0290	0,0000	0,00%
2	1,0000	-1,1640	1,0000	-1,1640	0,00%
3	1,0032	-3,4107	1,0032	-3,4107	0,00%
4	0,9922	-1,4873	0,9922	-1,4873	0,00%
5	0,9927	-3,9949	0,9927	-3,9949	0,00%
6	1,0177	-1,4873	1,0177	-1,4873	0,00%
7	0,9979	-0,7026	1,0000	-0,6632	0,21%
8	1,0027	-4,6849	1,0050	-4,6283	0,23%

9	1,0111	-4,0110	1,0134	-3,9574	0,23%
10	0,9879	-0,9723	0,9984	-0,7786	1,06%
11	0,9446	-2,9342	0,9726	-1,2809	2,96%
12	1,0157	-0,4672	1,0157	-0,4672	0,00%
13	1,0143	-2,8216	1,0143	-2,8216	0,00%
14	1,0175	-2,4725	1,0175	-2,4725	0,00%
15	0,9836	-1,8004	0,9915	-1,5790	0,80%
16	0,9792	-5,2602	1,0055	-3,6291	2,69%
17	0,9831	-1,8209	0,9909	-1,5992	0,79%
18	1,0191	-0,4651	1,0191	-0,4651	0,00%
19	1,0340	-1,7061	1,0340	-1,7061	0,00%

A Tabela 4.7 mostra os valores dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, como também os valores das relações R/X de todas as linhas deste sistema.

Tabela 4.7 - Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste São Luís.

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R/X</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>	
			<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>	<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>
1	2	0,43	37,5998	23,3437	37,5998	23,3737
2	3	0,00	17,6600	10,4544	17,6600	10,4544
2	4	0,43	19,3357	11,6309	19,3357	11,6309
4	5	0,00	19,2500	11,5050	19,2500	11,5050
4	6	0,00	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1	7	0,65	51,4083	36,7826	48,2399	34,1942
7	8	0,00	25,1200	18,0997	25,1200	18,0882
7	9	0,00	21,0500	14,7863	21,0500	14,7785
7	10	0,70	4,1204	2,2589	1,0916	-0,0944
10	11	0,00	4,0900	2,4984	1,0900	0,1898
1	12	0,43	27,4216	19,0762	27,4216	19,0762
12	13	0,00	14,8400	10,0667	14,8400	10,0667
12	14	0,00	12,3800	8,6287	12,3800	8,6287
1	15	0,43	30,4844	19,5325	26,2641	15,6489
15	16	0,00	10,3500	5,4973	6,3500	2,1299
15	17	0,44	19,3660	12,5189	19,3660	12,5186
1	18	0,43	10,3779	5,2052	10,3779	5,2052
18	19	0,00	10,3200	5,2790	10,3200	5,2790
<i>Perdas (pu)</i>			2,8721		2,4833	

Observa-se na Tabela 4.6 que, assim como no sistema de Boa Esperança, a inserção de GD melhora os tensões nas barras em que as mesmas foram inseridas, e nas barras próximas a

ela, como destacado na Tabela 4.7, consequentemente as tensões que em algumas barras estavam baixas, após serem alocadas as GDs, melhoram os seus valores de tensão.

As GDs também contribuíram no sistema reduzindo as perdas, como destacado na Tabela 4.7. Esta tabela mostra que geração próxima à carga, diminui o fluxo de potência transmitido pelas linhas, e reduz as perdas no sistema.

4.3.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X de Todas as Linhas com Inserção de GD no Sistema Teste de São Luís.

Para também analisar o desempenho dos métodos propostos com a inserção de GD neste sistema, foram criadas várias situações alterando a relação R/X. Em cada caso, todas as reatâncias das linhas são multiplicadas por um “k” com valores menores que um, iguais para todas, de forma a aumentar relação R/X das linhas.

Na Tabela 4.8 é mostrado o número de iterações necessárias para o fluxo de carga obter convergência no sistema de São Luís, com q GD e a mínima tensão do sistema para cada caso.

Tabela 4.8 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de São Luís com GD.

<i>Caso</i>	<i>k</i>	<i>R/X Max. (7 - 10)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	0,70	8	6	6	0,9726
2	1/2	1,40	9	6	6	0,9815
3	1/3	2,10	10	6	6	0,9841
4	1/4	2,80	11	6	6	0,9854
5	1/5	3,50	12	6	6	0,9861
6	1/10	7,00	16	7	7	0,9876
7	1/15	10,50	21	7	7	0,9881
8	1/20	13,99	NC	7	7	0,9883
9	1/30	20,99	NC	8	7	0,9886
10	1/40	27,99	NC	8	8	0,9887
11	1/50	34,99	NC	9	8	0,9887
12	1/60	41,99	NC	9	8	0,9888
13	1/70	48,99	NC	10	9	0,9888
14	1/80	55,98	NC	12	9	0,9889
15	1/90	62,98	NC	NC	10	0,9889
16	1/100	69,98	NC	NC	10	0,9889

Ainda na Tabela 4.8, com a inserção de GD neste sistema, os métodos Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos tem desempenho superior ao Desacoplado Rápido em relação ao

número de iterações, assim como no sistema sem a presença de GD. Com o aumento da relação R/X o Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos continua convergindo, enquanto o Desacoplado Rápido não converge para muitos casos com R/X maior que dez. Aumento da relação R/X , através da redução do X , as impedâncias das linhas diminui, assim há um aumento na tensão mínima do sistema.

O gráfico da Figura 4.6 ilustra o comportamento da convergência do fluxo de carga de cada método, à medida que máxima relação R/X aumenta.

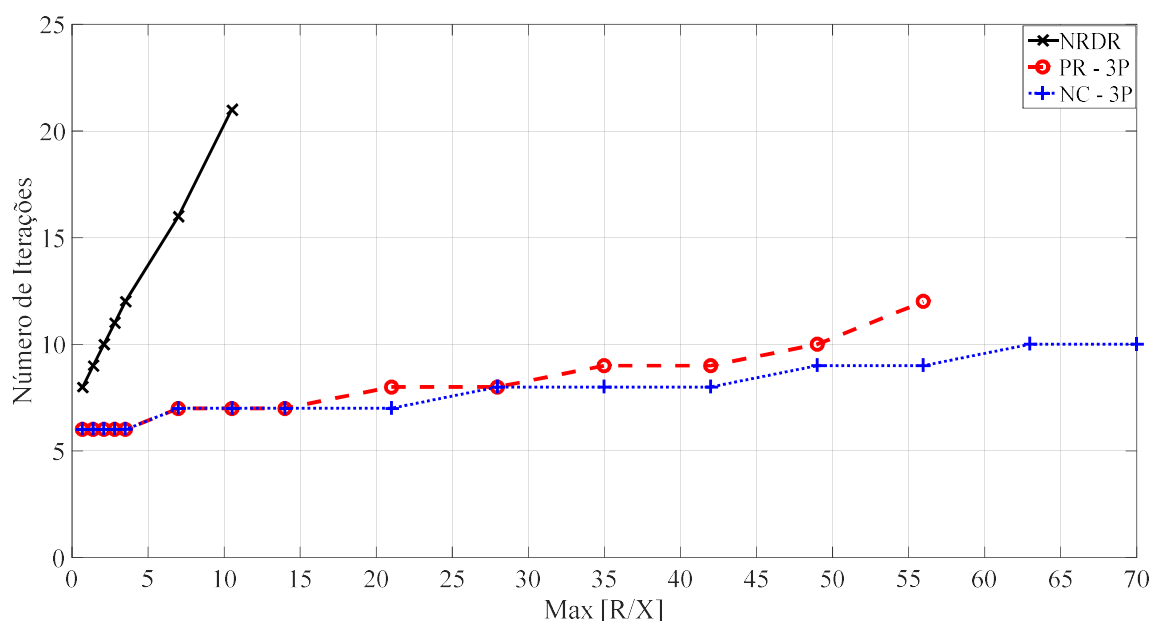


Figura 4.8 - Gráfico com os resultados dos números de iterações do sistema teste de São Luís em relação à máxima relação R/X na presença de GD.

É possível observar no gráfico que o método Desacoplado Rápido não encontra convergência para a máxima relação R/X superior a onze. O método Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos, em diversas situações, possuem convergência semelhantes, sendo que, respectivamente, o primeiro não converge para relação superior a sessenta e o segundo para todos os casos observados.

4.4 SISTEMA TESTE 45 BARRAS – REGIONAL DE MIRANDA

O sistema de 45 barras da distribuidora de energia elétrica do Estado do Maranhão representa a regional da cidade de Miranda – MA, sendo que dezessete barras são de carga. O digrama unifilar do sistema é representado na Figura 4.7, já os completos de barras e linhas podem ser encontrados no (Apêndice A.4).

Da mesma forma que foi realizado nos sistemas de Boa Esperança e São Luís, foram executados o fluxo de carga para várias situações neste sistema, para analisar e comparar convergência dos métodos propostos.

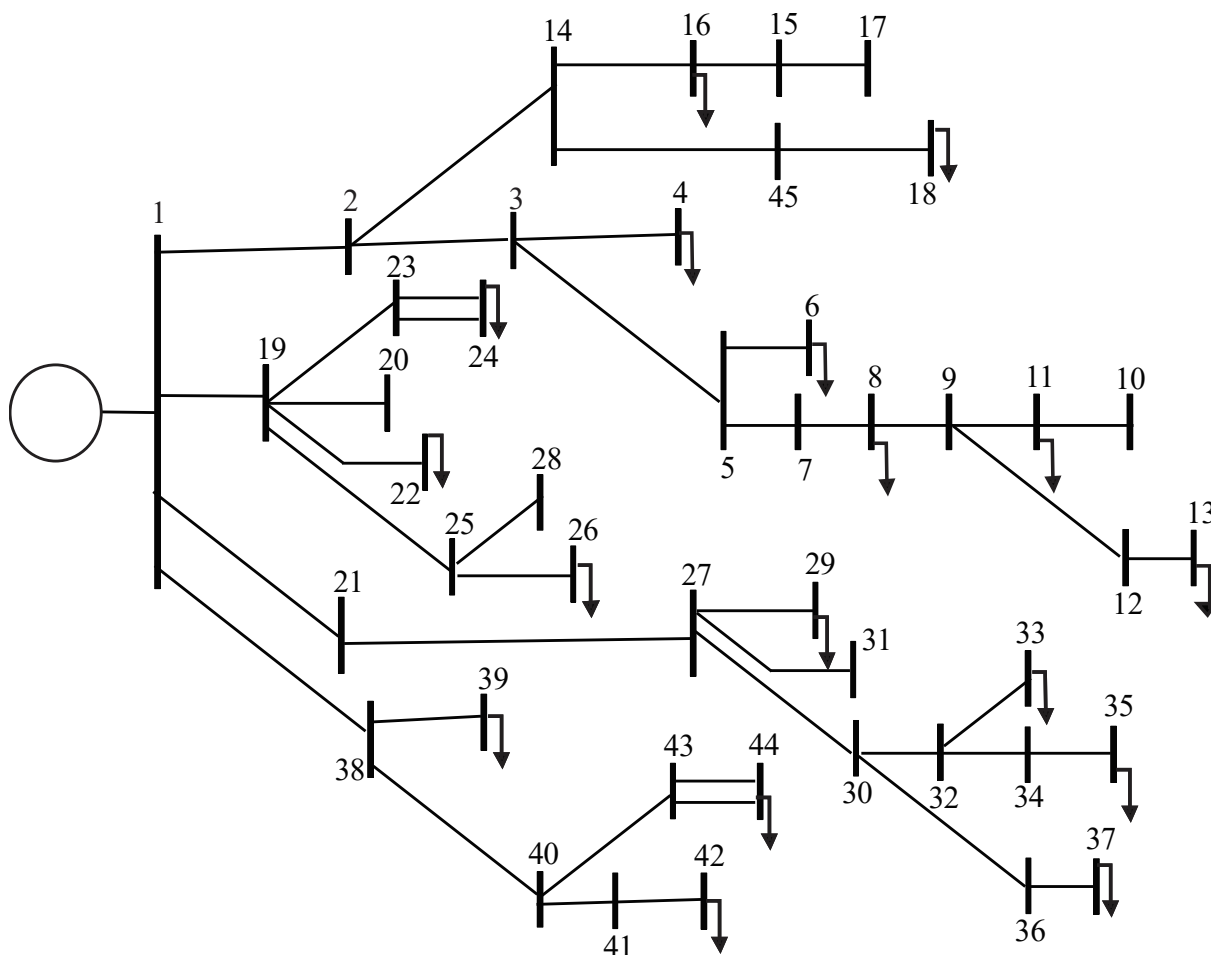


Figura 4.9 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda – MA.

4.4.1 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha com Máxima R/X.

Para verificar a robustez dos métodos de três passos e compará-los com o método Desacoplado Rápido foram feitas algumas alterações no sistema teste. Primeiramente a alteração realizada foi na linha que possui a maior relação R/X, destacada na Figura 4.8.

A primeira alteração na linha foi multiplicar o X por um “*k*” com valores menores que um. Dessa forma, a reatância da linha diminui e a relação R/X da mesma aumenta. A Tabela 4.9 é demonstrado os resultados obtidos pelos os três métodos após as alterações.

A segunda alteração neste sistema é aumentar a Resistência (R) da linha. A mesma foi multiplicada por um “ k ” com valores maiores que um. Desta forma, a resistência aumenta, e consequentemente, a relação R/X da linha aumenta. A Tabela 4.10 mostra os resultados obtidos.

Tabela 4.10 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o R da linha com máximo R/X.

<i>Caso</i>	<i>k_R</i>	<i>R/X Max</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1	1,34	17	17	17	0,9506	12	0,9591
2	2	2,68	17	17	17	0,9504	11	0,9627
3	5	6,72	17	17	17	0,9424	11	0,9735
4	7	9,41	17	17	17	0,9369	11	0,9810
5	10	13,45	NC	17	17	0,9286	11	0,9926
6	12	16,13	NC	17	17	0,9229	11	1,0005
7	15	20,17	NC	17	17	0,9143	11	1,0128
8	20	26,89	NC	17	17	0,8996	11	1,0345
9	25	33,62	NC	17	17	0,8864	11	1,0577
10	30	40,34	NC	NC	17	0,8685	11	1,0828
11	40	53,79	NC	NC	17	0,8347	11	1,1397
12	50	67,23	NC	NC	17	0,7992	11	1,2087
13	60	80,68	NC	NC	17	0,7546	11	1,2958
14	70	94,13	NC	NC	17	0,7039	11	1,4139
15	80	107,57	NC	NC	17	0,6372	11	1,5984
16	90	121,01	NC	NC	24	0,4999	11	2,1272
17	91	124,16	NC	NC	NC	-	-	-

A Tabela 4.10 mostra a superioridade de desempenho, quando aumenta a resistência da linha, dos métodos Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos em relação ao Desacoplado Rápido, que converge para poucos casos analisados. O método Primal 3 Passos tem desempenho igual ao Newton Constante 3 Passos até a relação R/X desta linha ser próximo a quarenta. No caso 17, não é possível a convergência de nenhum método porque a linha está com a impedância muito alta, não sendo possível fluxo na mesma. A mínima tensão do sistema no primeiro caso é a da barra doze, com o aumento da relação R/X da linha, a barra onze passa ter a menor tensão do sistema.

O gráfico da Figura 4.9 ilustra o perfil da mínima tensão, à medida que aumenta a máxima relação R/X do sistema, quando o R é alterado. Visto que no caso de alteração no X a tensão mínima do sistema não muda. O gráfico da Figura 4.10 ilustra o perfil das perdas, com o aumento da máxima relação R/X do sistema, alterando o R.

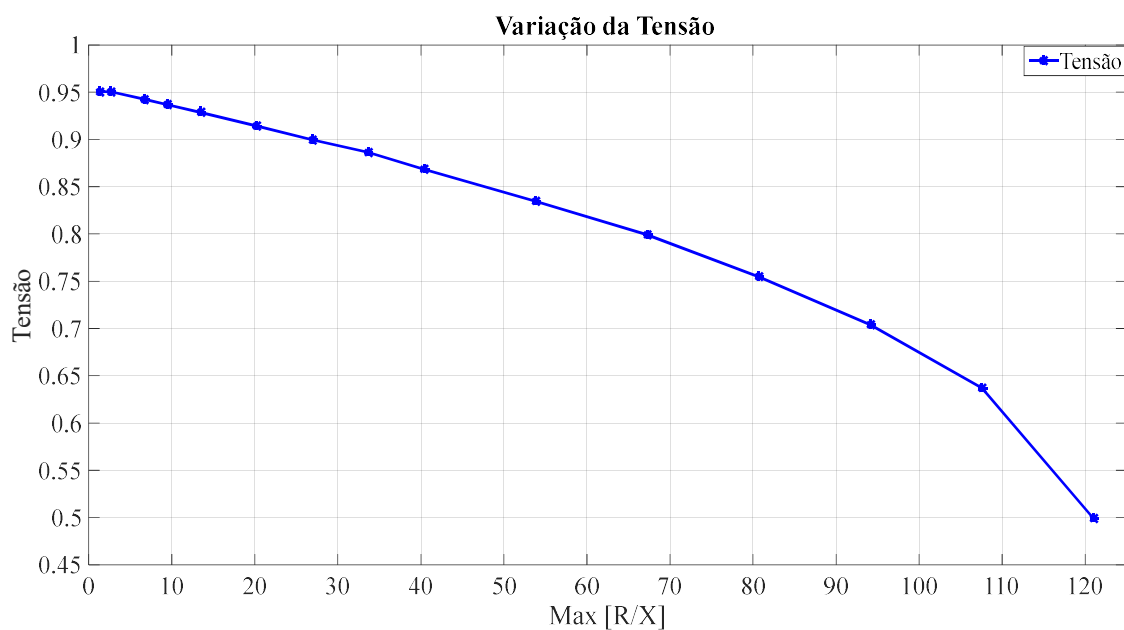


Figura 4.11 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação a máxima relação R/X do sistema teste de Miranda.

À medida que a relação R/X da linha aumenta, a mínima tensão do sistema consequentemente diminui.

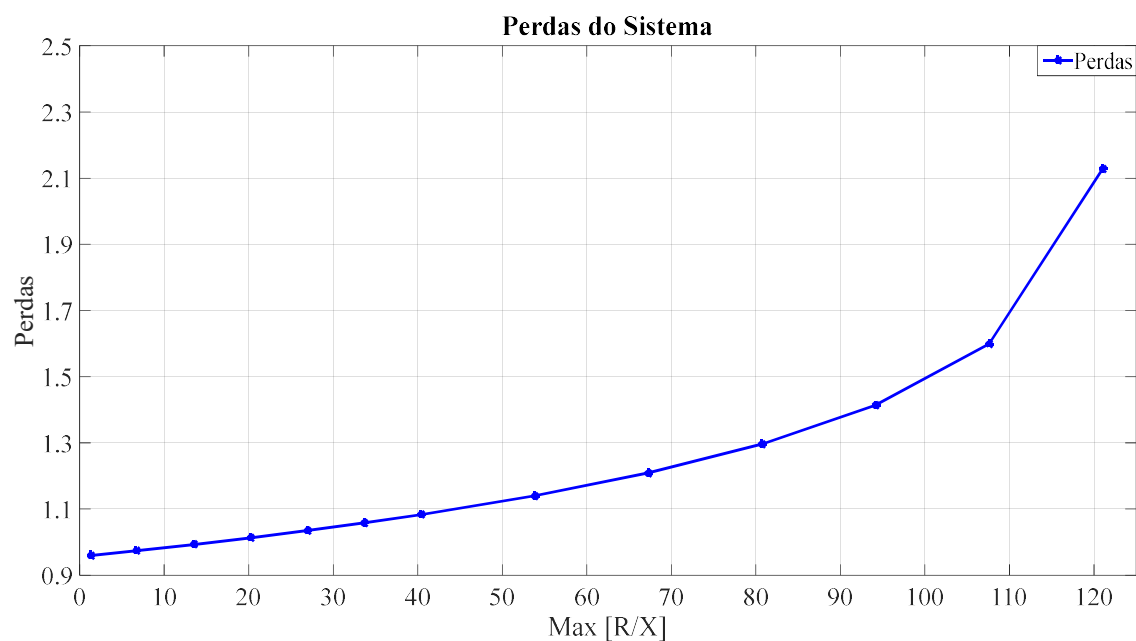


Figura 4.12 - Gráfico com os resultados das perdas em relação a máxima relação R/X do sistema de Miranda.

A medida que a relação R/X da linha aumenta, as perdas do sistema consequentemente aumentam.

4.4.2 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha da Barra Três à Cinco.

Para comprovar o desempenho dos métodos propostos, foram realizados os mesmos testes da seção 4.4.1 em outra linha deste sistema. A linha que foi realizada as alterações conecta à barra três a cinco, como mostra a Figura 4.11. Por essa linha não está na extremidade do sistema, a alteração na mesma irá atingir um maior número de barras.

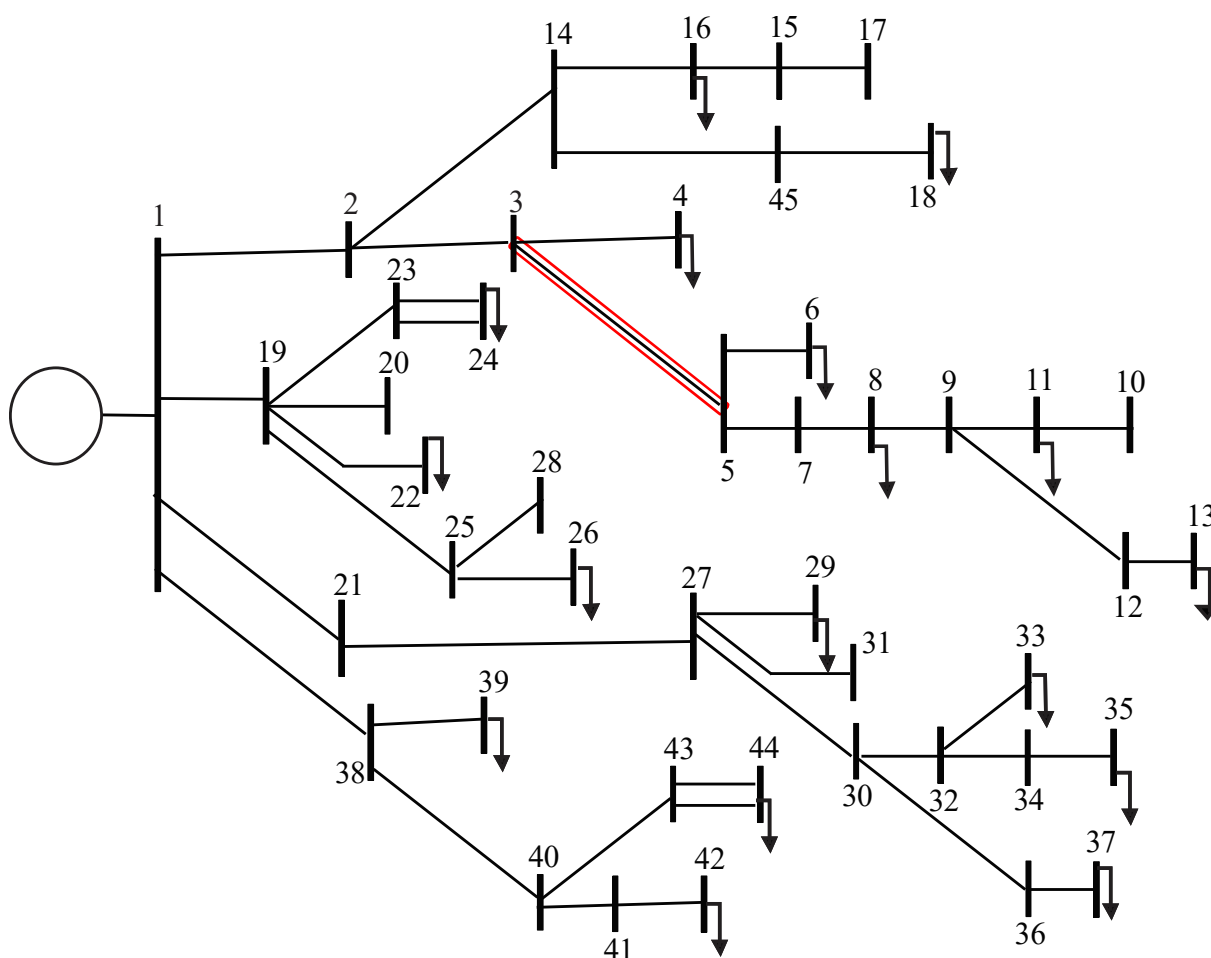


Figura 4.13 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda – MA (linha da barra 3 a 5).

De forma análoga a seção anterior, a primeira alteração na linha foi multiplicar o X da linha por um “ k ” com valores menores que um, para aumentar a relação R/X. Na Tabela 4.11 é expressado os resultados obtidos pelos os três métodos após a alteração nesta linha.

Outra alteração na linha foi aumentar a resistência, sendo multiplicada por um “ k ” com valores maiores que um. Desta forma, a resistência da linha aumenta e consequentemente, aumentando a relação R/X. A Tabela 4.12 demonstra os resultados obtidos.

Tabela 4.11 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o X da linha (3-5).

<i>Caso</i>	k_x	<i>R/X (3-5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	0,42	17	17	17	0,9506
2	10^{-1}	4,16	17	17	17	0,9488
3	$5 * 10^{-2}$	8,32	17	17	17	0,9487
4	10^{-2}	41,58	NC	17	17	0,9487
5	$5 * 10^{-3}$	83,16	NC	17	17	0,9487
6	10^{-3}	415,79	NC	17	17	0,9486
7	10^{-4}	4157,9	NC	NC	17	0,9486

Como demonstrado na Tabela 4.11, quando é alterado o X desta linha, o método Newton Constante 3 Passos converge para todos os casos observados, enquanto, o Primal 3 Passos não converge apenas para um caso e o Desacoplado Rápido com desempenho apenas para três.

Tabela 4.12 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando o R da linha (3-5).

<i>Caso</i>	k_R	<i>R/X (3-5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1	0,42	17	17	17	0,9506	12	0,9591
2	5	2,08	17	17	17	0,9450	12	1,0048
3	10	4,16	17	17	17	0,9380	12	1,0623
4	15	6,24	17	17	17	0,9308	12	1,1204
5	20	8,32	17	17	17	0,9236	12	1,1791
6	25	10,39	NC	17	17	0,9161	12	1,2385
7	30	12,47	NC	17	17	0,9086	12	1,2986
8	35	14,55	NC	17	17	0,9009	12	1,3597
9	40	16,63	NC	17	17	0,8931	12	1,4217
10	45	18,71	NC	17	17	0,8851	12	1,4848
11	50	20,78	NC	NC	17	0,8770	12	1,5492
12	55	22,87	NC	NC	17	0,8687	12	1,6150
13	60	24,95	NC	NC	17	0,8602	12	1,6822
14	65	27,03	NC	NC	17	0,8515	12	1,7513

Na Tabela 4.12 é mostrado que quando é alterado o R desta linha, o Newton Constante 3 Passos é superior ao Primal 3 Passos e Desacoplado Rápido, convergindo para todos os casos analisados. O método Desacoplado Rápido converge até a relação R/X da linha ser próxima a oito e Primal 3 Passos até esta relação ser próxima a vinte.

No gráfico da Figura 4.12 é mostrado o perfil da mínima tensão do sistema, à medida que aumenta a relação R/X da linha que conecta à barra três a cinco, quando está sendo alterado o R.

O gráfico da Figura 4.13 expressa o perfil das perdas do sistema, com o aumento da relação R/X desta linha, também quando o R é alterado.

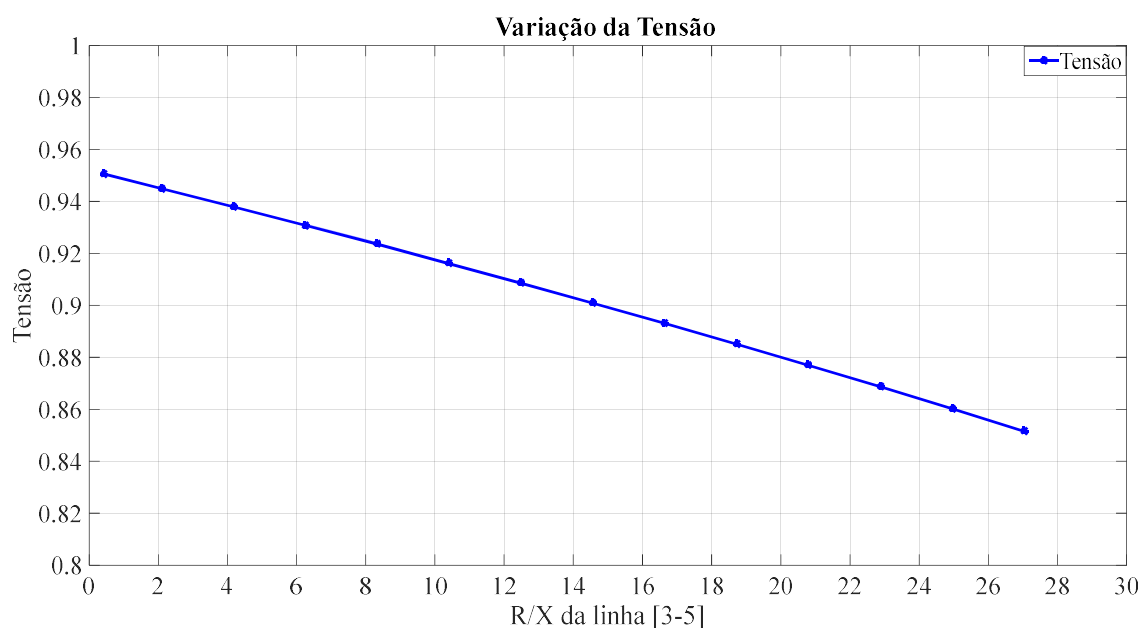


Figura 4.14 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda.

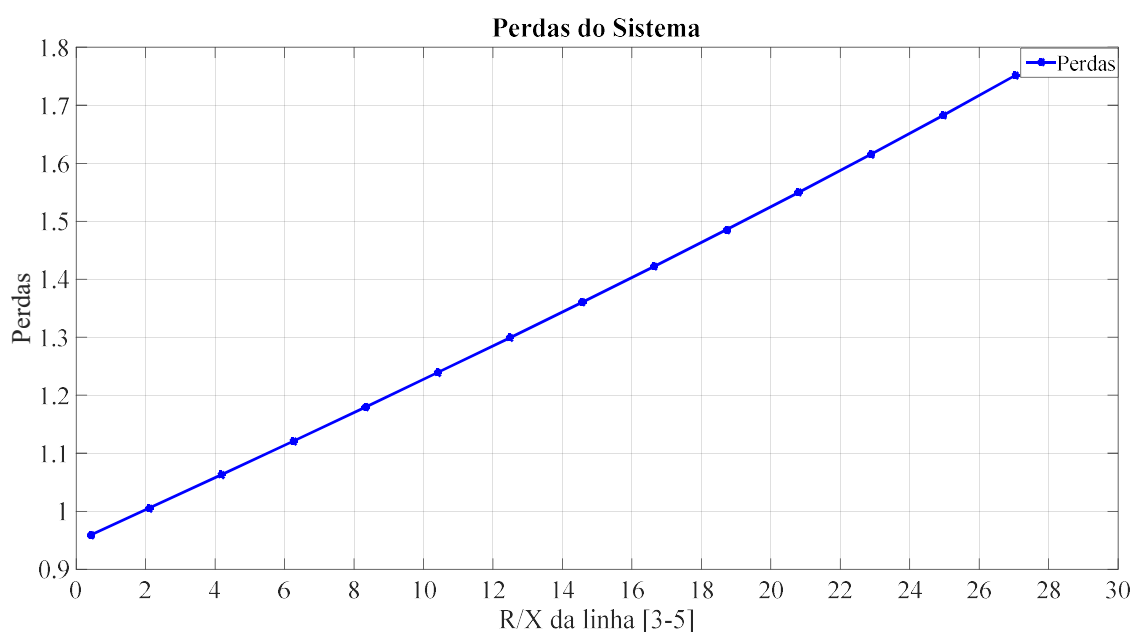


Figura 4.15 - Gráfico com os resultados das perdas em relação em ao R/X do da linha (3-5) do sistema teste de Miranda.

Como mostrado na Figura 4.12, conforme a relação R/X da linha aumenta, a tensão mínima do sistema diminui, consequentemente, as perdas do aumentam como visto na Figura 4.13.

4.4.3 Análise de Convergência do Fluxo de Carga com Alteração de Carga.

Para analisar o desempenho dos métodos propostos com alteração de carga, foi aumentada gradativamente a carga da barra onze e executado o fluxo de carga utilizando os três métodos, primeiramente sem alterar linhas. A Tabela 4.13 mostra o resultados obtidos pelos três métodos.

Tabela 4.13 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda alterando a carga da barra onze.

<i>Caso</i>	<i>Carga (Barra 11)</i>	<i>Max R/X</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1x	1,34	17	17	17	0,9506	12	0,9591
2	2x	1,34	17	17	17	0,9456	11	1,0081
3	3x	1,34	17	17	17	0,9378	11	1,0704
4	4x	1,34	17	17	17	0,9298	11	1,1467
5	5x	1,34	17	17	17	0,9216	11	1,2378
6	6x	1,34	17	17	17	0,9131	11	1,3447
7	7x	1,34	17	17	17	0,9042	11	1,4684
8	8x	1,34	17	17	17	0,8951	11	1,6100
9	9x	1,34	17	17	17	0,8856	11	1,7710
10	10x	1,34	17	17	17	0,8757	11	1,9528
11	15x	1,34	17	17	17	0,8190	11	3,2526
12	20x	1,34	17	17	17	0,7418	11	5,6061
13	25x	1,34	18	NC	NC	0,5626	11	12,7489
14	26x	1,34	NC	NC	NC	-	-	-

É observado na Tabela 4.13 que, sem alterar a relação R/X do sistema e aumentando a carga de uma barra, todos os métodos possui bom índice de convergência, os métodos convergem para praticamente todos os casos observados. Apenas quando o aumento de carga é vinte e cinco vezes mais, o Desacoplado Rápido obtém convergência e o Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos não conseguem convergir. A tensão mínima no primeiro caso é a da barra doze, com o aumento da carga da barra onze, a mesma passa ter a menor tensão deste sistema.

O gráfico da Figura 4.14 mostrará o comportamento da mínima tensão do sistema, à medida que a carga da barra onze é aumentada. Desta forma, será possível observar como tensão se comporta com o aumento de carga.

E o gráfico da Figura 4.15 expressa o perfil das perdas do sistema em relação ao aumento de carga da barra onze.

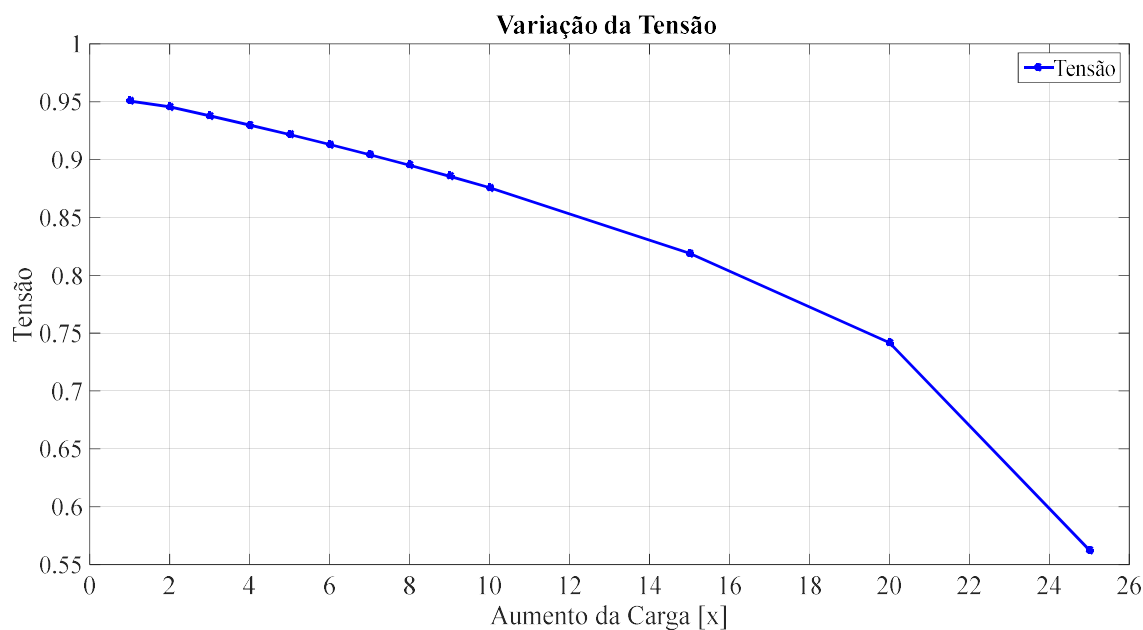


Figura 4.16 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao aumento de carga da barra onze do sistema teste de Miranda.

Como observado no gráfico 4.14, à medida que a carga da barra 11 aumenta, a mínima tensão do sistema diminui gradativamente.

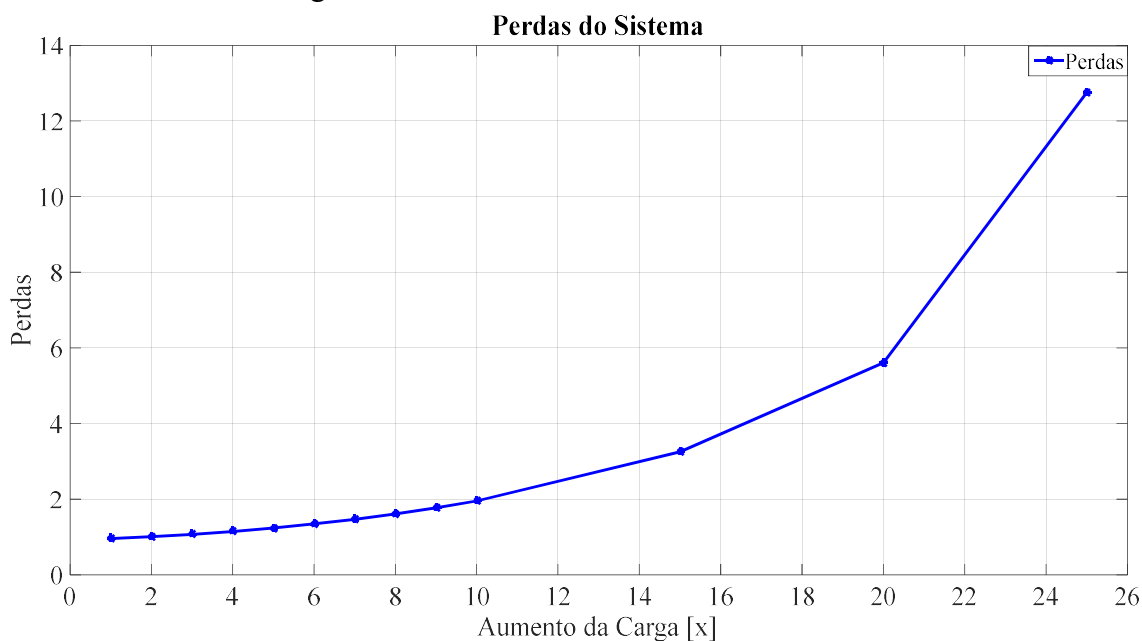


Figura 4.17 - Gráfico com os resultados das perdas do sistema em relação ao aumento de carga da barra onze do sistema teste quarenta e cinco barras.

As perdas do sistema aumentam continuamente quando a carga da barra onze é aumentada, como visto no gráfico 4.15.

É também observado a convergência dos métodos aumentando a carga da barra onze e alterando a relação R/X . Nesta situação, o X da linha que possui a maior relação R/X é

multiplicado por 10^{-1} , desta forma, a máxima relação R/X do sistema aumenta. Os resultados são expressados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com alteração na relação R/X e na carga da barra onze.

<i>Caso</i>	<i>Carga (Barra 11)</i>	<i>Max R/X</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1x	13,45	17	17	17	0,9506	12	0,9592
2	2x	13,45	17	17	17	0,9462	11	1,0082
3	3x	13,45	17	17	17	0,9391	11	1,0704
4	4x	13,45	17	17	17	0,9317	11	1,1466
5	5x	13,45	17	17	17	0,9241	11	1,2374
6	6x	13,45	NC	17	17	0,9164	11	1,3437
7	7x	13,45	NC	17	17	0,9084	11	1,4663
8	8x	13,45	NC	17	17	0,9001	11	1,6062
9	9x	13,45	NC	17	17	0,8917	11	1,7646
10	10x	13,45	NC	17	17	0,8829	11	1,9428
11	15x	13,45	NC	17	17	0,8340	11	3,1894
12	20x	13,45	NC	20	17	0,7726	11	5,2924
13	25x	13,45	NC	NC	17	0,6831	11	9,2247

Observa-se que, quando aumenta a máxima R/X do sistema, o método Desacoplado Rápido não consegue convergir para muitos casos. Para aumento de carga superior a seis vezes, o método não obtém convergência. O Newton Constante 3 Passos converge para todos os casos observados, até mesmo quando o aumento de carga da barra onze é vinte e cinco vezes maior. O Primal 3 Passos passa a convergir com vinte iterações quando a carga da barra é aumentada vinte vezes e não consegue mais convergir a partir de então.

A tensão mínima do sistema também diminui conforme a carga vai aumentando, e a mesma que no caso base é na barra doze, com o aumento de carga na barra onze, esta passa a possuir a menor tensão do sistema.

As perdas do sistema aumentam devido as linhas terem que transmitir maior quantidade de potência para atender a carga.

4.4.4 Análises dos Efeitos da Geração Distribuída no Sistema Teste de Miranda

Para análise dos efeitos de geração distribuída no sistema teste de Miranda, é executado o fluxo de carga no sistema sem e com GD e comparado os valores das tensões nas barras.

A geração distribuída instalada no sistema de Miranda é modelada no fluxo de carga como uma barra *PQ* (negativa).

Neste sistema, a GD é instalada na barra onze, fornecendo 600 kW de potência ativa, equivalente a 6 pu, e 180 kVAr de potência reativa, que equivale a 1,8 pu. A instalação é realizada nesta barra devido a mesma possuir a menor tensão do sistema. A Figura 4.18 mostra o sistema teste de Miranda com a presença da GD.

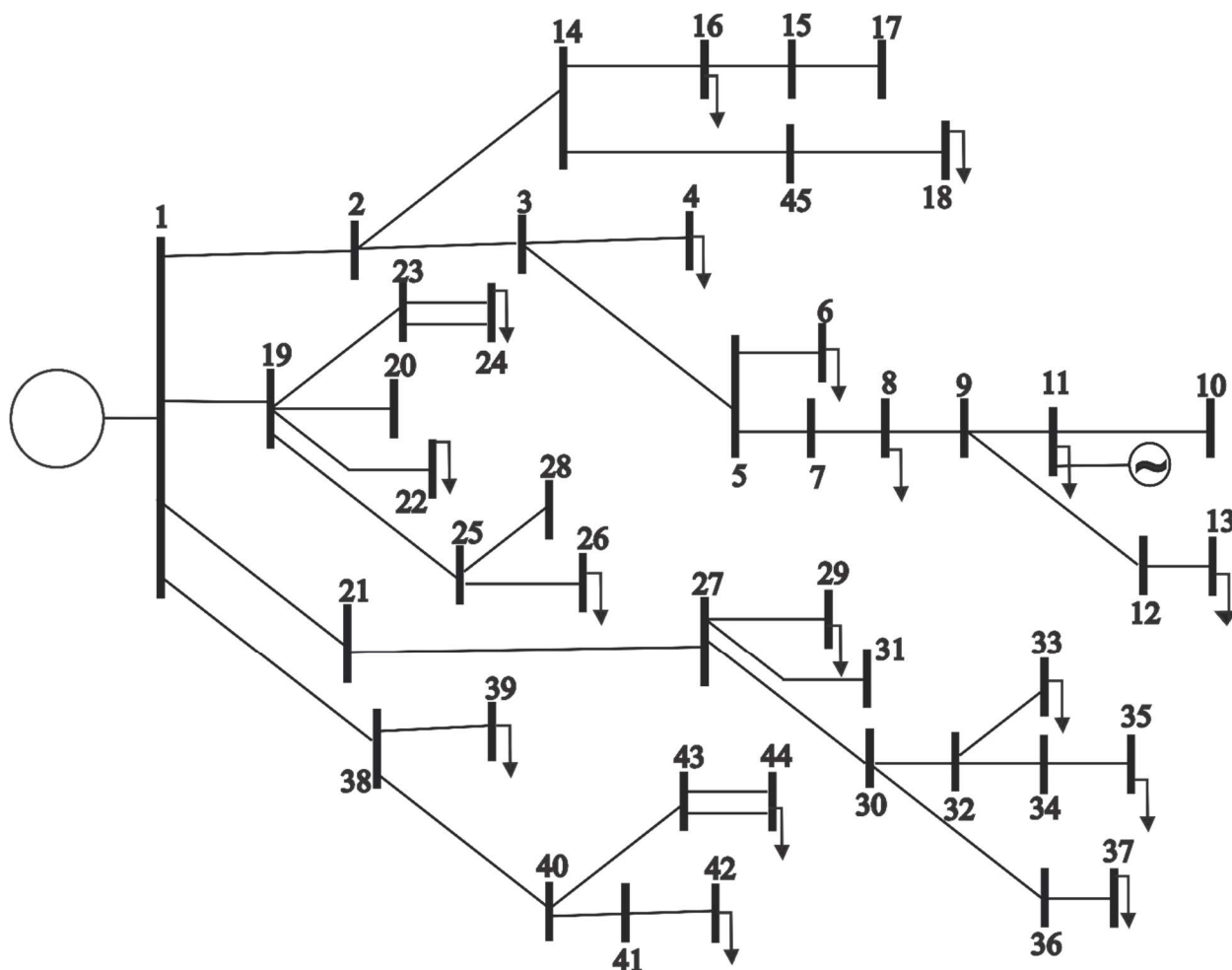


Figura 4.18 - Sistema teste 45 barras regional de Miranda com a presença GD.

A Tabela 4.15 mostra os valores das tensões (módulo e ângulo) do sistema sem GD e com GD.

Tabela 4.15 - Resultados da geração distribuída no sistema teste de Miranda.

<i>Barra</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>	
	<i>V (pu)</i>	<i>θ (°)</i>	<i>V (pu)</i>	<i>θ (°)</i>
1	1,0040	0,0000	1,0040	0,0000
2	1,0002	-1,0742	1,0045	-0,7970
3	0,9967	-1,6149	1,0056	-1,1330
4	1,0465	-1,9837	1,0559	-1,4954

5	0,9973	-1,8510	1,0086	-1,2039
6	1,0255	-2,0974	1,0370	-1,4448
7	0,9971	-2,0547	1,0115	-1,1889
8	0,9982	-2,3563	1,0147	-1,0678
9	0,9559	-2,7100	0,9768	-0,4117
10	0,9532	-2,8243	0,9894	-0,1989
11	0,9531	-2,8150	0,9893	-0,1896
12	0,9506	-2,9611	0,9716	-0,6560
13	1,0000	-3,0895	1,0222	-0,7790
14	0,9908	-1,4488	0,9952	-1,1700
15	1,0411	-1,7257	1,0457	-1,4445
16	1,0152	-1,7257	1,0197	-1,4445
17	1,0413	-1,7395	1,0459	-1,4583
18	1,0377	-1,9394	1,0423	-1,6564
19	0,9997	-0,3839	0,9997	-0,3839
20	0,9997	-0,3851	0,9997	-0,3851
21	1,0030	-0,2201	1,0030	-0,2201
22	1,0015	-0,8077	1,0015	-0,8077
23	0,9873	-0,9097	0,9873	-0,9097
24	1,0637	-1,4042	1,0637	-1,4042
25	0,9961	-0,4908	0,9961	-0,4908
26	1,0448	-0,8885	1,0448	-0,8885
27	1,0010	-1,3952	1,0010	-1,3952
28	0,9967	-0,5308	0,9967	-0,5308
29	1,0533	-1,6115	1,0533	-1,6115
30	0,9998	-1,5089	0,9998	-1,5089
31	1,0011	-1,3954	1,0011	-1,3954
32	0,9985	-1,5939	0,9985	-1,5939
33	1,1093	-1,8967	1,1093	-1,8967
34	0,9948	-1,9134	0,9948	-1,9134
35	1,0765	-2,2354	1,0765	-2,2354
36	1,0002	-1,6465	1,0002	-1,6465
37	1,0537	-1,7953	1,0537	-1,7953
38	0,9983	-0,3970	0,9983	-0,3970
39	1,0463	-0,7886	1,0463	-0,7886
40	0,9936	-0,8638	0,9936	-0,8638
41	0,9922	-0,9508	0,9922	-0,9508

42	1,0446	-1,4189	1,0446	-1,4189
43	0,9936	-0,8656	0,9936	-0,8656
44	1,0463	-1,1379	1,0463	-1,1379
45	0,9882	-1,6421	0,9925	-1,3617

Observa-se na Tabela 4.15 que, as tensões em algumas barras do sistema melhoram com a inserção de GD. As barras que há melhora de tensão, estão localizadas próxima a GD. A tensão na barra doze que anteriormente era de 0,9506 pu, com a GD, a tensão passa a ser 0,9716. As barras mais beneficiada com a inserção de GD, além da barra doze, são as barras onze, dez e nove.

A Tabela 4.16, mostra os valores dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas do sistema sem e com GD, os valores das relações R/X de todas as linhas desse sistema, e também as perdas totais.

Tabela 4.16 - Fluxo de potência ativa e reativa nas linhas do sistema teste de Miranda.

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R/X</i>	<i>Sem GD</i>		<i>Com GD</i>	
			<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>	<i>Fluxo P (pu)</i>	<i>Fluxo Q (pu)</i>
1	2	0,416	18,7414	-4,3372	12,6791	-6,5384
2	3	0,681	10,7251	-3,1616	4,7289	-5,1661
3	4	0,000	4,7000	1,8833	4,7000	1,8590
3	5	0,416	5,9627	-4,0669	0,0067	-5,9738
5	6	0,000	1,7375	-1,0019	1,7375	-1,0306
5	7	0,416	4,2141	-2,1166	-1,7376	-3,9647
7	8	0,000	4,2080	-0,8305	-1,7417	-2,6403
9	8	0,000	-2,0330	0,2206	3,9167	2,0234
9	11	1,345	1,2284	0,0257	-4,7211	-1,7567
11	10	1,345	0,0000	-0,1444	0,0000	-0,1556
9	12	1,342	0,8046	-0,2463	0,8044	-0,2666
12	13	0,000	0,8000	0,2019	0,8000	0,2019
19	20	0,681	0,0000	-0,2948	0,0000	-0,2948
1	21	0,682	16,0751	-5,9942	16,0751	-5,9942
21	27	0,416	16,0371	-5,7733	16,0371	-5,7733
19	22	0,000	3,1000	-0,7418	3,1000	-0,7418
23	24	0,000	6,7391	2,6550	6,7391	2,6550
23	24	0,000	6,7484	2,6587	6,7484	2,6587
2	14	1,189	7,8766	0,1583	7,8759	0,1262

14	16	0,000	3,4625	0,7651	3,4625	0,7576
14	45	0,415	4,3450	0,5105	4,3449	0,4967
15	16	0,000	0,0000	0,2092	0,0000	0,2111
15	17	1,342	0,0000	-0,2092	0,0000	-0,2111
45	18	0,000	4,3375	2,0022	4,3375	2,0020
19	25	1,189	5,2171	0,8841	5,2171	0,8841
25	26	0,000	5,2000	2,7082	5,2000	2,7082
25	28	1,190	0,0004	-1,2148	0,0004	-1,2148
27	30	1,190	13,0550	-4,1801	13,0550	-4,1801
27	31	0,416	0,0000	-0,1543	0,0000	-0,1543
30	32	1,190	10,8029	-1,8692	10,8029	-1,8692
32	34	1,189	4,4739	-1,8784	4,4739	-1,8784
34	35	0,000	4,4501	-0,7253	4,4501	-0,7253
32	33	0,000	6,3127	0,1474	6,3127	0,1474
1	19	0,416	21,9984	3,6764	21,9984	3,6764
1	38	0,681	21,8442	1,8570	21,8442	1,8570
38	40	0,682	15,9210	-1,4736	15,9210	-1,4736
38	39	0,000	5,8125	3,6552	5,8125	3,6552
40	41	0,966	8,0615	-0,3143	8,0615	-0,3143
40	43	0,421	7,7751	-0,5978	7,7751	-0,5978
43	44	0,000	3,8875	-0,2955	3,8875	-0,2955
43	44	0,000	3,8875	-0,2955	3,8875	-0,2955
41	42	0,000	8,0500	-0,0935	8,0500	-0,0935
30	36	0,416	2,2275	-2,1895	2,2275	-2,1895
36	37	0,000	2,2251	-0,6746	2,2251	-0,6746
19	23	0,681	13,6131	4,2573	13,6131	4,2573
27	29	0,000	2,8501	0,2931	2,8501	0,2931
Perdas (pu)			0,9591		0,8968	

A GD também contribuiu neste sistema com a redução de perdas. Como mostrado na Tabela 4.16, por existir outra geração no sistema próxima a algumas cargas, o fluxo de potência transmitido pelas linhas por um gerador distante diminui, ocasionando menores perdas no sistema.

4.4.5 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha da Barra Três a Cinco com Inserção de GD no Sistema Teste de Miranda.

Para fazer a comparação do desempenho dos métodos propostos com a inserção de GD neste sistema, foram criadas várias situações alterando a relação R/X da linha que conecta à barra três a cinco.

A primeira alteração foi multiplicar o X da linha por um “*k*” com valores menores que um, desta forma, aumenta a relação R/X da linha. Tabela 4.17 expressa os resultados obtidos pelos os três métodos com a alteração nesta linha.

Tabela 4.17 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com GD e alterando o X da linha (3-5).

<i>Caso</i>	<i>k_x</i>	<i>R/X (3-5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>
1	1	0,42	17	17	17	0,9716
2	10 ⁻¹	4,16	17	17	17	0,9690
3	5 * 10 ⁻²	8,32	17	17	17	0,9689
4	10 ⁻²	41,58	17	17	17	0,9687
5	5 * 10 ⁻³	83,16	17	17	17	0,9687
6	10 ⁻³	415,64	NC	17	17	0,9687
7	10 ⁻⁴	4156,4	NC	17	17	0,9687
8	10 ⁻⁵	41564	NC	NC	17	0,9687

A segunda alteração foi multiplicar o R da linha por um “*k*” com valores maiores que um, também aumentando a relação R/X da linha. A Tabela 4.18 demonstra os resultados obtidos.

Tabela 4.18 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com GD e alterando o R da linha (3-5).

<i>Caso</i>	<i>k_R</i>	<i>R/X (3-5)</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1	0,42	17	17	17	0,9716	12	0,8968
2	5	2,08	17	17	17	0,9716	12	0,9243
3	10	4,16	17	17	17	0,9715	12	0,9587
4	15	6,24	17	17	17	0,9714	12	0,9931
5	20	8,32	17	17	17	0,9712	12	1,0275
6	25	10,39	17	17	17	0,9710	12	1,0618
7	30	12,47	17	17	17	0,9708	12	1,0961
8	40	16,63	19	17	17	0,9702	12	1,1646
9	50	20,78	NC	17	17	0,9694	12	1,2329
10	60	24,95	NC	18	17	0,9686	12	1,3009

11	70	29,10	NC	20	17	0,9675	12	1,3687
12	80	33,26	NC	23	18	0,9663	12	1,4332
13	90	37,42	NC	25	19	0,9650	12	1,5031
14	100	41,58	NC	28	22	0,9634	12	1,5676
15	110	45,74	NC	28	25	0,9619	12	1,6351
16	120	49,89	NC	NC	30	0,9600	12	1,6981
17	130	54,05	NC	NC	36	0,9581	12	1,7623

O método Newton Constante 3 Passos e Primal 3 Passos é superior ao Desacoplado Rápido em todas situações observadas com a presença de GD no sistema.

A Tabela 4.17 e 4.18 mostra que Desacoplado Rápido não converge para todos os casos quando se altera o X e R da linha, enquanto, o Primal 3 Passos converge para vários casos presentes nas tabelas, e o Newton Constante 3 Passos converge para todos os casos observados, tanto para modificações no X e no R.

A Tabela 4.18 demonstra que, quando a relação é próximo a vinte, o Desacoplado Rápido não encontra convergência. Quando essa relação é superior a quarenta e cinco, o Primal 3 Passos diverge. O Newton Constante 3 Passos, consegue obter convergência até para relação superior a cinquenta.

O gráfico da Figura 4.16 mostra o perfil da mínima tensão do sistema com GD, à medida que aumenta a relação R/X da linha, quando está alterando o R. Desta forma, é possível observar o comportamento dessa tensão no sistema com GD.

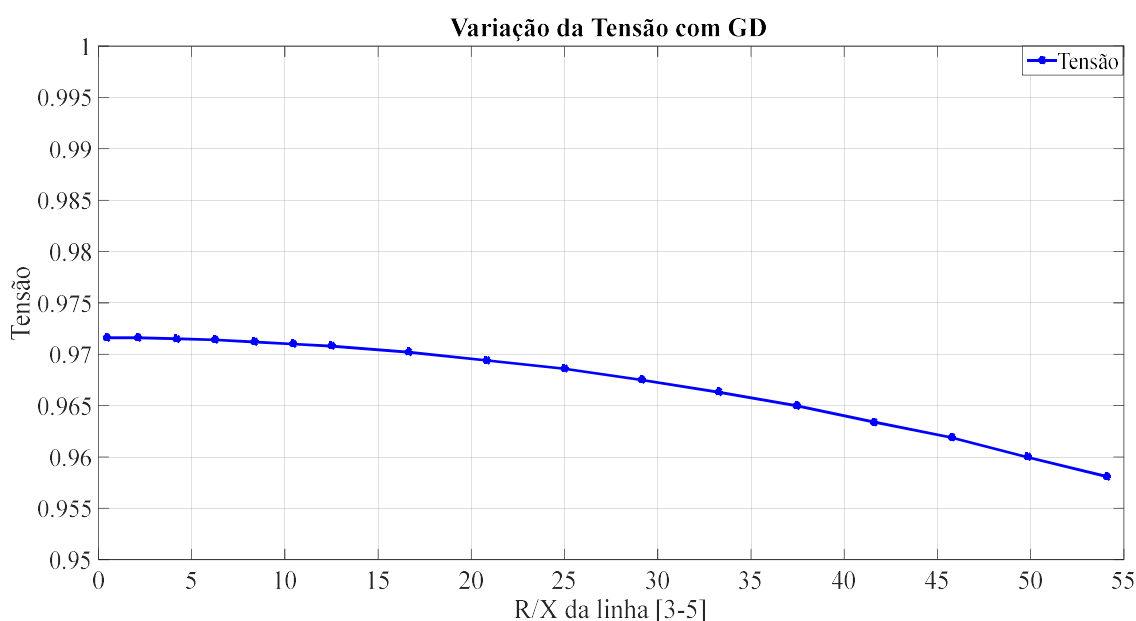


Figura 4.19 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda com GD.

O gráfico da Figura 4.17 apresenta as perdas do sistema em relação ao aumento da relação R/X da linha, em situações que é alterado o R.

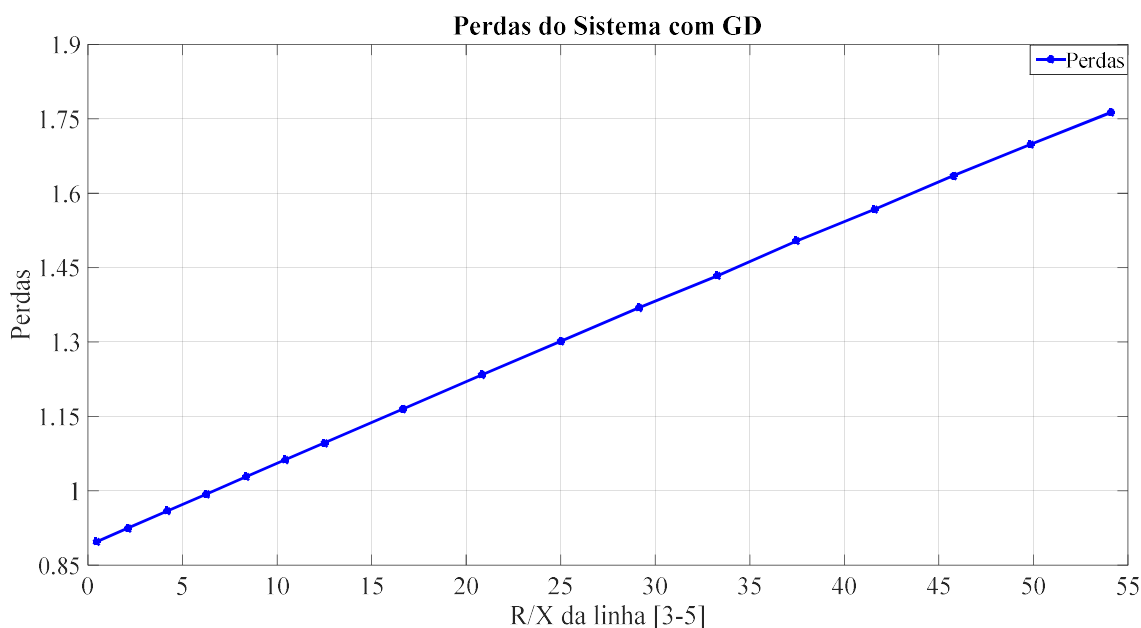


Figura 4.20 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação ao R/X da linha (3-5) do sistema teste de Miranda com GD.

Como observado no gráfico da Figura 4.16, à medida que a relação R/X aumenta, a mínima tensão do sistema diminui, porém a queda de tensão é inferior quando o sistema não possui GD. A GD ajuda manter a tensão na barra com valor aceitável, mesmo em situações que a relação R/X da linha está bem alta.

As perdas do sistema aumentam conforme a relação R/X da linha aumenta, como visto no gráfico 4.17.

4.4.6 Análise de Convergência do Fluxo de Carga Alterando a Relação R/X da Linha com Máxima R/X e com Modelagem de Carga.

Geralmente, as cargas no fluxo de potência são modelados como potência constante, ou seja, a variação de potência independe das variações de tensões, como explanado no capítulo 2.

Para verificar o desempenho dos três métodos com cargas no modelo “ZIP”, ou seja, carga com parte potência constante, parte corrente constante e parte impedância constante, algumas cargas do sistema foram modeladas.

Para o sistema de Miranda, as cargas que foram modeladas como “ZIP” estão nas barras oito e dezesseis. A Tabela 4.19 mostra em porcentagem as parcelas das cargas correspondente a cada modelo. Sendo que: a parcela da carga representada por um modelo de impedância

constante corresponde a α_{zp} , a parcela da carga representada por um modelo de corrente constante equivale a β_{Ip} , a parcela da carga representada por um modelo de potência constante é representada a γ_{Pp} .

Tabela 4.19 - Modelagem das cargas no sistema teste de Miranda.

Barra 8	P (pu)	Q (pu)
	2,175	0,550
α_{zp}	30%	30%
β_{Ip}	20%	20%
γ_{Pp}	50%	50%
Barra 16	P (pu)	Q (pu)
	3,4625	1,575
α_{zp}	5%	5%
β_{Ip}	5%	5%
γ_{Pp}	90%	90%

Os resultados da convergência do fluxo de carga utilizando os três métodos e modelando essas cargas do sistema, estão nas Tabelas 4.20 e 4.21.

A Tabela 4.20 mostra a convergência dos métodos alterando a máxima relação R/X do sistema, quando é alterado o X.

É mostrado na Tabela 4.21 a convergência dos três métodos alterando a máxima relação R/X do sistema, quando se altera o R.

Tabela 4.20 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com modelagem de carga e alterando o X da linha com máxima R/X.

Caso	k_x	R/X Max	NRDR	PR - 3P	NC - 3P	V_{min}
1	1	1,34	17	17	17	0,9507
2	10^{-1}	13,44	17	17	17	0,9507
3	$5 * 10^{-2}$	26,89	17	17	17	0,9507
4	10^{-2}	134,46	NC	17	17	0,9507
5	$5 * 10^{-3}$	268,93	NC	NC	17	0,9507
6	10^{-3}	1344,67	NC	NC	17	0,9507
7	10^{-4}	13446,73	NC	NC	17	0,9507

Como observado na Tabela 4.20, com modelagem de carga e alterando o X da linha, os métodos possuem os mesmo números de interações para convergir, porém, o método Desacoplado Rápido e Primal 3 Passos, não converge para todos os casos observados.

Tabela 4.21 - Número de iterações para convergência do fluxo de carga no sistema teste de Miranda com modelagem de carga e alterando o R da linha com máxima R/X.

<i>Caso</i>	<i>k_R</i>	<i>R/X Max</i>	<i>NRDR</i>	<i>PR - 3P</i>	<i>NC - 3P</i>	<i>Vmin</i>	<i>Barra</i>	<i>Perdas</i>
1	1	1,34	17	17	17	0,9507	12	0,9599
2	2	2,68	17	17	17	0,9506	11	0,9634
3	5	6,72	17	17	17	0,9425	11	0,9743
4	7	9,41	17	17	17	0,9371	11	0,9817
5	10	13,45	NC	17	17	0,9287	11	0,9932
6	12	16,13	NC	17	17	0,9231	11	1,0012
7	15	20,17	NC	17	17	0,9145	11	1,0134
8	20	26,89	NC	NC	17	0,8998	11	1,0350
9	25	33,62	NC	NC	17	0,8846	11	1,0582
10	30	40,34	NC	NC	17	0,8687	11	1,0832
11	40	53,79	NC	NC	17	0,8349	11	1,1400
12	50	67,23	NC	NC	17	0,7975	11	1,2087
13	60	80,68	NC	NC	17	0,7550	11	1,2955
14	70	94,13	NC	NC	17	0,7043	11	1,4132
15	80	107,57	NC	NC	17	0,6377	11	1,5969

Alterando o R da linha, a convergência do método Newton Constante 3 Passos se mantém robusta para todos os casos observados, a modelagem de carga não atrapalha a sua convergência, como visto na Tabela 4.21. Para alterações no X e no R da linha, o Desacoplado Rápido e Primal 3 Passos não converge para todos os casos.

O gráfico da Figura 4.18 mostra o perfil da mínima tensão com cargas com modelo “ZIP”, em relação ao aumento da máxima relação R/X do sistema, quando há alteração no R.

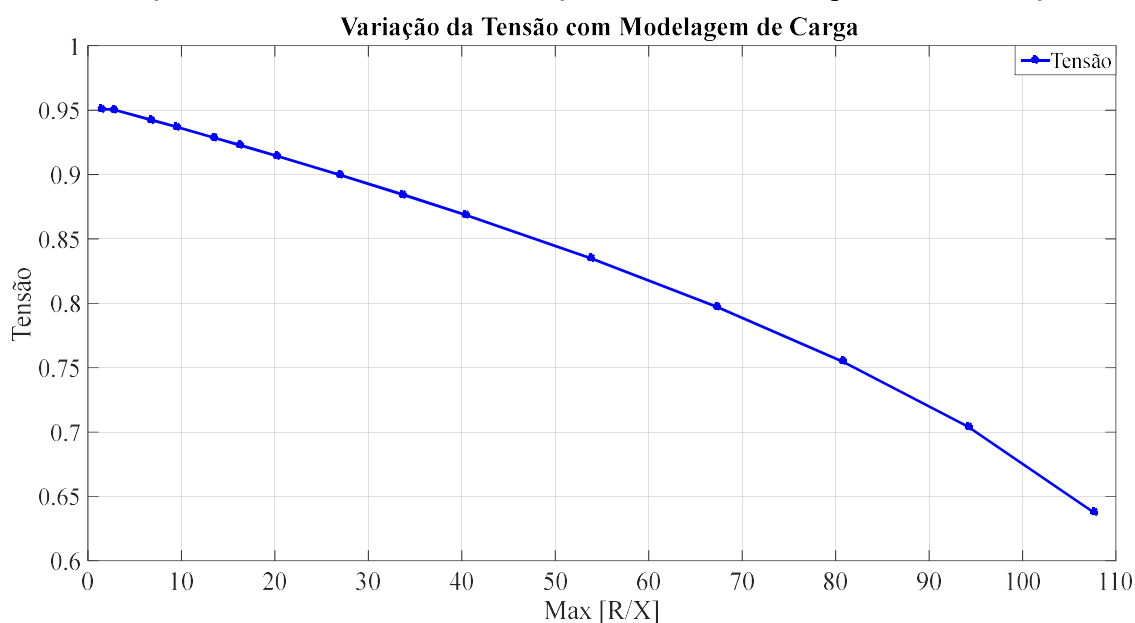


Figura 4.21 - Gráfico com os resultados da mínima tensão em relação a máxima R/X do sistema teste de Miranda com modelagem de carga.

Como observado no gráfico da Figura 4.18, com modelagem de cargas a tensão apresenta o mesmo perfil, à medida que a relação R/X da linha aumenta, a mínima tensão do sistema diminui gradativamente.

O gráfico da Figura 4.19 apresenta as perdas do sistema com cargas com modelo “ZIP” em relação ao aumento da máxima relação R/X , em situações que é alterado o R .

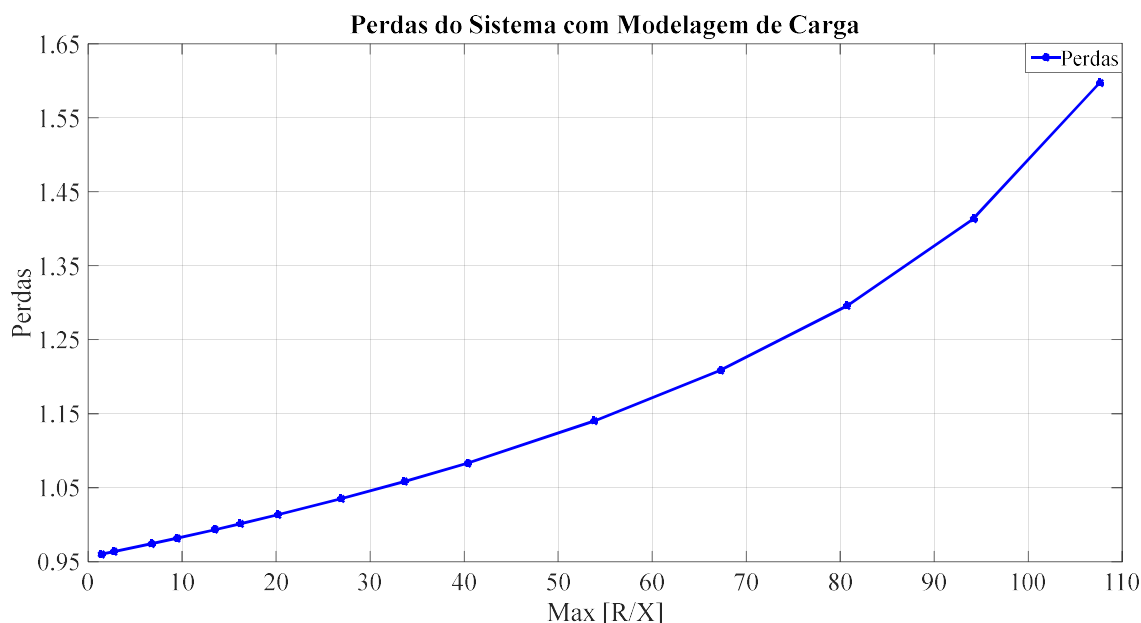


Figura 4.22 - Gráfico com os resultados das perdas em relação a máxima R/X do sistema de Miranda barras com modelagem de carga.

As perdas do sistema aumentam continuamente quando a relação R/X da linha é aumentada, como visto no gráfico da Figura 4.19.

4.5 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas as análises de desempenho comparativo dos métodos Desacoplado Rápido, Primal 3 Passos e Newton Constante 3 Passos.

Todas as situações proposta neste capítulo, é com o intuito de demonstrar a robustez dos métodos propostos para resolver o problema de fluxo de carga em redes de distribuição operando em emergência. Situações estas: sobrecargas em linhas do sistema, aumento de carga, inserção de geração distribuída e modelagem de carga.

Também é mostrado alguns benefícios que a geração distribuída proporciona aos sistemas de energia elétrica.

Capítulo 5

CONCLUSÃO

5.1 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi analisado e discutido o problema de cálculo de fluxo de carga em redes de distribuição operando em emergência. Entende-se operação em emergência as situações em que as tensões operacionais da rede de distribuição não atendem os limites estabelecidos e/ou há linhas com sobrecargas. Este tipo de situações é frequente em alimentadores radiais rurais e em situações de transferência de carga emergencial entre alimentadores. Foram implementados três algoritmos de fluxo de carga. Com base nas simulações e análises de resultados, descritos detalhadamente no Capítulo 4, é possível realizar algumas conclusões, sendo as principais:

- Os métodos de três passos se apresentam robustos e mais competitivos que o Desacoplado Rápido clássico, tanto em operação normal como em emergência.
- O método Newton Constante 3 Passos, apresenta melhor desempenho na grande maioria dos casos observados, em relação ao método Desacoplado Rápido e o método Primal 3 Passos também apresentado neste trabalho.
- Em situações que são aumentadas todas as relações R/X das linhas dos sistemas, por meio da diminuição do valor X , como realizado no sistema de Boa Esperança e de São Luís, o método Newton Constante 3 Passos apresenta melhor desempenho que os demais métodos. Desta forma, para sistemas cuja linhas possuem altas relações R/X e baixas tensões nas barras, este método é uma ótima alternativa para resolver o problema do fluxo de carga.
- O método Newton Constante 3 Passos também é superior em número de iterações para convergir o fluxo de carga em sistemas que todas as linhas estão com elevada R/X e possui geração distribuída, como comprovado em simulações no sistema de Boa Esperança e de São Luís.

Os métodos de três passos foram submetidos as seguintes tipos de testes: sobrecarga em linhas no sistema sem e com a presença de GD, aumento de carga e modelagem de cargas do sistema. Em todos eles, foram superiores ao método Desacoplado Rápido. Em ocasiões de emergência o Desacoplado Rápido falha, ou seja, não consegue convergência. Dentre as duas

opções de três passos, o melhor desempenho foi obtido com o método Newton Constante 3 Passos.

Os métodos de três passos apresentam melhor desempenho por utilizar em suas formulações menos aproximações que o Desacoplado Rápido. O método Newton Constante 3 Passos é formulado utilizando todas as sub - matrizes da Jacobiana, porém de forma constante preservando em bom grau a representação do acoplamento entre os subproblemas de potência ativa e reativa. Notar que este acoplamento se torna mais intenso na medida que a relação R/X cresce e em condições de operação distantes da nominal, como é o caso de operação em emergência.

➤ TRABALHOS FUTUROS

As principais sugestões para dá continuidade a este trabalho, de forma a complementar os estudos, são:

- Resolver o problema de fluxo de carga trifásico em redes de distribuição desequilibradas utilizando métodos desacoplados.
- Pesquisar formas de normalização alternativas com o intuito de melhorar os índices de convergência.
- Analisar impactos da inserção geração da distribuída na operação do sistema de distribuição, visto que, os operadores do sistema terão algumas dificuldades para realizar manobras, como transferência de cargas, devido o sistema possuir mais de uma fonte de alimentação.
- Pesquisar métodos de otimização para alocação ótima de geração distribuição utilizando os métodos de três passos.

REFERÊNCIAS

- [1] PRODIST, “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Distribuição,” 2005.
- [2] B. Dag, A. R. Boynuegri, Y. Ates, A. Karakas, A. Nadar, and M. Uzunoglu, “Static Modeling of Microgrids for Load Flow and Fault Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 1990–2000, May 2017.
- [3] M. V. X. Dias, C. B. Edson, J. Haddad, “Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras,” *SBPE*, vol. 11, no. 2, 2012.
- [4] ANEEL, “Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa N° 687,” 2015.
- [5] PRODIST, “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL -Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 2016.
- [6] M. Baran and F. F. Wu, “Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 4, no. 1, pp. 735–743, 1989.
- [7] W. Tinney and C. Hart, “Power Flow Solution by Newton’s Method,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449–1460, Nov. 1967.
- [8] B. Stott and O. Alsac, “Fast Decoupled Load Flow,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, May 1974.
- [9] R. Berg, E. Hawkins, and W. Pleines, “Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-86, no. 4, pp. 415–421, Apr. 1967.
- [10] J. Arrillaga and B. J. Harker, “Fast-decoupled three-phase load flow,” *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 125, no. 8, p. 734, 1978.
- [11] R. A. M. van Amerongen, “A general-purpose version of the fast decoupled loadflow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, no. 2, pp. 760–770, May 1989.

- [12] A. J. Monticelli, A. Garcia, and O. R. Saavedra, "Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 1425–1431, 1990.
- [13] R. G. Cespedes, "New method for the analysis of distribution networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 1, pp. 391–396, 1990.
- [14] T.-H. Chen, M.-S. Chen, K.-J. Hwang, P. Kotas, and E. A. Chebli, "Distribution system power flow analysis-a rigid approach," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 3, pp. 1146–1152, Jul. 1991.
- [15] S. K. Goswami and S. K. Basu, "A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491, Jul. 1992.
- [16] R. D. Zimmerman and Hsiao-Dong Chiang, "Fast decoupled power flow for unbalanced radial distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 2045–2052, Nov. 1995.
- [17] D. Das, D. P. Kothari, and A. Kalam, "Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 17, no. 5, pp. 335–346, Oct. 1995.
- [18] A. Augugliaro, L. Dusonchet, M. G. Ippolito, and E. R. Sanseverino, "An efficient iterative method for load-flow solution in radial distribution networks," in *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502)*, 2001, vol. vol.3, p. 6.
- [19] T. Ochi, D. Yamashita, K. Koyanagi, and R. Yokoyama, "The development and the application of fast decoupled load flow method for distribution systems with high R/X ratios lines," in *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2013, pp. 1–6.
- [20] O. L. Tortelli, E. M. Lourenco, A. V. Garcia, and B. C. Pal, "Fast Decoupled Power Flow to Emerging Distribution Systems via Complex pu Normalization," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1351–1358, May 2015.
- [21] R. K. Portelinha and O. L. Tortelli, "Three phase fast decoupled power flow for emerging Distribution Systems," in *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin*

America (ISGT LATAM), 2015, pp. 81–86.

- [22] G. H. M. Sianipar, G. A. Setia, and M. F. Santosa, “Implementation of Axis Rotation Fast Decoupled Load Flow on distribution systems,” in *2016 3rd Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE)*, 2016, pp. 257–261.
- [23] G. A. Setia, G. H. M. Sianipar, and R. T. Paribo, “The performance comparison between fast decoupled and backward-forward sweep in solving distribution systems,” in *2016 3rd Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE)*, 2016, pp. 247–251.
- [24] D. Rajcic, R. Ackovski, and R. Taleski, “Voltage correction power flow,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, no. 2, pp. 1056–1062, Apr. 1994.
- [25] C. S. Cheng and D. Shirmohammadi, “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 671–679, May 1995.
- [26] M. S. Srinivas, “Distribution load flows: A brief review,” in *2000 IEEE Power Engineering Society, Conference Proceedings*, 2000, vol. 2, pp. 942–945.
- [27] Young-Hyun Moon, Byoung-Kon Choi, Byoung-Hoon Cho, Se-Ho Kim, Bok-Nam Ha, and Jung-Ho Lee, “Fast and reliable distribution system load flow algorithm based on the Y/sub BUS/ formulation,” in *199 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.99CH36364)*, 2001, vol. 1, pp. 238–242.
- [28] A. Gomez Exposito and E. Romero Ramos, “Reliable load flow technique for radial distribution networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1063–1069, Aug. 1999.
- [29] S. Jovanovic and F. Milicevic, “Triangular distribution load flow,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 20, no. 5, pp. 60–62, May 2000.
- [30] T. L. Baldwin and S. A. Lewis, “Distribution Load Flow Methods for Shipboard Power Systems,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 40, no. 5, pp. 1183–1190, Sep. 2004.
- [31] R. M. Ciric, L. F. Ochoa, and A. Padilha, “Power flow in distribution networks with earth return,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 26, no. 5, pp. 373–380, Jun. 2004.

- [32] A. Hamouda and K. Zehar, “Efficient Load Flow Method for Radial Distribution Feeders,” *J. Appl. Sci.*, vol. 6, no. 13, pp. 2741–2748, Dec. 2006.
- [33] S. M. Moghaddas-Tafreshi and E. Mashhour, “Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 680–686, Apr. 2009.
- [34] P. R. Babu, M. P. V. V. R. Kumar, V. S. Hemachandra, and M. P. R. Vanamali, “A novel power flow solution methodology for radial distribution systems,” in *2010 IEEE Region 8 International Conference on Computational Technologies in Electrical and Electronics Engineering (SIBIRCON)*, 2010, pp. 507–512.
- [35] H. E. Farag, E. F. El-Saadany, R. El Shatshat, and A. Zidan, “A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1499–1506, Jul. 2011.
- [36] “Load representation for dynamic performance analysis (of power systems),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, May 1993.
- [37] R. D. F. V. DRESCH, “ANÁLISE DO EFEITO DA MODELAGEM DA CARGA NAS ESTIMATIVAS DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO,” Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre - RS, 2014.
- [38] I. F. Visconti, “Modelos de Cargas Baseados em Medições para Simulações Dinâmicas em Sistemas Elétricos de Potência,” Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro - RJ, 2010.
- [39] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, 1st ed. New Mexico: Taylor & Francis, 2002.
- [40] A. M. Cossi, “PLANEJAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA E BAIXA TENSÃO,” Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP, Ilha Solteira - SP, 2008.
- [41] A. R. J. Baran, “Fluxo De Potência Ótimo Trifásico,” UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ, Curitiba - PR, 2013.

- [42] UNESP, “Apostila Sdee 01,” 2016. [Online]. Available: <https://pt.scribd.com/document/318562834/Apostila-Sdee-01-UNESP>. [Accessed: 09-Jan-2018].
- [43] L. Fernando, “CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MODELAGEM A QUATRO FIOS,” Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira - SP, 2003.
- [44] T.S SHORT, *ELECTRIC POWER DISTRIBUTION HANDBOOK*, 1st ed., vol. 1. Raton, Boca New, London Washington, York: CRC Press, 2003.
- [45] R. A. Shayani, “MÉTODO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA,” Universidade de Brasília, Distrito Federal - DF, 2010.
- [46] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica*, 1st ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 1983.
- [47] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May 1988.
- [48] C. C. C. Martins, O. R. M. Saavedra, and V. L. C. Paucar, “Fluxo de Carga em Redes Modernas de Distribuição de Eletricidade,” in *THE 12th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2017*, 2017.
- [49] PRODIST, “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição,” 2011.
- [50] L. A. B. MASSELLI, “SISTEMA INTELIGENTE DE APOIO AO RESTABELECIMENTO DE SISTEMA ELÉTRICO NA FASE FLUENTE,” UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA, Florianopolis - SC, 2000.
- [51] L. G. Manganelli, “PROPOSTA DE ESTRATÉGIA PARA AGILIZAÇÃO DO CONTROLE RESTAURATIVO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA,”

Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte - MG, 2008.

- [52] A. D. S. PINTO, “PRÉ-OPERAÇÃO DE CENTROS DE CONTROLE DE TRANSMISSÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEDIMENTOS PARA VALIDAÇÃO DE MANOBRAS DE EQUIPAMENTOS DA REDE ELÉTRICA,” UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS, Belo Horizonte - MG, 2011.
- [53] O. N. D. S. ONS, “Submódulo 10.1 Manual de Procedimento da Operação: conceituação geral Revisão 1.1,” 2010.
- [54] A. N. Silva, “Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão.,” Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da Universidade de São Paulo, São Paulo - SP, 2004.

APÊNDICE A

A.1 Nomenclatura

Dados de Barra

$\textit{Barra}$	Número do Barramento
$\textit{Tipo}$	Tipo de Barramento
V	Modulo da Tensão (p.u.)
θ	Ângulo da Tensão (Radianos)
P_D	Potência ativa de Carga (p.u)
Q_D	Potência reativa de Carga (p.u)
P_G	Potência ativa de Geração(p.u)
Q_G	Potência reativa de Geração (p.u)
Q_{sh}	Potencia reativa do elemento shunt injetada na barra

Dados de Ramos

$\textit{De}$	Número da Barra de saída
$\textit{Para}$	Número de Barra de Chegada
R	Resistência (p.u.)

X	Reatância (p.u.)
b_{sh}	Susceptância total da linha
Tap	Tap do transformador
Tap_{MAX}	Máximo tap para ULTC
Tap_{MIN}	Mínimo tap para ULTC

A.2 Dados do teste sistema 6 Barras – Regional de Boa Esperança

Tabela A.1 - Dados de barra do sistema teste Boa Esperança da CEMAR no ano de 1998.

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>V</i>	<i>θ</i>	<i>P_D</i>	<i>Q_D</i>
1	2	1,0430	0,00	0,000	0,000
2	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
3	0	1,0000	0,00	2,720	2,040
4	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
5	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
6	0	1,0000	0,00	1,530	1,150

Tabela A.2 - Dados de linha do sistema teste Boa Esperança da CEMAR no ano de 1998.

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>b_{sh}</i>	<i>Tap</i>	<i>Tap_{min}</i>	<i>Tap_{max}</i>
1	2	74,57	77,14	1,003	-	-	-
2	3	0,00	111,52	0,000	0,975	0,975	0,975
3	4	0,00	286,40	0,000	1,050	1,050	1,050
4	5	378,82	282,28	0,293	-	-	-
5	6	0,00	605,00	0,000	0,950	0,950	0,950
5	6	0,00	612,00	0,000	0,950	0,950	0,950

A.3 Dados do sistema teste 19 Barras – Regional de São Luís

Tabela A.3 - Dados de barra do sistema teste São Luís da CEMAR no ano de 1998

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>V</i>	<i>θ</i>	<i>P_D</i>	<i>Q_D</i>
1	2	1,0290	0,00	0,000	0,000
2	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
3	0	1,0000	0,00	17,660	9,540
4	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
5	0	1,0000	0,00	19,250	10,390
6	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
7	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
8	0	1,0000	0,00	25,120	15,570
9	0	1,0000	0,00	21,050	13,040
10	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
11	0	1,0000	0,00	4,090	2,310
12	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
13	0	1,0000	0,00	14,840	9,200
14	0	1,0000	0,00	12,380	8,000
15	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
16	0	1,0000	0,00	10,350	4,720
17	0	1,0000	0,00	19,360	12,510
18	0	1,0000	0,00	0,000	0,000
19	0	1,0000	0,00	10,320	5,000

Tabela A.4 - Dados de linha do sistema teste São Luís da CEMAR no ano de 1998

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>b_{sh}</i>	<i>Tap</i>	<i>Tap_{min}</i>	<i>Tap_{max}</i>
1	1	3,26	7,59	0,144	-	-	-
2	2	0,00	22,84	-	0,975	0,975	0,975
2	2	1,68	3,91	0,074	-	-	-
4	4	0,00	22,96	-	0,975	0,975	0,975
4	4	0,00	22,96	-	0,975	0,975	0,975
1	1	2,96	4,57	0,086	-	-	-
7	7	0,00	29,12	-	0,950	0,950	0,950
7	7	0,00	29,12	-	0,950	0,000	1,500
7	7	13,31	19,02	0,287	-	-	-
10	10	0,00	76,20	-	1,025	1,025	1,025
1	1	1,91	4,44	0,084	-	-	-
12	12	0,00	29,25	-	0,975	0,975	0,975
12	12	0,00	29,96	-	0,975	0,975	0,975
1	1	6,18	14,42	0,273	-	-	-
15	15	0,00	57,60	-	0,975	0,975	0,975

15	15	0,11	0,25	0,005	-	-	-
1	1	4,51	10,51	0,199	-	-	-
18	18	0,00	22,68	-	0,975	0,975	0,975

A.4 Dados do sistema teste 45 Barras – Regional de Miranda

Tabela A.5 - Dados de barra do sistema teste de Miranda da CEMAR do ano de 1998

<i>Barra</i>	<i>Tipo</i>	<i>V</i>	<i>θ</i>	<i>P_D</i>	<i>Q_D</i>	<i>Q_{sh}</i>
1	2	1,004	0,00	0,000	0,0000	0,00
2	0	1,000	0,00	0,000	0,0000	0,00
3	0	1,000	0,00	0,000	0,0000	0,00
4	0	1,000	0,00	4,7000	3,1625	1,20
5	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
6	0	1,000	0,00	1,7375	0,2500	1,20
7	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
8	0	1,000	0,00	2,1750	0,5500	1,20
9	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
10	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
11	0	1,000	0,00	1,2250	0,3125	0,00
12	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
13	0	1,000	0,00	0,8000	0,2000	0,00
14	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
15	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
16	0	1,000	0,00	3,4625	1,5750	0,60
17	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
18	0	1,000	0,00	4,3375	1,9750	0,00
19	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
20	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
21	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
22	0	1,000	0,00	3,1000	0,4375	1,20
23	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
24	0	1,000	0,00	13,4875	6,5375	1,20
25	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
26	0	1,000	0,00	5,2000	2,6625	0,00
27	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
28	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
29	0	1,000	0,00	2,8500	1,6125	1,20
30	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
31	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
32	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
33	0	1,000	0,00	6,3125	1,5875	1,20

34	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
35	0	1,000	0,00	4,4500	0,6375	1,20
36	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
37	0	1,000	0,00	2,2250	0,6500	1,20
38	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
39	0	1,000	0,00	5,8125	3,6000	0,00
40	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
41	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
42	0	1,000	0,00	8,0500	1,1500	1,20
43	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00
44	0	1,000	0,00	7,7750	3,3125	3,60
45	0	1,000	0,00	0,0000	0,0000	0,00

Tabela A.6 - Dados de linha do sistema teste de Miranda da CEMAR do ano de 1998

<i>De</i>	<i>Para</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>b_{sh}</i>	<i>Tap</i>	<i>Tap_{min}</i>	<i>Tap_{max}</i>
1	2	3,874	9,322	1,663	-	-	-
2	3	5,122	7,517	1,073	-	-	-
3	4	0,000	15,040	0,000	0,950	0,950	0,950
3	5	2,286	5,498	0,981	-	-	-
5	6	0,000	25,960	0,000	0,975	0,975	0,975
5	7	3,049	7,332	1,308	-	-	-
7	8	0,000	12,448	0,000	1,000	1,000	1,000
9	8	0,000	30,280	0,000	0,957	0,957	0,957
9	11	20,474	15,226	0,159	-	-	-
11	10	20,474	15,226	0,159	-	-	-
9	12	64,345	47,947	0,497	-	-	-
12	13	0,000	28,040	0,000	0,950	0,950	0,950
19	20	1,410	2,070	0,295	-	-	-
1	21	1,314	1,928	0,275	-	-	-
21	27	4,754	11,433	2,040	-	-	-
19	22	0,000	23,890	0,000	1,000	1,000	1,000
23	24	0,000	14,540	0,000	0,925	0,925	0,925
23	24	0,000	14,520	0,000	0,925	0,925	0,925
2	14	11,036	9,279	1,186	-	-	-
14	16	0,000	14,400	0,000	0,975	0,975	0,975
14	45	3,592	8,650	1,542	-	-	-
15	16	0,000	27,560	0,000	1,025	1,025	1,025
15	17	24,948	18,590	0,193	-	-	-
45	18	0,000	12,912	0,000	0,950	0,950	0,950
19	25	5,829	4,901	0,626	-	-	-

25	26	0,000	14,620	0,000	0,950	0,950	0,950
25	28	11,393	9,578	1,224	-	-	-
27	30	1,316	1,106	0,142	-	-	-
27	31	0,360	0,865	0,154	-	-	-
30	32	1,363	1,145	0,147	-	-	-
32	34	10,961	9,217	1,178	-	-	-
34	35	0,000	14,620	0,000	0,925	0,925	0,925
32	33	0,000	10,304	0,000	0,900	0,900	0,900
1	19	1,374	3,305	0,590	-	-	-
1	38	2,318	3,402	0,486	-	-	-
38	40	3,300	4,842	0,691	-	-	-
38	39	0,000	12,928	0,000	0,950	0,950	0,950
40	41	1,752	1,813	0,236	-	-	-
40	43	0,016	0,038	0,007	-	-	-
43	44	0,000	13,380	0,000	0,950	0,950	0,950
43	44	0,000	13,380	0,000	0,950	0,950	0,950
41	42	0,000	11,072	0,000	0,950	0,950	0,950
30	36	3,541	8,515	1,519	-	-	-
36	37	0,000	12,944	0,000	0,950	0,950	0,950
19	23	6,002	8,808	1,257	-	-	-
27	29	0,000	14,700	0,000	0,950	0,950	0,950