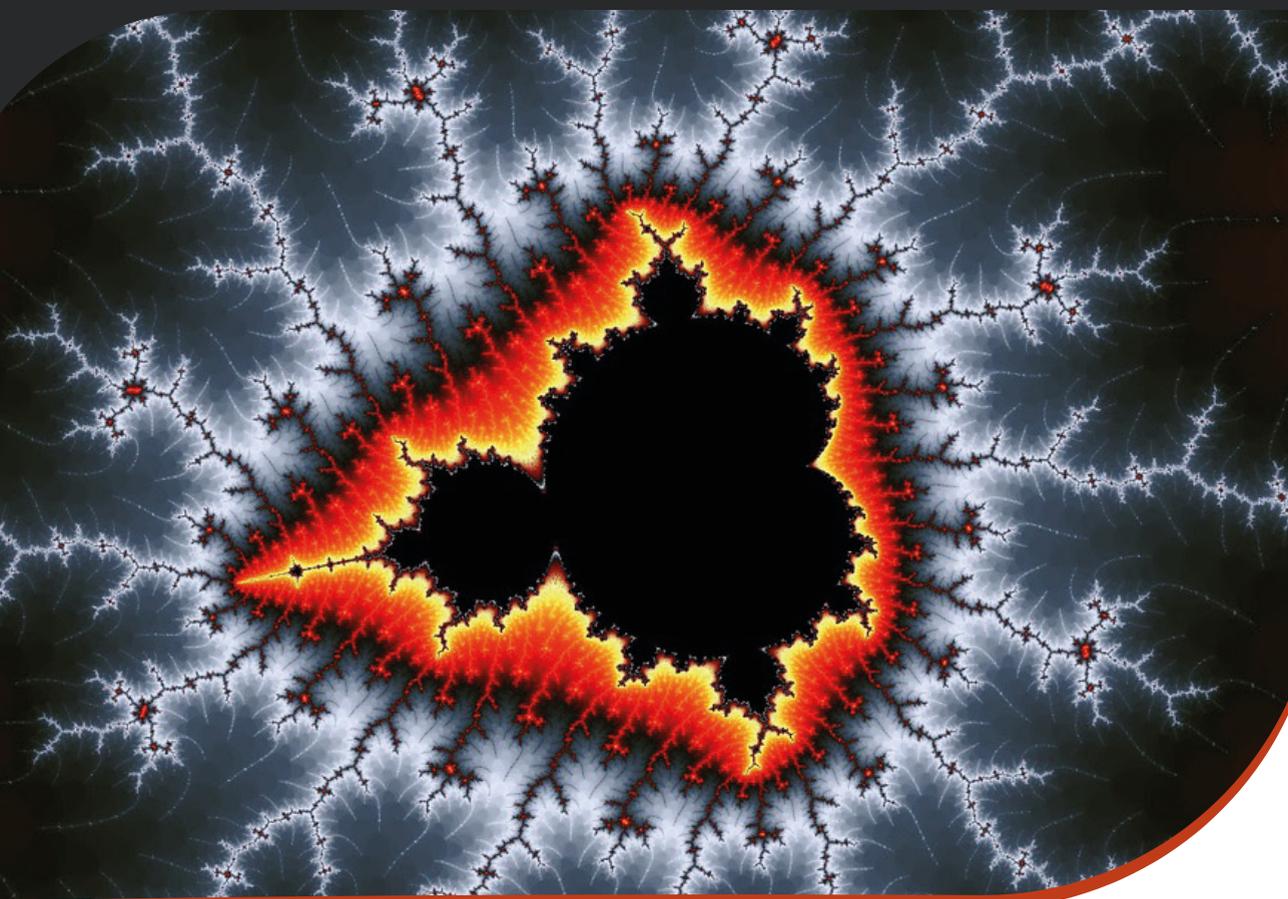


IGOR DELGADO DE MELO

FLUXO DE POTÊNCIA

Teoria e implementação de
códigos computacionais



Blucher

IGOR DELGADO DE MELO

FLUXO DE POTÊNCIA

TEORIA E IMPLEMENTAÇÃO DE CÓDIGOS COMPUTACIONAIS

Fluxo de potência: Teoria e implementação de códigos computacionais

© 2023 Igor Delgado de Melo

Editora Edgard Blücher Ltda.

Publisher Edgard Blücher

Editores Eduardo Blücher e Jonatas Eliakim

Coordenação editorial Andressa Lira

Produção editorial Thaís Costa

Preparação de texto Ana Maria Fiorini

Diagramação Villa

Revisão de texto MPMB

Capa Laércio Flenic

Imagem de Capa Mandelbrot, Fractal, Abstract. De utilização gratuita.

Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4^o andar

04531-934 – São Paulo – SP – Brasil

Tel.: 55 11 3078-5366

contato@blucher.com.br

www.blucher.com.br

Segundo o Novo Acordo Ortográfico, conforme 6. ed. do *Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa*, Academia Brasileira de Letras, julho de 2021.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer meios sem autorização escrita da editora.

Todos os direitos reservados pela Editora Edgard Blücher Ltda.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) Angélica Ilacqua CRB-8/7057

Melo, Igor Delgado de

Fluxo de potência : teoria e implementação de códigos computacionais / Igor Delgado de Melo. – São Paulo : Blucher, 2023.

216 p.

Bibliografia

ISBN 978-65-5506-657-9

1. Engenharia elétrica 2. Computação I. Título

23-3762

CDD 621.3

Índices para catálogo sistemático:

1. Engenharia elétrica

CONTEÚDO

CAPÍTULO 1 – FLUXO DE POTÊNCIA	17
1.1 Considerações iniciais	17
1.2 Centro de controle e suas funções	21
1.3 Tipos de barras	23
1.4 Fluxo em linhas de transmissão	25
1.5 Fluxo em transformadores	27
1.6 Representação matricial de redes	29
1.7 Fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson	31
1.8 Representação de limites de reativos	37
1.9 Representação de controle de tensão e frequência	37
1.10 Método desacoplado	40
1.11 Inclusão de cargas variáveis com a tensão	41
1.12 Fluxo de potência em coordenadas retangulares	42
1.13 Fluxo de potência de segunda ordem	44
1.14 Aspectos computacionais	47
1.15 Exercícios propostos	52
CAPÍTULO 2 – MÉTODO DA INJEÇÃO DE CORRENTES	55
2.1 Considerações iniciais	55
2.2 Formulação matricial	57

2.3 A formação da matriz jacobiana	58
2.4 Representação de barras PV	59
2.5 Aspectos computacionais	61
2.6 Exercícios propostos	67
CAPÍTULO 3 – FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	69
3.1 Considerações iniciais	69
3.2 Funções objetivo	70
3.3 Restrições de desigualdade	73
3.4 Restrições de igualdade	74
3.5 Método de pontos interiores	74
3.6 Método da Programação Quadrática Sequencial	78
3.7 Relação dos multiplicadores de Lagrange com restrições ativas	78
3.8 Aspectos computacionais para maximização de fator de carregamento	79
3.9 Aspectos computacionais para a minimização de perdas elétricas	87
3.10 Exercícios propostos	96
CAPÍTULO 4 – ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	97
4.1 Considerações iniciais	97
4.2 Análise de alterações	98
4.3 Análise de sensibilidade	100
4.4 Teorema da compensação	101
4.5 Seleção de contingências	103
4.6 Safety-constrained optimal power flow (SCOPF)	104
4.7 Aspectos computacionais	105
4.8 Exercícios propostos	111
CAPÍTULO 5 – EQUIVALENTES EXTERNOS	113
5.1 Considerações iniciais	113
5.2 Equivalente Ward linear	114
5.3 Equivalente Ward não linear	115
5.4 Equivalente com retenção de barras PV	116

5.5 Equivalente estendido	117
5.6 Exercícios propostos	118
CAPÍTULO 6 – FLUXO DE POTÊNCIA INTERVALAR	119
6.1 Considerações iniciais	119
6.2 Fluxo de potência probabilístico	120
6.3 Fluxo de potência intervalar	122
6.4 Definições preliminares	122
6.5 Operações algébricas e aritméticas	123
6.6 Fluxo intervalar usando o operador de Krawczyk	124
6.7 Fluxo de potência intervalar usando séries de Taylor	126
6.8 Aspectos computacionais	129
6.9 Exercícios propostos	130
CAPÍTULO 7 – SEGURANÇA DE TENSÃO	131
7.1 Considerações iniciais	131
7.2 Fluxo de potência continuado	135
7.3 Curva QV	140
7.4 Análise modal	140
7.5 Fluxo de potência ótimo aplicado à análise de segurança	142
7.6 Aspectos computacionais	144
7.7 Exercícios propostos	145
CAPÍTULO 8 – ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	147
8.1 Considerações iniciais	147
8.2 Mínimos quadrados ponderados	148
8.3 Formulação do problema como problema de otimização	155
8.4 Alocação de PMU	156
8.5 Aspectos computacionais	158
8.6 Exercícios propostos	166
CAPÍTULO 9 – FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO	167
9.1 Considerações iniciais	167
9.2 Método de injeção de correntes trifásico	169

9.3	Formulação matricial	170
9.4	A formação da matriz jacobiana	171
9.5	Representação de barras PV	172
9.6	Representação do condutor neutro	174
9.7	Aspectos computacionais	175
9.8	Exercícios propostos	182
CAPÍTULO 10 – FLUXO DE POTÊNCIA HOLOMÓRFICO		183
10.1	Considerações iniciais	183
10.2	Fractais	184
10.3	Fractais do fluxo de potência	189
10.4	Holomorphic embedding load-flow method	190
10.5	Representação de barras de geração	195
10.6	Aspectos computacionais	198
10.7	Exercícios propostos	201
REFERÊNCIAS		203
RESPOSTAS DOS EXERCÍCIOS PROPOSTOS		209
	Capítulo 1	209
	Capítulo 2	211
	Capítulo 3	211
	Capítulo 4	212
	Capítulo 5	213
	Capítulo 6	213
	Capítulo 7	213
	Capítulo 8	214
	Capítulo 9	214
	Capítulo 10	214

CAPÍTULO 1

Fluxo de potência

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são compostos, tradicionalmente, por centros de geração, carga, linhas de transmissão e dispositivos de controle que atuam a fim de manter sua operação segura e confiável, garantindo a continuidade do serviço de fornecimento de energia (PINTO, 2014).

A Figura 1.1 exibe um sistema desde a geração até a distribuição de energia elétrica, representando vários níveis de tensão, com fontes geradoras de energia que incluem as despacháveis, como as hidrelétricas e as térmicas, e as não despacháveis, como as eólicas e as solares.

Note que, na parte superior da Figura 1.1, são representadas grandes usinas hidrelétricas, térmicas e nucleares, onde a energia é gerada pela conversão eletromecânica, geralmente em 13,8 kV ou tensões próximas a essa. Essas unidades de geração são conectadas por meio de subestações elevadoras às redes de transmissão envolvendo tensões acima de 110 kV. Essas tensões são elevadas mediante o uso de transformadores, com o intuito de manter a potência transmitida e reduzir perdas elétricas durante o transporte de energia, visto que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente passante em uma linha de transmissão (PINTO, 2014). Uma vez que o transformador eleva a tensão, a fim de se manter o fluxo de potência passante, verifica-se a redução de corrente passante nas linhas de transmissão.

No Brasil, é comum a utilização de altas tensões, como 230 kV, 345 kV e 500 kV, sendo as linhas de transmissão levadas por todo o território nacional por torres que fornecem suporte mecânico para elas (PINTO, 2014). Consumidores especiais, os quais possuem altíssima demanda, são atendidos em sistemas de transmissão ou subtransmissão (138 kV e 69 kV).

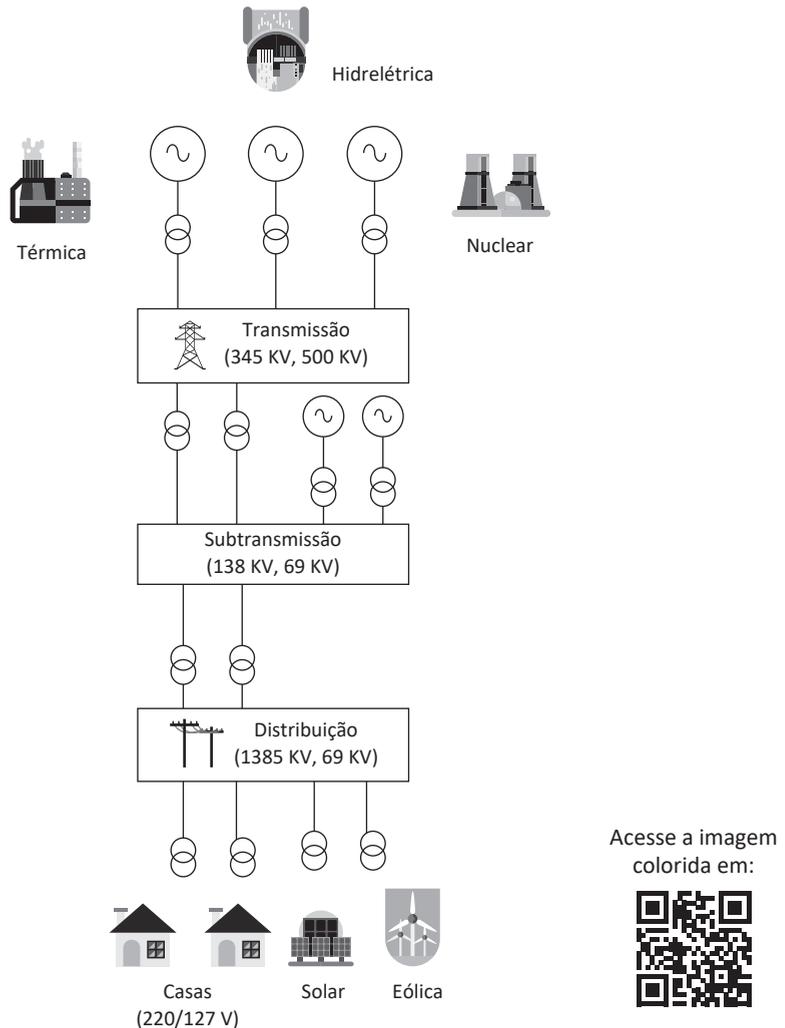


Figura 1.1 Sistema elétrico de potência.

Os sistemas de transmissão possuem algumas características próprias, como topologia malhada, em que os caminhos entre as unidades de geração e os consumidores são múltiplos e possuem redundância, a fim de garantir confiabilidade e maior segurança ao fornecimento de eletricidade para um país. São sistemas elétricos que podem ser representados por um monofásico equivalente, visto que a rede pode ser considerada equilibrada devido à transposição das linhas de transmissão, facilitando cálculos e análises complexas (FUCHS, 1979).

A fim de distribuir energia para a sociedade, os níveis de tensão são reduzidos por meio das subestações abaixadoras e pelas concessionárias locais, sendo comum a utilização de níveis de tensão de 13,8 kV e 22 kV associados às redes de média tensão, as quais são levadas pelas linhas de distribuição, suspensas, no caso de redes aéreas,

mediante o suporte mecânico fornecido pelos postes de distribuição. As redes subterâneas também são bastante comuns para a distribuição de energia elétrica em cidades e metrópoles. Por meio de um transformador abaixador, instalado junto aos postes, o nível é finalmente reduzido à baixa tensão, geralmente padronizada em 127/220 V ou 380/440 V dependendo da localidade. Vale a ressalva de que o Brasil, devido à sua grande diversidade e dimensão expressiva, possui sistemas operando com esses variados valores de tensão (PINTO, 2014).

Nota-se que, a partir da distribuição de energia, esta pode ser utilizada pelas diversas cargas, compreendendo, em geral: carga residencial, industrial, comercial, iluminação pública ou destinada a serviços públicos e transporte. No Brasil, a carga industrial é uma das mais expressivas, representando cerca de 30% do uso de toda a energia nacional.

Na distribuição, os modelos que utilizam o monofásico equivalente não são válidos, pois há um expressivo desequilíbrio entre as cargas trifásicas do sistema, uma influência notória de impedâncias mútuas e aterramento das instalações (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

Atualmente, em virtude da transição energética e da necessidade de reduzir o uso de combustíveis fósseis e emissão de gás carbônico, há uma tendência de uso crescente de fontes alternativas conectadas aos sistemas, bem como a solar e a eólica. Apesar de essas fontes trazerem diversas vantagens para o setor, como a diversificação da matriz energética, elas são associadas a uma grande variabilidade devido a fatores climáticos, velocidade de ventos e irradiação solar. Para contornar tais questões, é comum o uso de sistemas de armazenamento de energia e exploração de outras formas de geração, como biomassa, maremotriz, heliotérmica e geotérmica. O uso concomitante de todos esses recursos energéticos distribuídos (RED) permite maior flexibilidade operacional ao sistema, evitando que haja cortes de carga e fenômenos de instabilidade passíveis de ocasionar a interrupção do fornecimento de energia aos consumidores finais (BERGER; INIEWSKI, 2015, p. 32).

O fenômeno da grande penetração de fontes alternativas no sistema leva a desafios atuais, como a necessidade de melhorar a infraestrutura da rede e acomodar maior quantidade de geração distribuída próximo aos centros consumidores sem deteriorar a qualidade de energia da rede, estabelecida pelo módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Ainda, os sistemas de distribuição, projetados tradicionalmente para um fluxo unidirecional que fluía da subestação em direção aos consumidores, agora enfrenta o desafio de possuir fluxos reversos devido à alta inserção de geração distribuída, o que leva ao surgimento de sobretensões e desequilíbrios expressivos em sistemas multifásicos (MELO; RODRIGUES; OLIVEIRA, 2021). Tal fato deve ser averiguado por metodologias condizentes com a realidade de cada rede.

Para a análise de sistemas elétricos, é comum sua representação em um diagrama unifilar em um esquema barra-ramo, em que cada barra do sistema representa

uma unidade geradora ou unidade consumidora, sendo um nó do circuito elétrico equivalente (MONTICELLI, 1983). Os ramos conectam as barras e representam linhas de transmissão ou transformadores que alteram o nível de tensão entre duas barras do circuito.

A abordagem considera um modelo estacionário em regime permanente no domínio da frequência, em que a análise fasorial pode ser aplicada. Portanto, para cada ponto notável do sistema, é possível calcular a magnitude e o ângulo da tensão nodal associada a uma barra, a corrente injetada na barra e os fluxos de potência ativa e reativa passantes pelos ramos da rede.

Neste caso, as leis de Kirchhoff são diretamente aplicadas ao diagrama equivalente.

Seja o diagrama unifilar representativo de um sistema de 14 barras na Figura 1.2. O diagrama representa uma porção do sistema dos Estados Unidos em 1962. Note que o sistema é totalmente conexo, interligado e possui diversos caminhos desde as unidades geradoras até as unidades consumidoras. As duas barras de geração (1, 2) são representadas pela conexão de fontes de tensão a elas, controlando suas tensões em valores especificados, representando grandes usinas ou centros de geração. As demais barras são barras de carga, destinada ao atendimento de demandas (cidades, subestações de concessionárias, grandes indústrias etc.). Os ramos que as conectam são linhas de transmissão ou transformadores, como os representados entre as barras 5 e 6 ou as barras 4 e 9, por exemplo. Este sistema possui topologia malhada e representa bem a realidade das redes de transmissão.

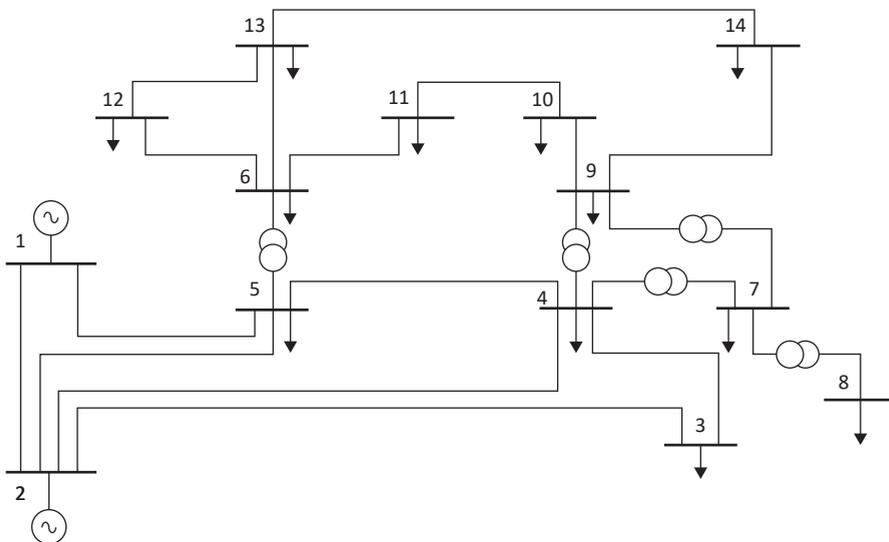


Figura 1.2 Sistema de 14 barras.

Já a Figura 1.3 mostra um diagrama com topologia radial de 33 barras, representando um sistema de distribuição de energia elétrica. Note que a fonte de energia

principal é a barra 33, a qual representa a subestação provedora de energia elétrica. Nas barras 21 e 24 estão conectadas as unidades de geração distribuída despachável, sendo representadas pelas fontes de tensão no sistema. As demais barras são destinadas ao atendimento de cargas.

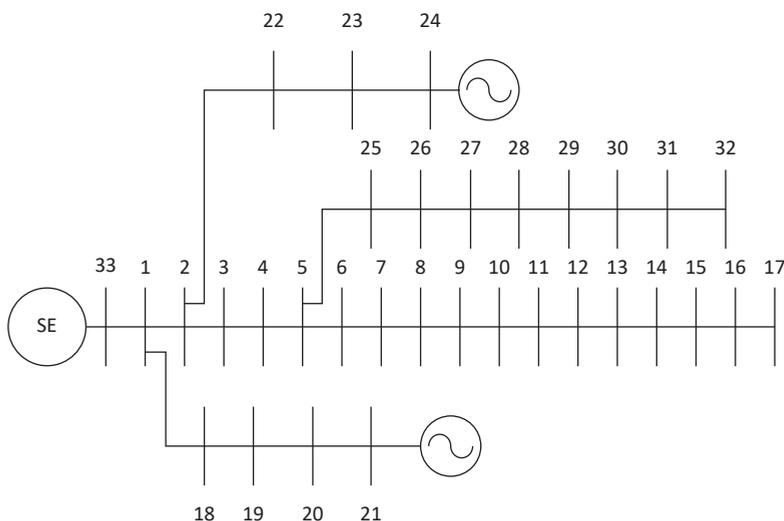


Figura 1.3 Sistema de distribuição de 33 barras.

1.2 CENTRO DE CONTROLE E SUAS FUNÇÕES

A fim de manter um sistema elétrico operando de maneira estável, segura e confiável, é necessário o estabelecimento de centros de controle, geralmente mediante o sistema SCADA (*supervisory, control and data acquisition*) e, atualmente, também com o auxílio das unidades de medição fasorial sincronizada, as *phasor measurement units* (PMU) e as *waveform measurement units* (WMU), as quais mensuram fasores de grandezas elétricas como as tensões nas barras nas quais estão instaladas e as correntes passantes pelas linhas conectadas a tais barras. Suas medições possuem alta acurácia e são sincronizadas via *global positioning system* (GPS), o que permite o acompanhamento em tempo real de variações de tensão, fenômenos transitórios e a sincronização de eventos independentemente de sua distância geográfica ou em relação ao centro de controle (MELO, 2022).

O modelo barra-ramo é utilizado para avaliar a topologia da rede monitorada, sendo as grandezas elétricas de cada parte acompanhadas em tempo real. No caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), quem executa essa atividade é o Operador Nacional do Sistema (ONS) com base nas informações obtidas pelo sistema supervisorio, estabelecido no país por meio do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), o qual executa as funções do sistema SCADA rotineiramente (MELO, 2022).

A partir da coleta das medições obtidas por meio das *remote terminal units* (RTU) e/ou *intelligent edge devices* (IED), as grandezas mensuradas são filtradas para exclusão de *outliers* estatísticos (erros grosseiros ocasionados por descalibração ou intempéries do tempo) (MONTICELLI, 2012), como mostrado na Figura 1.4. Uma vez que são armazenadas, essas medições são utilizadas como base para um algoritmo chamado de estimador de estados, que é a principal ferramenta de análise para um sistema de potência.

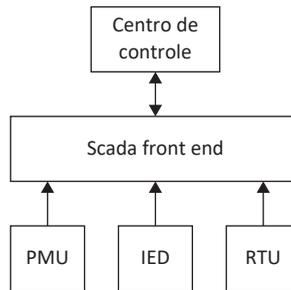


Figura 1.4 Sistema SCADA.

A estimação de estados é baseada em quatro etapas para sua implementação (MONTICELLI, 2012). Primeiramente, a partir de informações de um configurador de redes, se obtém a topologia do sistema, incluindo como cada barra se conecta às demais, seus valores de impedâncias longitudinais e em paralelo (*shunt*), informações sobre *status* de disjuntores e abertura de chaves seccionadoras, incluindo dados sobre eventuais contingências em tempo real. Em seguida, é feita a análise da observabilidade da rede, ou seja, pressupondo-se uma quantidade mínima de medidores alocada em campo, é possível calcular todas as variáveis que determinam o estado operativo do sistema mediante algum recurso matemático? Caso seja possível, o algoritmo é utilizado, geralmente por meio da implementação computacional do método dos mínimos quadrados ponderados, o qual visa minimizar a diferença quadrática entre valores medidos e seus correspondentes calculados em função das magnitudes e ângulos de tensão em todas as barras do sistema. Por fim, uma análise estatística é executada a fim de verificar a presença de erros grosseiros, os quais podem comprometer o resultado das estimativas.

Uma vez que o algoritmo de estimação de estados é capaz de fornecer com precisão os valores de grandezas elétricas para toda uma área de interesse (denominada rede interna), pode-se conduzir outras análises a partir de outros algoritmos, como fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, despacho de unidades geradoras, regulação de frequência, análise de contingências e análise de estabilidade, além de estabelecer modelos equivalentes mais precisos para a rede monitorada (WOOD; WOOLENBERG, 2005; KUNDUR; BALU; LAUBY, 2017). Essas funções são mostradas na Figura 1.5.

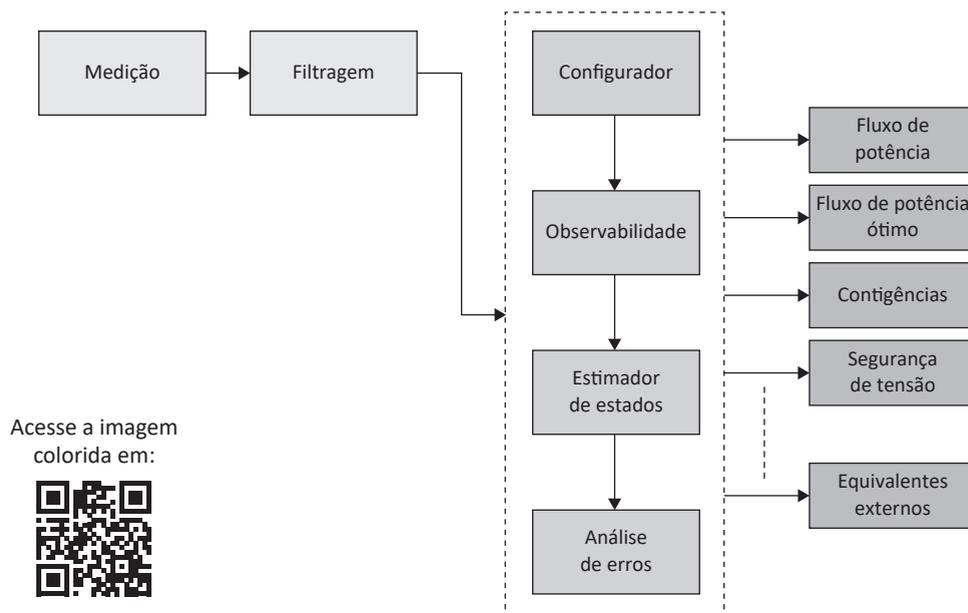


Figura 1.5 Funções em centro de controle.

Dentre as principais ferramentas utilizadas em um centro de controle, uma das mais importantes é o fluxo de potência, o qual é baseado no conhecimento de um modelo barra-ramo confiável considerando o circuito em estado permanente. Dessa forma, análises estáticas podem ser efetuadas considerando-se a carga fixa e única para determinado instante de avaliação.

Geralmente, a partir de uma condição de carga especificada, é possível calcular as tensões (magnitudes e ângulos) em todas as barras do sistema mediante equações algébricas que estabelecem as relações entre essas grandezas elétricas.

1.3 TIPOS DE BARRAS

Para os estudos de fluxo de potência, é necessário definir o tipo de barra sendo modelada no circuito elétrico. Existem, essencialmente, três tipos primordiais de barras:

- Barras de carga: são determinadas a partir da especificação das potências ativas (P_k) e reativas (Q_k) demandadas pelas unidades consumidoras em uma barra k genérica. A partir delas, é possível calcular, pelo fluxo de potência, as magnitudes V_k e ângulos de tensão nessas barras.
- Barras de geração: são as barras em que são especificados os valores de potência ativa gerada (P_k) e o valor fixado da tensão V_k em seus terminais. A partir dessa especificação, pode-se calcular a potência reativa da unidade geradora Q_k , bem como seu ângulo de fase.

- Barra de referência (ou barra *slack*): essencialmente, esta barra é escolhida para a determinação do nó, em geral de geração, o qual será escolhido como referência angular para o sistema, sendo seu ângulo de fase fixado em zero grau, tradicionalmente. Portanto, especificam-se os valores de V_k e θ_k para a barra e calculam-se os valores de potência ativa e reativa (P_k e Q_k , respectivamente).

A Tabela 1.1 mostra, para cada tipo de barra, os valores que são especificados e calculados respectivamente para cada uma delas. Vale a pena salientar que, essencialmente, existem apenas barras de geração e carga nas redes elétricas. Entretanto, por necessidade de representação de controles das variáveis elétricas e escolha de uma referência angular, têm-se as definições adotadas nesta obra.

Tabela 1.1 Tipos de barras

Tipo de barra	Valores especificados	Valores calculados
Carga (barras PQ)	$P_k \ Q_k$	$V_k \ \theta_k$
Geração (barras PV)	$V_k \ \theta_k$	$\theta_k \ Q_k$
Referência (barra V θ)	$V_k \ \theta_k$	$P_k \ Q_k$

Como é possível inferir, o fluxo de potência especifica duas variáveis para uma determinada barra e calcula os outros dois, sendo necessário estabelecer uma relação entre as potências líquidas (ativas e reativas) e as tensões (magnitudes e ângulos) em todas as barras do sistema.

Uma barra pode estar associada tanto a um valor de potência injetada por unidades geradoras, sendo estas potências geradas ativas $P_{g,k}$ e reativas $Q_{g,k}$, como a potências demandadas ativas $P_{d,k}$ e reativas $Q_{d,k}$. Para estabelecer o valor de potência líquida especificada em uma barra, deve-se utilizar as seguintes equações para a potência ativa e reativa, respectivamente. Note que uma barra pode estar associada a valores de potência gerada e consumida (demandada) ao mesmo tempo.

$$P_k^{esp} = P_{g,k} - P_{d,k}$$

$$Q_k^{esp} = Q_{g,k} - Q_{d,k}$$

Na Figura 1.6, mostra-se o esquemático de uma barra k genérica de um sistema elétrico. Note que é necessário estabelecer as relações entre as potências e tensões fasoriais conforme explicado.

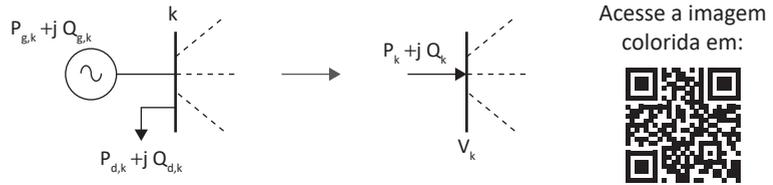


Figura 1.6 Representação de barra do sistema.

Ainda, utilizando as leis de Kirchhoff, pode-se afirmar que a corrente fasorial \dot{I}_k em uma determinada barra do sistema será o somatório de todas as correntes passando pelos ramos conectados diretamente àquela barra, incluindo a injeção de corrente \dot{I}_k^{sh} na própria barra k efetuada por qualquer elemento conectado em paralelo a ela. Matematicamente, tem-se a equação a seguir, em que K representa o conjunto de barras m conectadas diretamente à barra k .

$$\dot{I}_k + \dot{I}_k^{sh} = \sum_{m \in K} \dot{I}_{km}$$

Analogamente, podem-se deduzir as expressões de potências ativas e reativas em função dos fluxos respectivos passando em ramos do sistema:

$$P_k = \sum_{m \in K} P_{km}$$

$$Q_k + Q_k^{sh} = \sum_{m \in K} Q_{km}$$

Desta forma, é possível determinar as relações entre as potências injetadas por unidades geradoras e as demandadas por cargas do sistema modeladas por potências constantes. Além disso, aplicando leis de Kirchhoff, torna-se possível entender o equacionamento entre as potências líquidas em uma barra e os fluxos passando em ramos da rede.

1.4 FLUXO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Sabendo que as unidades geradoras e consumidoras serão representadas por seus respectivos valores de potências injetadas em uma barra genérica do sistema, devem-se então modelar os ramos do sistema, sejam eles representativos de linhas de transmissão ou transformadores.

O modelo de uma linha de transmissão é representado pela Figura 1.7:

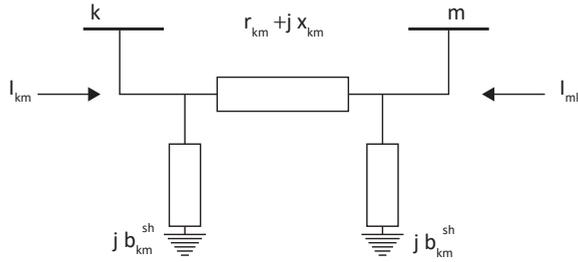


Figura 1.7 Modelo PI da linha de transmissão.

As linhas de transmissão são comumente representadas por seus modelos PI a parâmetros concentrados nos sistemas elétricos de potência, sendo determinados por três valores: a resistência longitudinal (r_{km}), a reatância indutiva da linha (x_{km}) e a susceptância *shunt* (b_{km}^{sh}).

A impedância do elemento longitudinal é dada pela equação a seguir:

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km}$$

É possível calcular sua admitância série equivalente, determinada pelos valores de condutância e susceptância longitudinais (g_{km} e b_{km} , respectivamente):

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = \frac{1}{z_{km}} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

Tradicionalmente, os valores de resistência e reatância são positivos; o de condutância é positivo e o de susceptância é negativo, indicando uma linha de transmissão com característica indutiva.

A corrente fasorial passante em uma linha de transmissão entre uma barra genérica k e outra m é dada pela equação:

$$\dot{I}_{km} = y_{km} (\dot{V}_k - \dot{V}_m) + jb_{km}^{sh} \dot{V}_k$$

Analogamente, tem-se a corrente passante de m para k :

$$\dot{I}_{mk} = y_{km} (\dot{V}_m - \dot{V}_k) + jb_{km}^{sh} \dot{V}_m$$

Note que, apesar de, inicialmente, parecer que os fluxos de corrente passantes pelas linhas em um sentido e outro são iguais, isso não é averiguado na prática. O somatório vetorial entre \dot{I}_{km} e \dot{I}_{mk} possibilita determinar as perdas em uma linha de transmissão associadas ao efeito Joule.

O fluxo de potência complexa pode ser calculado por:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = \dot{V}_k^* \dot{I}_{km} = \dot{V}_k^* \left[y_{km} (\dot{V}_k - \dot{V}_m) + j b_{km}^{sh} \dot{V}_k \right]$$

Separando em partes real e imaginária, obtêm-se as equações de fluxos passantes nas linhas, em suas partes real e imaginária respectivamente, em que $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$.

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}) - g_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

Note que, para expressar os valores dos fluxos ativos e reativos, os valores da magnitude e ângulos das tensões nas barras do sistema são apresentados em coordenadas polares.

Os fluxos de m para a barra k são obtidos de forma análoga:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) - b_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}) + g_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

É possível estipular as perdas ativas e reativas em uma linha de transmissão a partir das seguintes equações:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos(\theta_{km}))$$

$$Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos(\theta_{km}))$$

1.5 FLUXO EM TRANSFORMADORES

Além da conexão entre duas barras adjacentes ser feita por linhas de transmissão, ela também pode ocorrer mediante transformadores em fase ou defasadores. Seja um transformador em fase com relação a definida pela seguinte equação, em que os nós p e k são determinados na Figura 1.8:

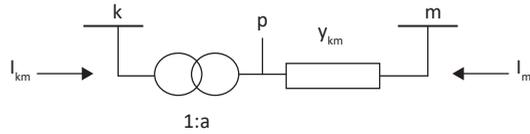


Figura 1.8 Modelo de transformador.

$$a = \frac{V_p}{V_k}$$

Para o transformador em fase, sabe-se que os fluxos de potência complexa passando em seus lados primário e secundário são iguais, desprezando perdas por correntes de Foucault e de magnetização:

$$\dot{V}_k \dot{I}_{km}^* + \dot{V}_p \dot{I}_{mk}^* = 0$$

Portanto, a corrente passante no ramo será igual a:

$$\dot{I}_{km} = -ay_{km} (\dot{V}_m - \dot{V}_p) = a^2 y_{km} \dot{V}_k - ay_{km} \dot{V}_m$$

$$\dot{I}_{mk} = y_{km} (\dot{V}_m - \dot{V}_p) = y_{km} \dot{V}_m - ay_{km} \dot{V}_k$$

Os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras k e m podem ser deduzidos como:

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + a V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km}) - g_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

Os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras k e m , que são conectadas por um transformador defasador (que desloca o ângulo entre o primário e o secundário de um ângulo φ_{km}), são:

$$P_{km} = a^2 V_k^2 g_{km} - a V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

$$Q_{km} = -a^2 V_k^2 b_{km} + a V_k V_m (b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}))$$

1.6 REPRESENTAÇÃO MATRICIAL DE REDES

O cálculo dos fluxos considerando apenas duas barras adjacentes é de fácil compreensão. Entretanto, esse cálculo se torna mais complexo quando se considera uma rede elétrica com maior quantidade de nós (barras). Assim, uma abordagem matricial é necessária.

Primeiramente, é necessário determinar a matriz de admitâncias nodais da rede, a qual contém informações preciosas sobre a topologia, a configuração e os parâmetros do sistema elétrico sob análise (ZANETTA Jr., 2006). Tradicionalmente, forma-se uma matriz de admitâncias primitiva e, a partir de uma matriz de incidência, define-se a denominada matriz de admitância nodal, $[Y]$.

Geralmente, os elementos de um circuito são dados em função de suas impedâncias longitudinais e em série. Entretanto, é possível determinar a matriz de admitância nodal considerando o equacionamento algébrico visto até este ponto do livro.

Tomemos como exemplo o sistema elétrico de quatro barras representado na Figura 1.9.

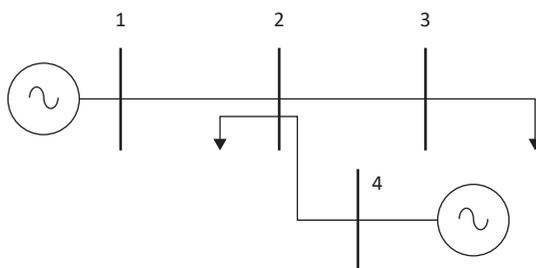


Figura 1.9 Sistema ilustrativo de quatro barras.

A Tabela 1.2 exibe seus valores de impedâncias entre as barras do sistema, e a Tabela 1.3, os valores de admitâncias de cada trecho.

Tabela 1.2 Dados de impedâncias

De (k)	Para (m)	r_{km} (pu)	x_{km} (pu)	b_{km}^{sh} (pu)
1	2	0,20	0,10	-
2	3	0,20	0,10	-
2	4	0,10	0,05	-

Tabela 1.3 Dados de admitâncias

De (k)	Para (m)	g_{km} (pu)	b_{km} (pu)	b_{km}^{sh} (pu)
1	2	4	-2	-
2	3	4	-2	-
2	4	8	-4	-

A regra de formação da matriz de admitância nodal segue a forma apresentada:

$$[\mathbf{Y}] = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 \\ -y_{12} & y_{12} + y_{23} + y_{24} & -y_{23} & -y_{24} \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 \\ 0 & -y_{24} & 0 & y_{24} \end{bmatrix}$$

Note que os elementos da diagonais são positivos definidos e os fora da diagonal são negativos. Os elementos da diagonal são compostos pelo somatório das admitâncias que coincidem nos nós correspondentes (ZANETTA JR., 2006). Por exemplo, a barra 2 está conectada às barras 1, 3 e 4, portanto o segundo elemento da diagonal é formado pelo somatório de todas as admitâncias dos trechos que conectam tais barras à barra 2 da rede. O elemento da primeira linha e segunda coluna representa a admitância entre as barras 1 e 2. O elemento da terceira linha e segunda coluna representa a admitância vista entre a barra 3 e 2, e assim por diante. Esta regra de formação é amplamente utilizada para análise de sistemas de potência como definição para a formação da matriz de admitância nodal. A matriz possui dimensão igual ao número de barras envolvidas na análise e possui simetria.

Neste exemplo, não existe elemento *shunt* em nenhuma barra do sistema, visto que a susceptância de todas as linhas é nula. Entretanto, caso existissem, seus valores seriam adicionados aos elementos nas diagonais da matriz.

A matriz de admitância $[\mathbf{Y}]$ do sistema é quadrada e possui dimensão 4×4 , como se pode ver no sistema a seguir, em que são separadas a matriz de condutâncias $[\mathbf{G}]$ e a de susceptâncias $[\mathbf{B}]$.

$$[\mathbf{Y}] = \begin{bmatrix} 4 & -4 & 0 & 0 \\ -4 & 16 & -4 & -8 \\ 0 & -4 & 4 & 0 \\ 0 & -8 & 0 & 8 \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} -2 & 2 & 0 & 0 \\ 2 & -8 & 2 & 4 \\ 0 & 2 & -2 & 0 \\ 0 & 4 & 0 & -4 \end{bmatrix}$$

$$[\mathbf{Y}] = [\mathbf{G}] + j[\mathbf{B}]$$

Suponha que os fasores de correntes nodais $[\mathbf{I}]$ e tensões $[\mathbf{V}]$ em todas as barras do sistema fossem conhecidos. A notação matricial a seguir estabeleceria as relações entre admitância, tensões e correntes em cada barra do sistema:

$$[\mathbf{V}] = [\mathbf{Y}]^{-1} [\mathbf{I}]$$

Abriundo-se os vetores e as matrizes, o seguinte sistema matricial seria definido, conforme mostrado a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_3 \\ \dot{V}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 - j2 & -4 + j2 & 0 & 0 \\ -4 + j2 & 16 - j8 & -4 + j2 & -8 + j4 \\ 0 & -4 + j2 & 4 - j2 & 0 \\ 0 & -8 + j4 & 0 & 8 - j4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix}$$

1.7 FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

Note que as relações entre tensões fasoriais e correntes são estabelecidas por meio da matriz de admitância nodal. Caso as cargas dos sistemas fossem especificadas a partir dos valores de corrente demandada, tal solução seria factível. Entretanto, as cargas e gerações são determinadas a partir de valores de potências ativas e reativas, sendo necessário calcular as tensões (magnitudes e ângulos) em função das potências especificadas. Note que a relação entre potências complexas e tensões fasoriais é não linear. Portanto, o fluxo de potência completo considera essa relação intrínseca ao problema formulado.

A potência complexa em uma barra genérica pode ser calculada pela seguinte expressão matemática, sendo um número complexo cuja parte real é a potência ativa e a imaginária é a reativa:

$$S_k = P_k + jQ_k$$

Matematicamente, pode ser obtida pelas seguintes expressões:

$$S_k = \dot{V}_k (\dot{I}_k^*) = \dot{V}_k \left(\sum_{m \in K} \dot{I}_{km} \right)^*$$

A fim de eliminar da equação a expressão envolvendo a corrente, a expressão pode ser a seguinte:

$$S_k = \dot{V}_k \left(\sum_{m \in K} \dot{V}_m (Y_{km}) \right)^* = \dot{V}_k \left(\sum_{m \in K} \dot{V}_m (G_{km} + jB_{km}) \right)^*$$

Separando em parte real e imaginária a expressão anterior, é possível calcular as potências ativas e reativas em função das magnitudes e ângulos (\mathbf{V}, θ) de todas as barras do sistema. K é conjunto de barras conectadas à barra k incluindo a mesma.

$$P_k(\mathbf{V}, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

$$Q_k(\mathbf{V}, \theta) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))$$

Essas são comumente chamadas de equações algébricas do fluxo de potência, as quais são não lineares e transcendentais, exigindo métodos numéricos apropriados para que as raízes dessas funções sejam encontradas de maneira iterativa.

Para a Figura 1.9, em que um sistema de quatro barras é mostrado, tem-se uma barra de referência $V\theta$, uma barra de geração PV e duas barras de carga PQ.

Para a barra de referência, considere que são especificados os valores de magnitude de tensão igual a 1 pu e que o ângulo é nulo. Para a barra 4, de geração, especifica-se o valor de potência ativa em 0,09 pu e a tensão em 0,98 pu. Os valores, para as barras de carga, são listados na Tabela 1.4.

Tabela 1.4 Dados de barra do sistema de quatro barras

Barra (k)	V_k (pu)	θ_k (°)	$P_{g,k}$ (pu)	$Q_{g,k}$ (pu)	$P_{d,k}$ (pu)	$Q_{d,k}$ (pu)
1	1,00	0,00	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-0,02	-0,01
3	-	-	-	-	-0,04	-0,01
4	0,98	-	0,09	-	-0,04	-0,02

Neste exemplo, são especificados os valores de potência ativa líquida nas barras PV e nas barras PQ. Os valores de potências reativas são especificados apenas para as barras PQ. Portanto, o número total de potências especificadas é igual a $2N_{pq} + N_{PV}$. Para o exemplo em questão, estão especificados, portanto, 5 valores de potências.

O intuito do cálculo do fluxo de potência é minimizar a diferença entre os valores fixos especificados de potências e os valores calculados em função das tensões nas barras (\mathbf{V}, θ) . Definiremos, então, o conceito de resíduos de potência como a diferença absoluta entre os valores especificados e os calculados (funcionais) correspondentes, da seguinte forma:

$$\Delta P_k = \left| P_k^{esp} - P_k(\mathbf{V}, \theta) \right| \text{ para as barras PV e barras PQ}$$

$$\Delta Q_k = \left| Q_k^{esp} - Q_k(\mathbf{V}, \theta) \right| \text{ para as barras PQ}$$

O objetivo é que esta diferença seja o mais próxima possível de zero. As expressões de resíduos podem ser colocadas na forma vetorial, expressando que podem ser definidas para todas as barras de interesse do sistema:

$$\Delta \mathbf{P} = \left| \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P}(\mathbf{V}, \theta) \right| \text{ para as barras PV e barras PQ}$$

$$\Delta \mathbf{Q} = \left| \mathbf{Q}^{esp} - \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \theta) \right| \text{ para as barras PQ}$$

Para determinar as tensões em todas as barras do sistema, pode-se utilizar o método de Newton-Raphson, em que as variáveis de estados são calculadas iterativamente a partir de uma estipulação inicial de seus valores. Inicialmente, para as barras em que se deseja calcular a magnitude e o ângulo de tensão, esses valores são adotados como 1 pu e fase zero. Os valores verdadeiros são obtidos iterativamente.

A partir de uma estipulação inicial para as tensões, forma-se o seguinte sistema matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix}$$

$$\Delta \mathbf{Y} = [\mathbf{J}_{ac}] \Delta \mathbf{X}$$

em que as submatrizes $\mathbf{J}_{P\theta}$, \mathbf{J}_{PV} , $\mathbf{J}_{Q\theta}$ e \mathbf{J}_{QV} são determinadas pelas derivadas parciais das potências em relação às variáveis de estado (magnitudes e ângulos de tensão em cada barra). A matriz formada pelas submatrizes é chamada de matriz jacobiana ($[\mathbf{J}_{ac}]$) do fluxo de potência, sendo quadrada e de dimensão igual a $2N_{pq} + N_{pv}$. Os elementos das submatrizes são os seguintes:

Elementos de $\mathbf{J}_{P\theta}$:

$$\frac{dP_k}{d\theta_k} = \sum_{m \in \mathcal{K}} V_k V_m \left(-G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \cos(\theta_{km}) \right) - V_k^2 b_{kk}$$

$$\frac{dP_k}{d\theta_m} = V_k V_m \left(G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}) \right)$$

Elementos de \mathbf{J}_{PV} :

$$\frac{dP_k}{dV_k} = \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) + V_k g_{kk}$$

$$\frac{dP_k}{dV_m} = V_k (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

Elementos de $\mathbf{J}_{Q\theta}$:

$$\frac{dQ_k}{d\theta_k} = \sum_{m \in K} V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) - V_k^2 G_{kk}$$

$$\frac{dQ_k}{d\theta_m} = V_k V_m (-G_{km} \cos(\theta_{km}) - B_{km} \text{sen}(\theta_{km}))$$

Elementos de \mathbf{J}_{QV} :

$$\frac{dQ_k}{dV_k} = \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - V_k B_{kk}$$

$$\frac{dQ_k}{dV_m} = V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))$$

Assumindo-se que os valores de magnitude e ângulo de tensão são 1 e zero, respectivamente, é possível calcular os valores de potências ativas e reativas por meio das equações do fluxo de potência. Ao comparar os valores calculados com os especificados, possivelmente, os resíduos resultarão em valores altos, longe do objetivo, que é zerar a diferença entre os valores especificados e calculados.

Entretanto, com esses valores de resíduos de potência calculados para todas as barras, é possível determinar os valores dos resíduos e calcular as derivadas parciais que formam a jacobiana do sistema matricial. Assim, determina-se o vetor de solução contendo as variáveis de estado:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{P\theta} & \mathbf{J}_{PV} \\ \mathbf{J}_{Q\theta} & \mathbf{J}_{QV} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

$$\Delta \mathbf{X} = [\mathbf{J}_{ac}]^{-1} \Delta \mathbf{Y}$$

Em uma determinada iteração, obtém-se os valores dos resíduos de magnitude e ângulo em cada barra, os quais poderão ser atualizados da seguinte forma iterativa:

$$\mathbf{V}^{it+1} = \mathbf{V}^{it} + \Delta \mathbf{V} \text{ para as barras PQ}$$

$$\theta^{it+1} = \theta^{it} + \Delta \theta \text{ para as barras PV e barras PQ}$$

O cálculo pode ser feito para cada variável associada a cada barra de forma similar:

$$V_k^{it+1} = V_k^{it} + \Delta V_k$$

$$\theta_k^{it+1} = \theta_k^{it} + \Delta \theta_k$$

Note que novos valores atualizados de tensões (magnitudes e ângulos) foram obtidos. Esses serão utilizados nas equações de fluxo de potência para calcular novamente os valores de potências ativas e reativas, os quais, por sua vez, serão comparados com os valores fixos especificados. Se a diferença entre os valores for muito alta, mais uma iteração será realizada. Se, ao contrário, o maior valor dos resíduos estiver abaixo de um valor de tolerância, geralmente 10^{-6} pu, diz-se que o processo convergiu e a resposta foi obtida. Tal processo de convergência é descrito a seguir:

$$\max(|\Delta \mathbf{P}, \Delta \mathbf{Q}|) < tol$$

Com o vetor de solução obtido na última iteração, pode-se calcular todas as outras grandezas elétricas, como fluxos passantes entre quaisquer barras adjacentes, com as equações de fluxo ativo e reativo explicitadas neste capítulo. Além disso, para as barras PV em que as tensões são especificadas é possível calcular as potências reativas injetadas pela unidade geradora e as potências ativa e reativa associadas à barra de referência.

Vale uma ressalva importante para este caso: a barra de referência está associada a todas as perdas elétricas do sistema, neste caso, a fim de se fechar o balanço entre o que é gerado e consumido pelo sistema. Portanto, a barra *slack* possui duas funções: ela fornece referência angular e fecha o balanço entre o que é gerado e o que é consumido no sistema.

Como as tensões dos sistemas de potência são próximas ao valor unitário e possuem abertura angular próxima a zero, a estipulação inicial não fica longe da solução ideal para a condição de carga especificada. Portanto, é comum que a solução de um fluxo de potência sem controles de tensão e/ou frequência possua convergência rápida, geralmente em torno de três iterações.

Para o exemplo tutorial de quatro barras, a matriz jacobiana e o sistema de equações seria expresso conforme a seguir:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \end{bmatrix}$$

A partir de uma inicialização em que as tensões são iguais a 1 pu e ângulos iguais a zero grau, executa-se um fluxo de potência, a partir de um código programado, e obtém-se o resultado calculado via Newton-Raphson em duas iterações com tolerância de 0,0001 pu.

Os resultados são mostrados nas Tabelas 1.5 e 1.6, contendo, respectivamente, as variáveis nodais e os fluxos passantes nos ramos do sistema.

Tabela 1.5 Resultado do fluxo de potência para o sistema tutorial por barra

Barra (k)	V_k (pu)	θ_k (°)	P_k (pu)	Q_k (pu)
1	1,0000	0,0000	0,0171	0,1535
2	0,9817	1,6916	-0,0200	-0,0100
3	0,9724	1,5716	-0,0400	-0,0100
4	0,9800	2,6141	0,0500	-0,1299

Tabela 1.6 Resultado do fluxo de potência para o sistema tutorial por linha

De (k)	Para (m)	P_{km} (pu)	Q_{km} (pu)
1	2	0,0171	0,1535
2	3	0,0404	0,0102
2	4	-0,0480	0,1309

O método tradicional de Newton-Raphson é o mais utilizado para resolver o fluxo de potência em coordenadas polares, ou seja, em que as variáveis são formuladas considerando suas magnitudes e ângulos de tensão em cada barra. Outros métodos computacionais podem ser aplicados, como Gauss-Seidel (MONTICELLI, 1983). Como esse método é bastante explorado em outras referências bibliográficas e não é tão utilizado como o Newton-Raphson, ele não será abordado nesta obra.

1.8 REPRESENTAÇÃO DE LIMITES DE REATIVOS

Durante o cálculo do fluxo de potência, é comum que alguma barra de geração PV exceda seu valor de potência reativa mínima ou máxima associada à unidade de geração (PASSOS FILHO, 2005). Matematicamente, o fluxo de potência irá determinar um valor acima do intervalo permitido, porém este valor não representará a capacidade real da máquina de gerar ou absorver reativos. Portanto, é necessário incluir a representação dos limites de reativos para esses casos.

Nos dados do sistema, é necessário informar os valores mínimos e máximos de potência reativa associados a cada unidade geradora. Suponha que esses valores estejam entre -10 MW e 10 MW, por exemplo, na barra 4 do exemplo ilustrativo.

Um procedimento bastante utilizado é, após o fluxo passar pela primeira iteração, calcular os valores das potências reativas geradas em cada barra PV com as equações algébricas do fluxo de potência. Caso esse valor seja igual ou superior ao valor máximo, por exemplo 10 MW, é necessário reespecificar a barra. Portanto, a barra PV será momentaneamente transformada em uma barra PQ para o cálculo da próxima iteração. Neste caso, especifica-se como valor de Q o valor máximo permitido para aquela barra e calcula-se o valor de sua tensão na próxima iteração.

Desta forma, na próxima iteração, é possível calcular novamente o valor de potência reativa para esta barra com o valor atualizado de tensão. Novamente, a barra volta a ser PV, sendo o valor de tensão reespecificado para o novo valor calculado, e segue-se dessa forma a fim de encontrar a solução do problema.

Perceba que este procedimento tem como objetivo determinar o valor exato da solução respeitando os valores mínimos e máximos de geração de reativos de cada unidade geradora, sendo uma resposta muito mais prática e realista sob o ponto de vista operacional, uma vez que respeita limites físicos da máquina geradora.

1.9 REPRESENTAÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO E FREQUÊNCIA

A estrutura de formação do método de Newton-Raphson permite incluir variáveis de controle como a potência reativa Q_{ce} em uma barra ce específica de controle a ser calculada a fim de manter a tensão V_{cd} em uma barra controlada cd , com valor especificado (por exemplo, 0,98 pu), conforme estabelecido pela matriz jacobiana expandida a seguir e de acordo com Passos Filho (2005):

Este livro aborda os principais algoritmos destinados à análise de redes elétricas, incluindo o fluxo de potência tradicional em coordenadas polares, variações como o uso de coordenadas retangulares, fluxo de segunda ordem e o método da injeção de correntes para cálculo de tensões em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, aborda-se o fluxo de potência ótimo, o fluxo de potência intervalar, a análise de contingências, o fluxo de potência trifásico e equivalente de redes.

A obra apresenta ainda, de maneira original, o método do fluxo de potência holomórfico (em inglês, *holomorphic embedding load-flow method* – HELM). Este método foi desenvolvido recentemente e contorna problemas clássicos envolvendo o fluxo de potência, como a não unicidade da solução, e a sensibilidade dos métodos iterativos a condições iniciais estipuladas. A solução é encontrada de forma direta mediante a expansão de funções complexas expandidas em séries de potência associadas às aproximações de Padé.

Por meio de exemplos ilustrativos, exercícios de fixação e apresentação de códigos que permitem a implementação computacional das principais metodologias abordadas, esta obra permite ao leitor entender não apenas a teoria, mas também a aplicação prática dos principais algoritmos destinados à avaliação dos sistemas elétricos de potência em tempo real.

O principal público-alvo são os alunos de graduação e pós-graduação em Engenharia Elétrica com interesse em análise da operação de sistemas elétricos de potência, bem como aqueles profissionais do setor elétrico que desejam aprender sobre os temas e aperfeiçoar seus conhecimentos acerca da área.



Blucher



Clique aqui e:

[VEJA NA LOJA](#)

Fluxo de potência

Teoria e implementação de códigos computacionais

Igor Delgado de Melo

ISBN: 9786555066579

Páginas: 216

Formato: 17 x 24 cm

Ano de Publicação: 2023
