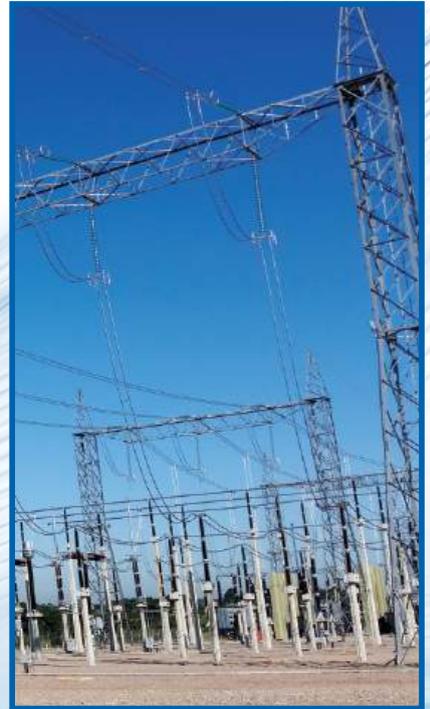
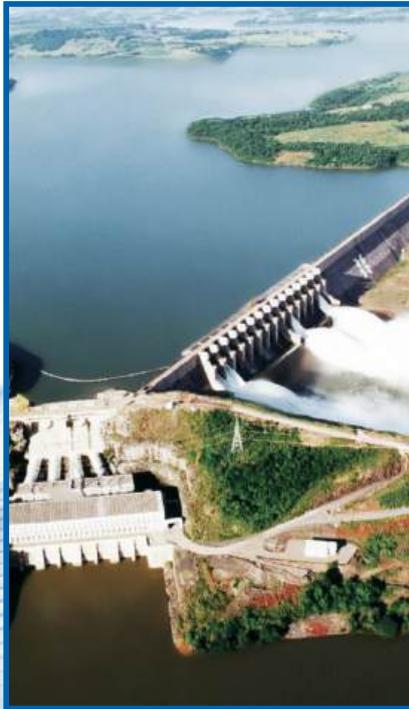


Arlei Bichels

# Sistemas Elétricos de Potência

Métodos de Análise e Solução





# **Sistemas Eléctricos de Potência**

---

**Métodos de Análise e Solução**



UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

*Reitor* Luiz Alberto Pilatti  
*Vice-Reitora* Vanessa Ishikawa Rasoto



EDITORA DA UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

*Coordenadora-Geral* Camila Lopes Ferreira  
*Coordenadora-Adjunta* Emanuelle Torino

#### CONSELHO EDITORIAL

*Titulares* Anna Luiza Metidierl Cruz Malthez  
Awdry Feisser Miquelin  
Douglas Sampaio Henrique  
Eduardo Leite kruger  
Francis Kanashiro Meneghetti  
Ligia Patrícia Torino Guassu  
Marcos Antonio Florczak  
Rogério Caetano de Almeida  
Thomaz Aurélio Pagioro

*Suplentes* Adriane de Lima Penteado  
Alberto Yoshihiro Nakano  
Alessandra Dutra  
Anderson Catapan  
Cintia de Lourdes Nahhas Rodacki  
Ricardo Luders  
Ricardo Yuji Sado  
Rodrigo Alexandre de Carvalho Xavier  
Sara Tatiana Moreira

Arlei Bichels

# Sistemas Elétricos de Potência

---

Métodos de Análise e Solução

© 2017 Editora da Universidade Tecnológica Federal do Paraná



4.0 Internacional

Esta licença permite o download e o compartilhamento da obra desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-la ou utilizá-la para fins comerciais.

Disponível em: <<http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/>>.

---

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

---

B583s Bichels, Arlei

Sistemas elétricos de potência: métodos de análise e solução / Arlei Bichels.– Curitiba: EDUTFPR, 2018.  
466 p.: il. ; 23 cm.

ISBN: 978-85-7014-208-5 (E-book)

E-book disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/>

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Engenharia elétrica. 3. Circuitos elétricos - Análise. I. Título.

CDD (22. ed.) 621.3191

---

Bibliotecário: Walison Oliveira CRB-9/1871

---

*Coordenação Editorial* Camila Lopes Ferreira  
Emanuelle Torino

*Diagramação* Vanessa Constance Ambrosio

*Projeto Gráfico* André Hagemeyer Bichels

*Ilustração* Paulo Ricardo Groxko do Nascimento  
Conrado Gabriel Alves de Moraes

*Normalização* Camila Lopes Ferreira

*Revisão Ortográfica e Gramatical* Adão de Araújo

*Revisão Técnica* Alvaro Augusto Waldrigues de Almeida  
Andrea Lucia Costa  
Annemarien Gehrke Castagna  
Elisabete Nakoneczny Moraes

**EDUTFPR**

Editora da Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Av. Sete de Setembro, 3165

80230-901 Curitiba PR

<http://portal.utfpr.edu.br/editora/>

---

# AGRADECIMENTOS

---

O autor agradece em especial ao engenheiro Conrado Gabriel Alves de Moraes pelas contribuições técnicas, pela revisão dos exemplos e pelo árduo trabalho na confecção dos desenhos e fórmulas necessárias à formatação deste livro.

Ao engenheiro Ambrosio Melek pelas discussões técnicas sobre Sistemas Elétricos de Potência e pela revisão do texto que muito contribuíram para a elaboração deste livro.

À Companhia Paranaense de Energia (COPEL) pela cessão de fotos, dados, medições e características técnicas do sistema elétrico.



---

# SUMÁRIO

---

<b>PREFÁCIO .....</b>	<b>13</b>
<b>APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....</b>	<b>17</b>
1.1 HISTÓRICO .....	19
1.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....	24
1.3 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DO FUTURO .....	26
REFERÊNCIAS .....	29
<b>2 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>31</b>
2.1 COMPONENTES DOS SEP .....	33
2.2 EQUIPAMENTOS DOS SEP .....	34
2.3 CONFIGURAÇÃO / TOPOLOGIA DOS SEP .....	35
2.4 GERAÇÃO DOS SEP .....	39
2.5 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DOS SEP .....	40
2.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DOS SEP .....	43
2.7 CARGA DOS SEP .....	43
2.8 OPERAÇÃO DOS SEP .....	46
2.9 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E DA EXPANSÃO DOS SEP .....	48
2.9.1 Fluxo de Potência .....	49
2.9.2 Curto-Circuito .....	50
2.9.3 Estabilidade ou Transitório Eletromecânico .....	50
2.9.4 Sobretensões .....	50
2.9.5 Confiabilidade .....	51
2.9.6 Compensação de Reativo .....	51
2.9.7 Fluxo de Potência Ótimo .....	51
REFERÊNCIAS .....	51
<b>3 CONCEITOS BÁSICOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>53</b>
3.1 REDES ELÉTRICAS .....	55
3.1.1 Definições e Convenções .....	55
3.1.2 Tipos de Ramos .....	57

3.1.3 Elementos de Ramos .....	58
3.2 REPRESENTAÇÃO FASORIAL .....	61
3.2.1 Tensão e Corrente.....	61
3.2.2 Impedância e Admitância .....	64
3.2.3 Potência .....	64
3.3 Sistemas Trifásicos .....	68
3.3.1 Representação Monofásica Unifilar.....	68
3.3.2 Diagrama Unifilar.....	72
3.3.3 Diagrama de Impedâncias .....	74
3.4 REDES ELÉTRICAS.....	77
REFERÊNCIAS.....	79
<b>4 MODELOS PARA A SIMULAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>81</b>
4.1 MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	84
4.2 MODELOS DE TRANSFORMADOR.....	98
4.2.1 Transformador de Dois Enrolamentos.....	98
4.2.2 Transformador de Três Enrolamentos .....	101
4.2.3 Modelo de Transformador com Relação de Transformação Fora da Nominal.....	104
4.2.4 Modelo de Transformador com Relação de Transformação Fora da Nominal Complexa (com Defasamento – Transformador Defasador) .....	110
4.2.5 Modelo de Autotransformador .....	114
4.3 MODELOS DE GERADOR SÍNCRONO.....	115
4.3.1 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Permanente de Fluxo de Potência ...	116
4.3.2 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Permanente de Curto-Circuito.....	118
4.3.3 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Transitório de Estabilidade .....	120
4.3.3.1 Modelo I .....	125
4.3.3.2 Modelo II .....	126
4.3.3.3 Modelo III .....	126
4.4 MODELOS DE REGULADORES DE TENSÃO E DE VELOCIDADE .....	131
4.4.1 Reguladores de Tensão .....	132
4.4.2 Reguladores de Velocidade .....	132
4.5 MODELOS DE CARGA.....	133
4.5.1 Modelo de Carga para Análise em Regime Permanente de Fluxo de Potência.....	137
4.5.2 Modelo de Carga para Análise em Regime Permanente de Curto-Circuito.....	138
4.5.3 Modelo de Carga para Análise em Regime Transitório e Dinâmico de Estabilidade .....	138
4.6 MODELOS DE RELÉS.....	141
PROBLEMAS .....	141

REFERÊNCIAS.....	142
ADENDO .....	143
<b>5 MÉTODOS DE ANÁLISE E SOLUÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....</b>	<b>149</b>
5.1 POR UNIDADE.....	151
5.1.1 Definição .....	151
5.1.2 Vantagens da Utilização de PU .....	152
5.1.3 Escolha de Bases.....	153
5.1.4 Mudança de Bases.....	154
5.1.5 Tensão e Potência Bases na Solução de Problemas em PU .....	156
5.1.6 Impedância de Transformadores em PU .....	157
5.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	162
5.2.1 Operador A.....	163
5.2.2 Equações Básicas.....	164
5.2.3 Desacoplamento entre Sistemas de Sequência.....	167
5.2.4 Impedâncias e Circuitos de Sequência dos Equipamentos dos SEP .....	170
5.2.4.1 Máquinas síncronas.....	170
5.2.4.2 Linhas de transmissão .....	174
5.2.4.3 Transformadores .....	176
5.2.5 Tensões de Sequência.....	181
5.2.6 Circuitos de Sequência .....	182
5.2.7 Potência em Termos de Componentes de Sequência .....	184
5.3 EQUAÇÕES NODAIS .....	186
5.3.1 Matriz de Admitâncias Nodais.....	187
5.3.2 Matriz de Impedâncias Nodais.....	189
5.3.3 Formação de Matrizes Nodais.....	190
5.3.3.1 Formação da matriz $y_{barra}$ .....	191
5.3.3.2 Formação da matriz $z_{barra}$ .....	191
5.3.3.3 Inversão parcial de matrizes nodais.....	196
5.3.3.4 Redução de matrizes nodais.....	197
PROBLEMAS.....	199
REFERÊNCIAS.....	203
<b>6 FLUXO DE POTÊNCIA.....</b>	<b>205</b>
6.1 HISTÓRICO .....	207
6.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....	208
6.3 EQUACIONAMENTO DO PROBLEMA .....	209

6.4 MÉTODO DE GAUSS.....	215
6.4.1 Primeira Iteração .....	222
6.4.2 Segunda Iteração .....	224
6.5 MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL.....	224
6.6 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON .....	225
6.7 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO .....	240
6.8 MÉTODO CC.....	244
6.9 MÉTODO DA MATRIZ $Z_{\text{BARRA}}$ .....	249
6.10 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM LINHAS E EM TRANSFORMADORES DO SISTEMA .....	250
6.11 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS .....	256
6.12 ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA .....	258
PROBLEMAS.....	261
REFERÊNCIAS.....	261
<b>7 CURTO-CIRCUITO .....</b>	<b>263</b>
7.1 INTRODUÇÃO .....	265
7.2 CURTO-CIRCUITO SIMÉTRICO (TRIFÁSICO) .....	268
7.3 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO PERÍODO TRANSITÓRIO.....	269
7.4 REATÂNCIAS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS .....	272
7.5 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO .....	275
7.6 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO.....	277
7.7 EQUIVALENTES DE CURTO-CIRCUITO .....	281
7.8 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO ASSIMÉTRICO .....	284
7.8.1 Curto-Circuito Fase-Terra (Monofásico).....	285
7.8.2 Curto-Circuito Fase-Fase (Bifásico) .....	288
7.8.3 Curto-Circuito Fase-Fase-Terra (Bifásico à Terra) .....	290
7.9 CURTO-CIRCUITO ATRAVÉS DE UMA IMPEDÂNCIA DE FALTA .....	298
7.10 CÁLCULO MATRICIAL DE CURTO-CIRCUITO .....	302
7.11 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS .....	307
7.12 MEDIÇÕES E REGISTROS DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO .....	311
7.13 UTILIZAÇÃO DE CÁLCULOS DE CURTO-CIRCUITO.....	313
7.13.1 Ajuste da Proteção do Sistema .....	313
7.13.2 Determinação das Características de Malhas de Terra.....	313
7.13.3 Determinação das Características de Disjuntores .....	314
7.13.4 Redução das Correntes de Curto-Circuito .....	314
7.13.5 Condições de Aterramento do Sistema .....	315
7.13.6 Correntes de Curto-Circuito em Cabos Para-Raios de Linhas de Transmissão .....	316

7.13.7 Cálculo de Sobretensões de Regime Permanente .....	316
PROBLEMAS.....	317
REFERÊNCIAS.....	318
<b>8 ESTABILIDADE .....</b>	<b>319</b>
8.1 HISTÓRICO .....	322
8.2 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	323
8.3 SINCRONISMO .....	327
8.4 ESTABILIDADE EM REGIME PERMANENTE.....	333
8.5 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	341
8.5.1 Equação de Oscilação .....	344
8.5.2 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método da Igualdade de Áreas.....	352
8.5.3 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método Passo a Passo .....	362
8.5.4 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método Clássico em Sistema Multimáquinas .....	369
8.5.5 Análise de Estabilidade Dinâmica .....	372
8.6 ANÁLISE DE ESTABILIDADE COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS .....	375
8.7 CAUSAS DE PERTURBAÇÃO E FONTES DE AMORTECIMENTO EM SISTEMAS ELÉTRICOS .....	382
8.7.1 Causas de Perturbações no Sistema e Efeitos Sobre a Estabilidade .....	383
8.7.2 Fontes de Amortecimento no Sistema e Efeitos Sobre a Estabilidade .....	383
8.8 MÉTODOS E AÇÕES CORRETIVAS PARA A ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE GRANDE PORTE .....	384
8.8.1 Reatância dos Geradores.....	387
8.8.2 Constante de Inércia.....	387
8.8.3 Sistemas de Excitação com Resposta Rápida.....	387
8.8.4 Sinais Estabilizadores.....	387
8.8.5 Uso de Disjuntores Rápidos.....	388
8.8.6 Construção de Subestações Seccionadoras.....	388
8.8.7 Aplicação de Compensação Série .....	388
8.8.8 Uso de Compensação em Derivação .....	389
8.8.9 Uso de Resistores de Frenagem .....	389
8.8.10 Abertura Automática de Geradores .....	389
8.8.11 Corte Automático de Carga .....	390
8.8.12 Separação do Sistemas em Ilhas.....	390
8.8.13 Religamento Automático.....	390
8.8.14 Proteção <i>Out-Of-Step Blocking and Tripping</i> .....	391
8.9 ESTUDOS DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE .....	391
8.10 ANÁLISE FINAL.....	393
PROBLEMAS.....	394

REFERÊNCIAS.....	395
APÊNDICE A – SÍMBOLOS E UNIDADES.....	397
APÊNDICE B – PARÂMETROS TÍPICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	405
APÊNDICE C – TERMOS USUAIS EM INGLÊS.....	411
ANEXO A – PARÂMETROS TÍPICOS DE TRANSFORMADORES .....	415
ANEXO B – PARÂMETROS TÍPICOS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS .....	421
ANEXO C – CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	429
ANEXO D – PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....	437
ANEXO E – CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE DESEMPENHO ELÉTRICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	447

---

# PREFÁCIO

---

Durante vários anos, o professor Arlei Bichels trabalhou na elaboração deste livro. A partir da digitalização de suas notas de aula, o livro foi sendo construído com o objetivo de fornecer os conceitos fundamentais e a modelagem matemática aplicados ao planejamento e operação dos sistemas elétricos de potência (SEP).

O livro inicia apresentando um histórico do desenvolvimento do setor elétrico e as perspectivas aguardadas para um futuro próximo. No Capítulo 2 são descritas as características, os componentes de geração e transmissão e as topologias dos sistemas de energia elétrica.

Os Capítulos 3 e 4 destinam-se à representação das redes elétricas e modelos utilizados para representar os equipamentos elétricos, aplicando os conceitos de circuitos elétricos e máquinas elétricas, os quais comumente são pré-requisitos das disciplinas de SEP.

No Capítulo 5 são apresentados os principais métodos de análise e solução usados em sistemas de potência, tais como representação em sistemas por unidade, componentes simétricas e matrizes de admitância e impedância, usando uma linguagem simples e direta, mas com o detalhamento matemático necessário aos estudos na área.

O Capítulo 6 descreve o equacionamento dos estudos da operação em regime permanente, apresentando a formulação do fluxo de potência e os principais métodos iterativos desenvolvidos para sua solução, como Gauss, Gauss-Seidel, Newton-Raphson e Desacoplado, e métodos diretos como Método CC e Método da Matriz Z, com exemplos numéricos para cada método exposto. Com sua experiência na utilização de programas computacionais para simulação de sistemas de grande porte, o autor traça um comparativo entre todos os métodos apresentados, descrevendo as vantagens e desvantagens de cada um deles.

O cálculo de curto-circuito é explicado de forma muito eficiente no Capítulo 7, por meio do equacionamento e exemplos numéricos que auxiliam o entendimento das técnicas para tratar correntes elétricas e tensões em situações de faltas trifásicas ou desequilibradas. O Método Z-barras é analisado utilizando um sistema de pequeno porte. Os resultados obtidos nos cálculos são comprovados pelo programa Anafas, usado em concessionárias e empresas do setor elétrico para cálculo de curto-circuito. Além disso, um diferencial do livro é a descrição minuciosa das informações obtidas a partir do cálculo das correntes de falta, informações que são essenciais a um projeto adequado do SEP.

Os conceitos sobre estabilidade dos sistemas de potência em regime permanente e durante perturbações na rede elétrica também são apresentados no livro, que dessa forma engloba os principais tópicos estudados em cursos de graduação. Por sua ampla abordagem, esta obra pode ser indicada como referência principal para um curso de um ano de duração, ou dois cursos semestrais consecutivos.

O aspecto prático dos inúmeros cálculos é enfatizado a cada capítulo, dando ao leitor uma visão da importância dos estudos e aplicabilidade dos resultados a cada etapa do planejamento.

Ademais, o livro contém apêndices com parâmetros típicos de linhas de transmissão aéreas, transformadores e máquinas síncronas, além de fornecer características sobre equipamentos de potência, tais como tensões adequadas de operação, capacidade de interrupção de disjuntores, níveis de isolamento de para-raios, regulação de tensão nos transformadores, entre outros dados coletados na Copel, os quais podem subsidiar estudos e trabalhos de alunos com fornecimento de dados reais.

Andrea Lucia Costa  
Professora Titular do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

# APRESENTAÇÃO

---

A utilização crescente da energia elétrica em pouco mais de um século, desde o início da utilização prática para iluminação, levou à construção de usinas geradoras com grandes potências e localizadas a grandes distâncias de outras usinas e dos centros de carga a serem atendidos, demandando grandes linhas de transmissão e subestações, do que resultou a formação de grandes sistemas elétricos interligados que cobrem todo o território dos países e se interligando até mesmo aos sistemas elétricos de países vizinhos.

A interligação de todas as áreas de consumo e usinas do país, formando um grande sistema interligado, possibilita maior confiabilidade e qualidade no atendimento às cargas e viabiliza a integração das fontes de geração deste sistema com a otimização do uso dos reservatórios das hidrelétricas, com a geração em usinas onde existem maiores reservatórios ou maior afluência nos rios, conjuntamente com termelétricas de maior custo resultando, desta forma, no menor custo para a energia gerada.

Grandes sistemas interligados, com grande quantidade de componentes como usinas, linhas de transmissão, subestações e tantos outros equipamentos podem ter grandes problemas com falhas em alguns componentes que podem levar a grandes desligamentos com impactos econômicos e sociais de graves consequências dada a dependência da energia elétrica, permanentemente e em todas as atividades.

O planejamento, a operação e a manutenção têm, assim, fundamental importância para o funcionamento e desempenho dos sistemas elétricos. Dada a dimensão e a complexidade destes sistemas, a única forma prática de efetuar análises completas e efetivas é com a utilização de programas computacionais de grande porte utilizando modelos matemáticos dos diversos equipamentos utilizados nos sistemas elétricos atuais.

O objetivo deste livro é apresentar os conceitos básicos de um assunto, com a teoria fundamental, os modelos matemáticos dos componentes do sistema e alguns exemplos e dados e parâmetros de equipamentos que mais se aproximem da aplicação prática, possibilitando ao leitor complementar a informação teórica.

Além da complementação teórica, o leitor terá uma complementação prática com a utilização dos principais programas computacionais comerciais utilizados na análise de Sistemas Elétricos de Potência, dos quais é apresentado um exemplo simples de arquivo

de entrada de dados e de resultados obtidos nos respectivos capítulos. Desta forma, o leitor terá uma informação mais completa do assunto visualizando o desempenho e os problemas que ocorrem em um sistema elétrico real de grande porte.

Arlei Bichels

---

**SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA**

---



A facilidade com que a energia elétrica pode ser transformada em outras formas de energia – luminosa, mecânica, térmica, sonora – rapidamente e sem poluição, levou a humanidade a uma gigantesca utilização desta forma de energia, a tal ponto que atualmente a energia elétrica é considerada vital para o desenvolvimento de qualquer país.

Para levar a energia elétrica a todos os consumidores, grandes usinas, utilizando as mais variadas formas de força motriz – hidráulica, térmica, atômica, eólicas e solares – são interligadas entre si e às subestações dos grandes centros de carga por meio de longas linhas de transmissão em altas e extra-altas tensões, formando gigantescas redes de transmissão que, juntamente com as linhas e subestações de subtransmissão e de distribuição, formam os **sistemas elétricos de potência (SEP)**.

## 1.1 HISTÓRICO

Já na década de 1880, a transmissão de energia elétrica por meio de corrente contínua era conhecida e utilizada na Alemanha com tensão de 2,4 kV e distância de 59 km. A utilização da eletricidade era basicamente para iluminação, com lâmpadas a arco voltaico, e galvanização.

O desenvolvimento da lâmpada elétrica, simultaneamente na Inglaterra, por Joseph Swan, e nos Estados Unidos, por Thomas Edison, quando então se verificou a grande vantagem da utilização desta forma de energia para a iluminação em relação ao gás até então utilizado, pode ser considerado como o maior impulso à utilização da energia elétrica que levou a uma utilização desta forma de energia cada vez mais ampla e intensa.

Embora já houvesse locais com iluminação pública (com a utilização do arco voltaico), o suprimento a consumidores, como hoje conhecemos, foi iniciado em janeiro de 1882, em Londres, com a Holborn Viaduct Generating Station e, em setembro do mesmo ano, em Nova York, com a Pearl Street Station.

A utilização de corrente contínua implicava na necessidade de gerar, transmitir e distribuir a energia na mesma tensão e, com isso, somente podia ser feita nas imediações da usina, com perdas cada vez maiores conforme desta se afastasse.

Em 1885/86 William Stanley desenvolveu transformadores comerciais e, em 1888, Nikola Tesla demonstrou a viabilidade de motores de CA, bifásicos, e de motores síncronos. Isso viabilizou a construção de linhas de transmissão com tensões mais altas e maiores comprimentos, possibilitando a transmissão de elevados valores de potência necessários ao suprimento dos centros de cargas.

Em 1889 é utilizada a transmissão monofásica, em corrente alternada, nos Estados Unidos, com 4 kV e 21 km e, em 1891, é construída na Alemanha uma linha de transmissão trifásica com a tensão de 12 kV e com 179 km.

A evolução das tensões de transmissão, em corrente alternada, é mostrada na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Evolução das tensões dos sistemas elétricos no mundo

Ano	Tensão (kV <sub>CA</sub> )
1882	2,4
1889	4
1891	12
1907	100
1913	150
1923	220
1926	244
1936	287
1953	345
1965	500
1969	765
1985	1150

Fonte: Glover e Sarma (1994).

No Brasil, já em 1883, a cidade de Campos tinha iluminação pública elétrica, tendo sido a primeira cidade do Brasil (e da América do Sul) a ter tal forma de iluminação (a usina geradora era térmica, a carvão); no mesmo ano era construída uma usina hidrelétrica em Diamantina, porém, para a utilização de uma mineradora. Em 1884 a cidade de Rio Claro passa a ser a segunda cidade brasileira com iluminação pública elétrica e, em 1887, Porto Alegre passa a contar com iluminação pública elétrica.

Em 1889, em Juiz de Fora, a usina Salto dos Marmelos iniciou o fornecimento de energia para uma indústria têxtil e também para iluminação pública da cidade, bem como para consumo particular. As cidades seguintes a terem iluminação elétrica no Brasil foram:

São Paulo – SP em 1889, Curitiba – PR em 1895, Belém – PA em 1896, Estância – SE, em 1900, Cachoeira do Itapemirim – ES, em 1903, sendo que o Rio de Janeiro somente veio a ter iluminação elétrica em 1904, sendo a décima segunda cidade do país a contar com tal serviço.

No Rio de Janeiro, entretanto, já em 1879 eram utilizados dínamos Gramme, acionados com máquinas a vapor, para a iluminação da Estação D. Pedro II, com lâmpadas a arco voltaico e, em 1881, o edifício do Ministério da Viação e o Campo da Aclamação eram iluminados com lâmpadas tipo Edison.

No início da utilização da energia elétrica em corrente alternada, a frequência mais comum nos Estados Unidos era a de 133 Hz. Em 1891 foi proposta, nos EUA, a frequência de 60 Hz como padrão, mas durante muitos anos foram utilizadas frequências de 25, 50 e 60 Hz, bem como corrente contínua em alguns locais. Somente em 1954 foi efetuada a unificação da frequência naquele país, o que permitiu então a interligação entre os sistemas até então isolados, facilitando o intercâmbio de energia e a otimização dos custos de geração de energia elétrica. Já na Europa prevaleceu a frequência de 50 Hz.

No Brasil, face ao sistema de concessões, houve influência tanto europeia como norte-americana, de forma que eram utilizadas predominantemente as frequências de 50 Hz e de 60 Hz, embora fossem também utilizadas as frequências de 42 Hz (Curitiba), 40 Hz (Jundiaí) e 125 Hz (Petrópolis).

Com respeito às tensões, também houve uma diversidade muito grande, a exemplo das de 2,3; 6,9; 11; 13,8; 15; 22; 34,5; 44; 69; 88; 138; 230; 345; 440 e 500 kV. Com o Decreto-Lei nº 73.080, de 5 de novembro de 1973, foram padronizadas no Brasil as seguintes tensões para a transmissão: 13,8; 34,5; 69; 138; 230; 500 e 750 kV e as tensões de 13,8 e 34,5 kV para distribuição em alta tensão.

Quanto à frequência, desde a década de 1960 vinha sendo estudado no Brasil o problema da unificação da frequência, a fim de possibilitar a interligação entre todos os sistemas regionais, visando a um aproveitamento mais racional dos recursos hídricos (integração dos sistemas) e também a uma padronização dos equipamentos.

Já a partir de 1930, era efetuada a conversão para a frequência de 60 Hz em várias pequenas empresas de eletricidade do interior de São Paulo, época em que também Curitiba passou a utilizar esta frequência.

A primeira tentativa de padronização da frequência foi feita em 1938, pela antiga Divisão de Águas, do Departamento Nacional de Produção Mineral, do Ministério da Agricultura que, por meio do Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, fixou a frequência de

50 Hz (valor predominante na época). Este decreto, porém, não foi obedecido, devido às dificuldades de aquisição de equipamentos durante a Segunda Guerra mundial. Em função disso, com o crescimento das cargas, passou a prevalecer a frequência de 60 Hz.

Com a evolução e o crescimento dos sistemas e, na década de 50, com a política do governo de aproveitamento dos grandes potenciais hidrelétricos da Região Sudeste, foram construídas grandes usinas, como Furnas e Três Marias, para operar na frequência de 60 Hz, e surgiu então o problema da interligação dos sistemas para melhor aproveitamento dos recursos hídricos dos diversos sistemas isolados que, já então, representavam uma carga significativa. Nessa época, o sistema Rio, com parte de Minas Gerais e do Espírito Santo e também o Rio Grande do Sul operavam com 50 Hz, enquanto o sistema de São Paulo operava com 60 Hz, juntamente com Belo Horizonte e o sudoeste de Minas Gerais e ainda parte do Rio de Janeiro, o Paraná e Santa Catarina.

Somente em 3 de abril de 1961 é instituída uma Comissão de Uniformização da frequência, a qual recomenda a adoção de 60 Hz para todo o país, mas apenas em 1963 o Ministério das Minas e Energia cria o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul com a finalidade de estudar os potenciais hidráulicos, o mercado de energia elétrica da região e a questão da unificação das frequências. Este comitê propôs, então, um plano de conversão em seis etapas semestrais, o que teve início em primeiro de janeiro de 1965.

Depois de efetuada a unificação da frequência da Região Centro-Sul (agora chamada de Região Sudeste), que era o maior mercado consumidor de energia elétrica do país restava, dos mercados significativos, na Região Sul, apenas o Rio Grande do Sul para ter a frequência convertida para 60 Hz, a fim de uniformizar a frequência dos sistemas elétricos de todo o país em 60 Hz. Iniciada em 1969, a conversão da frequência nesse Estado terminou em 1977, quando passou a ser utilizada apenas a frequência de 60 Hz no Brasil, sendo que no Sul e Sudeste passou a existir um imenso sistema interligado (desde o sul do Rio Grande do Sul até Brasília).

Na Região Nordeste os sistemas de subtransmissão das distribuidoras estaduais foram interligados em um sistema de transmissão de 230 kV saindo da Usina de Paulo Afonso a partir de 1954, unificando-se a frequência de 60Hz em toda a região.

Na Região Norte só existiam gerações locais, em geral a óleo diesel, nas maiores cidades com redes de distribuição local e sem interligações entre elas com linhas de transmissão. Em 1988 foi construída a Usina Hidrelétrica (UHE) Balbina para o suprimento a Manaus por meio de linha de transmissão de 230 kV e em 1982, com a construção da UHE

Tucuruí, a Região Norte passou a ter um sistema de transmissão de 500 kV levando energia ao Pará e se interligando ao Nordeste e Sudeste.

Foi a partir do início da década de 70 que começou a ser efetivamente implantado o sistema interligado brasileiro. De maneira geral, o processo começou pela integração dos diversos sistemas de um mesmo estado, seguida pela interligação dos sistemas de uma mesma região e culminou com a implantação das ligações entre as regiões interligando e integrando as Regiões Sul, Sudeste-Centro Oeste, Norte e Nordeste por uma rede de linhas de transmissão, sempre acompanhado da construção de usinas hidrelétricas cada vez maiores e mais distantes dos centros de carga. Atualmente (2017) o Brasil conta com um colossal sistema elétrico interligado, com mais de 138.965 km de linhas de transmissão com tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV em corrente alternada e frequência de 60 Hz e linhas de 600 kV em corrente contínua como conexão das UHEs Itaipu, Jirau e Santo Antonio e de 800 kV como conexão da UHE Belo Monte, com a capacidade de transformação superior a 318.000 MVA, estendendo-se do Rio Grande do Sul ao Pará e interligando também os Estados do Amapá e Amazonas e interconectando 4.704 usinas com uma capacidade instalada total de 153.644.053 MW.

O sistema interligado nacional (SIN) mostrado na Figura 1.1 está interligado também aos sistemas elétricos argentino, uruguaio, paraguaio e venezuelano, sendo que nos dois primeiros a interligação se dá por meio de estações conversoras de frequência pois a frequência do sistema destes países é 50 Hz e, no caso do Paraguai, a interligação é por meio da geração em 50 Hz na UHE Itaipu.

Existem ainda, no mundo, outros grandes sistemas interligados como o dos Estados Unidos, da Europa, da Rússia, da Índia e da China.

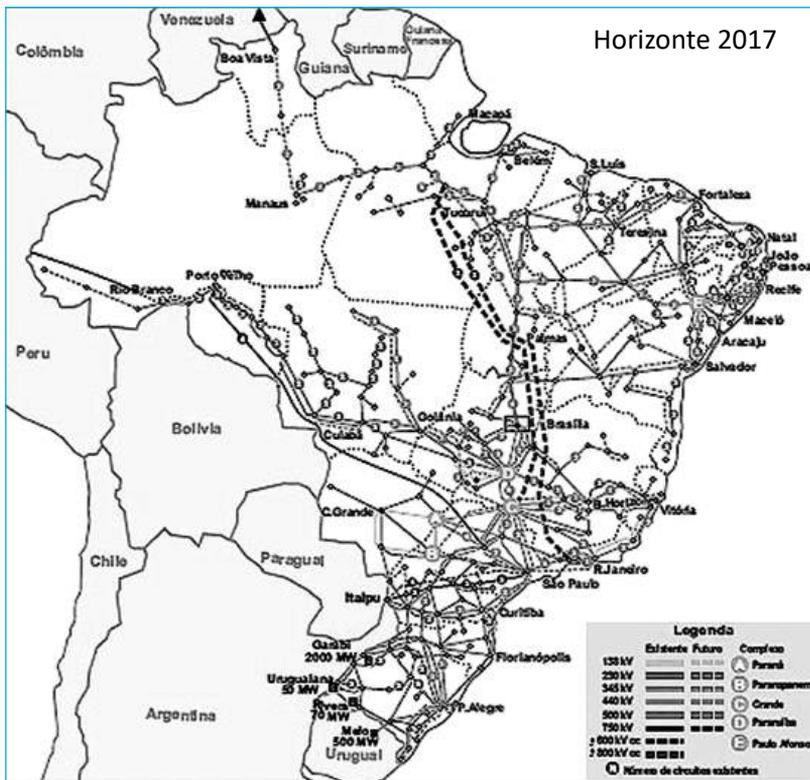


Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional (SIN)

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2017).

## 1.2 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

SEP é o conjunto de todas as instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Iniciando com uma linha de transmissão ligando uma usina a uma carga industrial ou de iluminação de uma cidade, tinha-se um projeto específico de linha de transmissão – cabo, tensão e frequência em função da potência da geração e da carga e da distância entre estas, buscando-se otimizar o projeto considerando a tensão, o comprimento e as perdas da linha, de forma a ter o mínimo custo no período de vida útil da linha.

Com o crescimento das cargas e a necessidade de maiores potências de geração, tornou-se necessário desenvolver aproveitamentos de geração hidráulica ou térmica a maiores distâncias e com maior potência, o que implicava em maiores investimentos e custos, levando os potenciais usuários próximos destes aproveitamentos a unirem esforços de

forma a tirar proveito do ganho de escala com um aproveitamento maior e também terem maior confiabilidade no suprimento devido à interligação entre os pontos de consumo e as usinas. Teve-se, assim, o embrião de um sistema elétrico e, já nesta fase, houve necessidade de se unificar a frequência e padronizar as tensões para viabilizar as interconexões e diminuir os custos. O desenvolvimento de grandes projetos de geração a distância ainda maior levou à necessidade de linhas de transmissão de maiores comprimentos e mais altas tensões e causou a interligação dos pequenos sistemas formando, assim, os grandes SEP atualmente existentes, com a unificação da frequência e a padronização das tensões de transmissão, subtransmissão e distribuição e possibilitando uma maior eficiência e mais segurança no suprimento de energia com menores custos por MWh de energia suprida.

A viabilidade de grandes sistemas de potência interligados foi possível com uma série de desenvolvimentos tecnológicos de materiais e equipamentos, em conjunto com a transmissão em CA de altas e extra-altas tensões, dos quais os principais são:

- a) isolador de suspensão;
- b) relé de alta velocidade;
- c) disjuntor de alta velocidade e alta capacidade de interrupção de corrente;
- d) religamento de alta velocidade de linha de transmissão;
- e) para-raios de alta e extra-alta tensão de alta capacidade;
- f) sistema de comunicação para proteção, controle e medição;
- g) princípio de coordenação de isolamento estatístico aplicado ao projeto de equipamentos de extra-alta tensão.

A interligação de todas as áreas de consumo e usinas do país, formando um grande sistema interligado, possibilita maior confiabilidade e qualidade no atendimento às cargas e viabiliza a integração das fontes de geração deste sistema com a otimização do uso dos reservatórios das hidrelétricas, com a geração em usinas onde existem maiores reservatórios ou maior afluência nos rios, conjuntamente com termelétricas de menor custo obtendo, desta forma, o menor custo para a energia gerada.

Grandes sistemas interligados, com grande quantidade de componentes como usinas, linhas de transmissão, subestações e tantos outros equipamentos (transformadores, para-raios, transformadores de corrente, transformadores de potencial, relés, etc.) podem ter, também, grandes problemas com falhas em alguns componentes que podem levar a grandes desligamentos com impactos econômicos e sociais de graves consequências.

Um SEP bem planejado deve atender três aspectos básicos: primeiramente deve ter uma adequada operação em condição normal, de forma que não ocorram interrupções do fornecimento, curtos-circuitos ou desligamentos. Em segundo lugar está a prevenção de falhas, o que implica em haver uma boa manutenção de equipamentos e instalações e a reposição de equipamentos deteriorados e desgastados. Em terceiro vem a mitigação dos

efeitos de falhas de forma que as consequências sejam nulas ou mínimas, evitando que se alastrem por todo o sistema levando a grandes interrupções (*blackouts*) com graves consequências.

A garantia de bom funcionamento de um SEP se tem com planejamento, construção, operação e manutenção adequados de forma a se ter a melhor relação custo-benefício de atendimento às cargas, consumidores considerando um critério de atendimento predeterminado, pois, confiabilidade total (garantia absoluta de que não haverá desligamentos) não há, dentro de um custo razoável para a energia, já que para aumentar a confiabilidade do suprimento há necessidade de mais e maiores instalações e equipamentos com, conseqüentemente, maiores investimentos e custos.

### 1.3 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA DO FUTURO

O papel crucial dos SEP na transmissão e distribuição da energia elétrica e na implementação das políticas energéticas dos países levou à formação dos grandes sistemas elétricos atuais, em que os elementos básicos foram grandes usinas, hidrelétricas, termelétricas e nucleares, e grandes centros de carga distantes das gerações. Nesta fase foi necessário identificar e solucionar as principais barreiras ao aumento da capacidade de transmissão a grandes distâncias e ao desenvolvimento e aplicação de novos métodos e ferramentas de análise e solução dos problemas inerentes ao planejamento, operação e manutenção destes sistemas.

Nesta primeira década do século XXI, descortina-se uma série de mudanças na geração e no consumo de energia elétrica, com novas formas de geração, como a eólica e a solar, e também em menor escala e distribuída, e com o consumo focado em maior eficiência e controle, com a evolução e implantação das redes inteligentes (*smart grids*).

Todas estas mudanças estão levando à modificação de paradigmas no desenvolvimento dos sistemas elétricos, que exigirá o planejamento para a expansão destes sistemas visando:

- a) possibilitar a evolução dos sistemas elétricos, garantindo a segurança do suprimento de energia elétrica aos consumidores;
- b) promover a eficiência e a economia de energia;
- c) permitir o desenvolvimento e a implantação de novas formas de energia renováveis e de pequeno porte;
- d) otimizar a expansão da transmissão para possibilitar a transferência de grandes blocos de energia entre regiões e entre países vizinhos, com eficiência máxima e custo mínimo.

A operação do sistema, normalmente feita por uma entidade independente e em nível nacional – como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Brasil – deve estar

adequada e preparada para atender a esta evolução de tecnologias e ao crescimento constante dos sistemas de forma a:

- a) garantir a segurança da operação;
- b) garantir a eficiência da operação, com a adequada seleção das fontes de geração e a consideração e a otimização do carregamento do sistema de transmissão;
- c) garantir a confiabilidade do sistema de transmissão no atendimento às cargas;
- d) coordenar as ações de manutenção.

Para a adequada gerência destas ações de operação e manutenção, torna-se necessária a utilização de ferramentas de análise, controles e acompanhamento analíticos que possibilitem o monitoramento e simulações confiáveis do comportamento do sistema como um todo e com alto grau de precisão. São também necessários sistemas de comunicação de alta capacidade, velocidade e confiabilidade.

Como consequência da crescente integração em larga escala das fontes de energia renováveis e variáveis e da geração distribuída, como a eólica e a solar, levando as fontes convencionais, hidrelétrica e termelétrica, a operar na ponta de carga, haverá necessidade de mudanças no desenvolvimento do sistema de transmissão e na forma como os SEP serão supervisionados, protegidos e controlados.

São antevistas possibilidades para tirar proveito das diferentes formas de geração de energia e da diversidade de fontes de geração com a completa interligação dos sistemas no mundo todo. Tais projetos já estão sendo gradualmente implantados, como na América Central, na América do Norte e entre o Norte da África e a Europa.

Haverá necessidade de maior capacidade de transmissão para possibilitar a transferência de grandes blocos de energia entre grandes parques geradores de diferentes formas de geração, como grandes parques de geração eólica *off shore*, e os principais e maiores centros de carga.

Tanto no planejamento como na operação, a utilização de troncos de transmissão para a transferência de grandes blocos de energia entre subsistemas distantes constituirá um desafio aos atuais critérios de confiabilidade, como é o critério N-1 (segundo o qual o sistema deverá operar normalmente atendendo todas as cargas mesmo com a falha de um componente do sistema).

O desenvolvimento dos sistemas de potência necessários para atender às necessidades de consumo de energia elétrica e às grandes usinas e parques geradores ou geração distribuída para os anos futuros exigirá diferentes enfoques, tanto no planejamento como na operação dos sistemas, sendo necessário avaliar os métodos e ferramentas disponíveis para o planejamento da expansão da transmissão e o planejamento da operação e identificar a necessidade de novas ferramentas capazes de integrar a modelagem do mercado, a análise da rede e a análise da segurança e confiabilidade, incluindo também a

possível contribuição das tecnologias de transmissão emergentes. Os principais aspectos são mostrados a seguir.

Os métodos atuais de análise, para o planejamento e operação com o objetivo de atender o consumo dentro de um critério de confiabilidade e qualidade e com o mínimo custo e com base determinística, deverão ser substituídos por métodos probabilísticos em virtude de se ter as diversas variáveis envolvidas com características estatísticas e não determinísticas, como curva de carga, disponibilidade de geração – no caso de hidrelétricas, eólicas e solares – e falha de componentes do sistema.

A análise custo/benefício deverá avaliar os investimentos no sistema necessários para possibilitar o máximo desempenho com o mínimo custo, considerando a expansão, a operação e a manutenção do sistema, baseando-se nas necessidades do mercado de curto e de longo prazo e atendendo a segurança do suprimento. Há que considerar ainda vários outros fatores como políticas de emissões, impactos socioambientais e, ainda, fatores subjetivos como impactos visuais.

Alterações das características do mercado, como o controle da carga em função de políticas de preço ou de geração distribuída no local do consumo, necessitarão ser avaliadas por modelos de simulação que integrem modelos de sistema de transmissão com modelos de mercado dentro de uma abordagem probabilística.

O gerenciamento do risco na operação do sistema visando à segurança operativa necessitará de supervisão e controle que permitam monitorar continuamente o estado do sistema e estabelecer ações corretivas rápidas para manter o suprimento contínuo das cargas. Estes dispositivos, equipamentos e sistemas deverão ser continuamente atualizados de forma a atender aos novos desenvolvimentos dos sistemas de potência.

Há ainda que considerar a evolução das redes de distribuição dentro do conceito de redes inteligentes (*smart grid*) com possibilidade de geração nas instalações dos consumidores com maior gerenciamento pelo lado da demanda.

Assim, os mecanismos de mercado devem ser integrados às ferramentas de simulação dos sistemas, sendo também necessária a utilização de técnicas probabilísticas para avaliar e comparar as alternativas para o desenvolvimento do sistema de potência e a determinação dos investimentos a serem feitos. Estes estudos devem considerar uma ampla gama de alternativas e cenários de expansão e de operação para a determinação da condição ótima de expansão do sistema de potência com a melhor relação custo/benefício.

## REFERÊNCIAS

- ALBUQUERQUE, M. M. **História da energia elétrica no Brasil**. São Paulo: Atual, 1982.
- ELETROBRAS. **A energia elétrica no Brasil: da primeira lâmpada à ELETROBRAS**. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército, 1977.
- ENERGIA ELÉTRICA, ano 5, n. 51, p. 14-15, jun. 1982.
- FRANCO, N. The superelectrification of Brasil. **IEEE Spectrum**, May 1982.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power system analysis and design**. 2nd ed. Boston: PWS Publishing Company, 1994.
- IEEE. **The electrostatic and electromagnetic effects of transmission lines**. Boston, 1987.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Mapa do sistema elétrico de transmissão do Brasil**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 30 ago. 2017.
- RUSTERBAKKE, H. M. **Electric utility systems and practice**. New York: Wiley-Interscience, 1978.
- UHLEN, K. et al. Quais os desafios e como serão os sistemas de transmissão do futuro? **Eletricidade Moderna**, p. 10-16, mar. 2011. Disponível em: <[https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/305889/1/pub\\_2122.pdf](https://lirias.kuleuven.be/bitstream/123456789/305889/1/pub_2122.pdf)>. Acesso em: 17 jun. 2017.
- WEEDY, B. M. **Sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Polígono, 1973.
- WISE, G. Swan's way: a study in style. **IEEE Spectrum**, v. 19, n. 4, p. 66-71, Apr. 1982. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6366860/>>. Acesso em: 17 jun. 2017.



---

**CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



Para estar disponível aos consumidores, é necessário que a energia elétrica seja gerada, transmitida e distribuída a cada um desses consumidores e, para tanto, são necessárias usinas, subestações, linhas de transmissão e redes de distribuição, que constituem um sistema elétrico de potência (SEP).

## 2.1 COMPONENTES DOS SEP

As instalações citadas, por sua vez, são constituídas por equipamentos dos mais diversos tipos, tais como: chaves, disjuntores, relés, para-raios, transformadores, geradores, cabos, que são conectados uns aos outros de modo a possibilitar uma forma adequada de operar e proteger o sistema.

Normalmente, para efeito de análise e estudos, os SEP são subdivididos em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. Cada uma dessas partes, por sua vez, pode ser constituída por diferentes tipos de componentes, dependendo da região, da disponibilidade de fonte de energia e da tecnologia utilizada.

Assim, considerando-se cada uma dessas subdivisões, tem-se:

a) na geração:

- usinas: elevadoras, da tensão de geração para a de transmissão;
- hidráulicas: convencionais ou reversíveis (bombeamento);
- térmicas: a óleo, carvão, gás, atômicas;
- fontes alternativas: eólicas, solares, células de combustível;

b) na transmissão:

- linhas de transmissão:
  - aéreas ou subterrâneas;
  - de corrente alternada alta tensão (AT), extra-alta tensão (EAT), ultra-alta tensão (UAT);
  - de corrente contínua;
- subestações de:
  - transmissão (com transformador interligador de tensões de transmissão);
  - chaves (apenas conexão de linhas);
  - distribuição (com transformador abaixador para tensão de distribuição);

c) na distribuição:

- redes de distribuição:
  - aéreas ou subterrâneas;
  - alta tensão radial ou em anel;
- subestações:
  - distribuição, com transformação de AT para média tensão (MT) ou baixa tensão (BT).

Em cada uma destas instalações, são necessários vários equipamentos específicos e todo o conjunto devidamente coordenado e os equipamentos especificados para operar continuamente, tanto em condição normal de operação como em condições de emergência.

## 2.2 EQUIPAMENTOS DOS SEP

Os componentes dos SEP são formados por diversos equipamentos que possibilitem a operação do sistema levando a energia desde a geração até o consumidor, tanto em condições normais como em condições de emergência, mantendo a frequência e a tensão nominais com variação dentro de uma faixa estabelecida.

As características (elétricas, mecânicas e dimensionais) dos equipamentos devem ser definidas tendo em vista todo o conjunto e todas as funções e requisitos necessários, como: frequência, níveis de tensão (normais e sobretensões atmosféricas e de manobra), correntes (de carga e de curto-circuito), esforços mecânicos, proteção e controle.

A definição das características dos equipamentos deve ser feita visando a maior confiabilidade com:

- a) o melhor desempenho;
- b) a maior eficiência;
- c) a menor manutenção;
- d) a maior vida útil;
- e) a maior relação benefício-custo.

E considerando:

- a) nível de carga a suprir e a geração necessária: a curto, médio e longo prazos;
- b) capacidade (potência) de equipamentos: com pouca diversidade;
- c) níveis de tensões de transmissão, subtransmissão e distribuição: não muito próximos;
- d) faixa de variação de tensão de operação: reduzida;
- e) tipo de aterramento: para otimizar a proteção;

- f) sistema de proteção: eficiente e rápido para minimizar os impactos sobre o sistema;
  - g) níveis e coordenação de isolamento: para minimizar o custo dos equipamentos.
- Isso tudo de forma a minimizar custos, facilitar a operação, a manutenção e a estocagem de equipamentos de reserva.

O Anexo A apresenta as características técnicas dos equipamentos e de um SEP real.

## 2.3 CONFIGURAÇÃO / TOPOLOGIA DOS SEP

De pequenas usinas suprindo indústrias ou localidades próximas, o crescimento da utilização da energia elétrica levou a grandes usinas e suprindo diversos e distantes centros de consumo, exigindo, assim, cada vez mais longas e numerosas linhas de transmissão e subestações interligadoras e distribuidoras que formam os SEP.

A evolução dos sistemas, com o crescimento das cargas e das usinas, levou à conexão das usinas com os diversos centros consumidores, formando circuitos elétricos em malhas com apenas algumas cargas mais distantes ou de menor importância sendo supridas radialmente.

A característica de sistema de transmissão em malha possibilita melhores condições de operação e maior confiabilidade de suprimento às cargas.

Para apresentar a topologia do sistema e as conexões entre os vários equipamentos são utilizados diagramas unifilares – pois os SEP são simétricos e equilibrados – utilizando-se símbolos gráficos que são apresentados no Apêndice A – Símbolos e unidades. Podem ser utilizados diagramas esquemáticos (Figura 2.1) ou eletrogeográficos (Figura 2.2) que indicam a posição geográfica aproximada de usinas, subestações e linhas de transmissão.

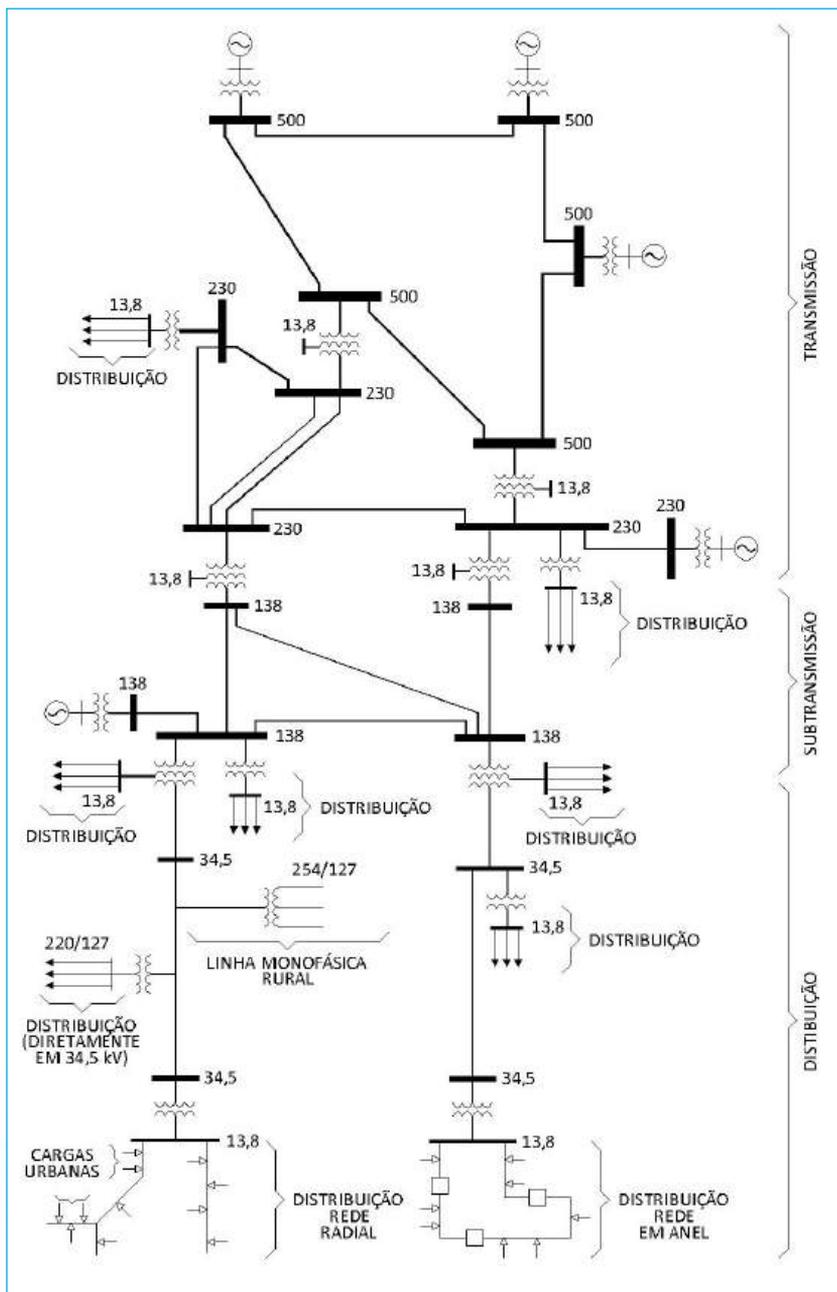


Figura 2.1 – Diagrama esquemático de um SEP

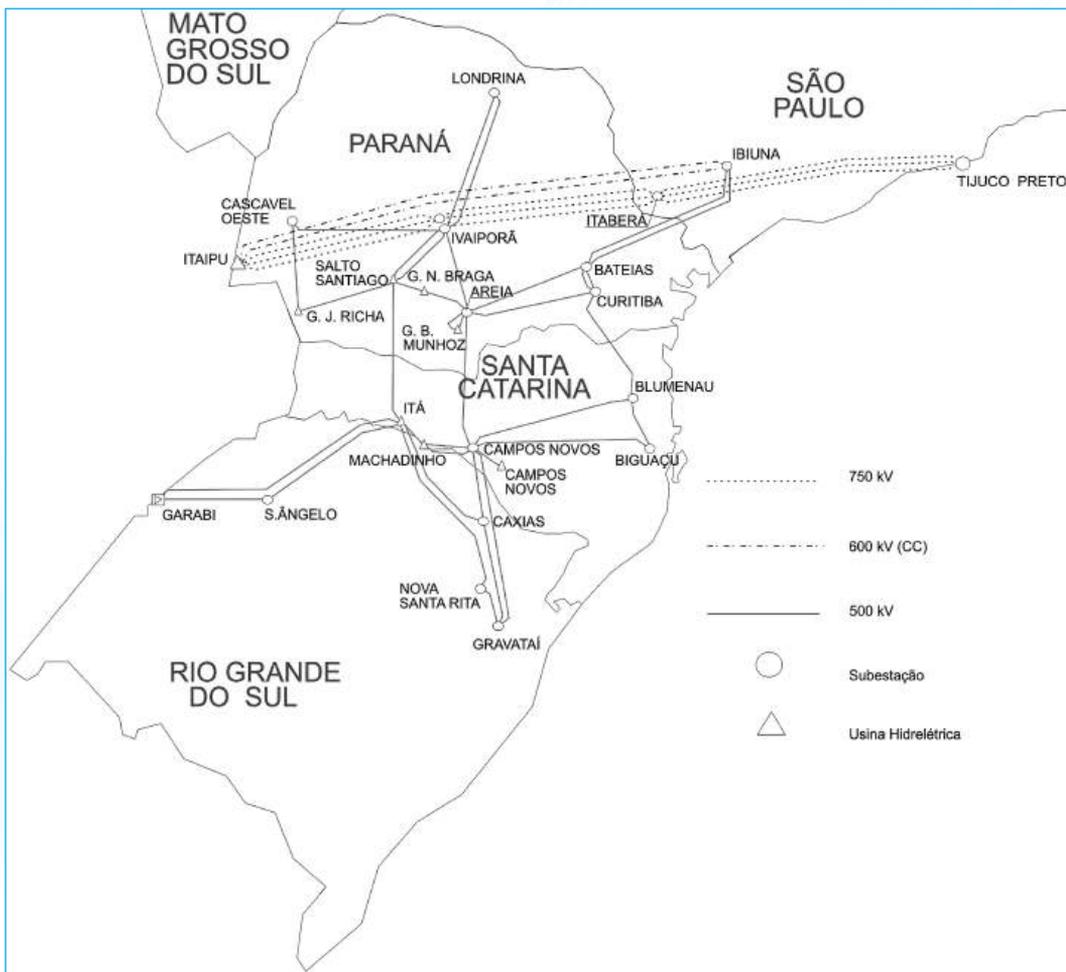


Figura 2.2 – Diagrama eletrogeográfico de um SEP Sistema de 500 kV e 750 kV da Região Sul do Brasil

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2018).

Os diagramas esquemáticos ou eletrogeográficos são utilizados também para a apresentação dos dados elétricos dos equipamentos que serão utilizados nos estudos e simulações do sistema (Figura 2.3) e ainda para a apresentação dos resultados de uma condição de operação do sistema (Figura 2.4).

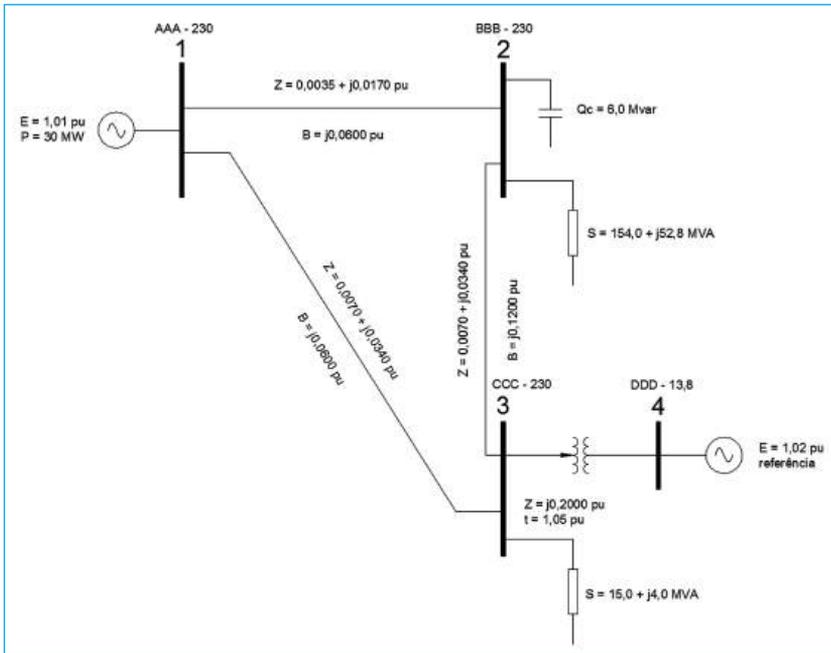


Figura 2.3 – Diagrama com dados elétricos de um SEP

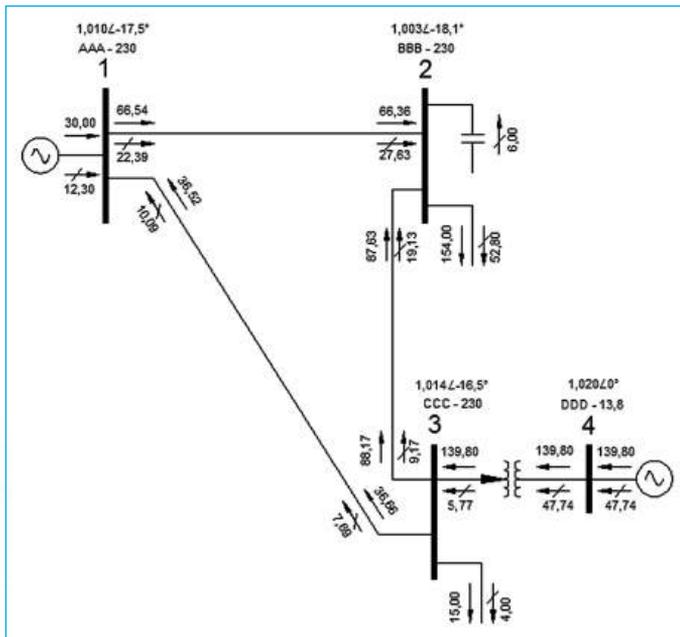


Figura 2.4 – Diagrama com a condição de operação normal de um SEP

## 2.4 GERAÇÃO DOS SEP

Para possibilitar o adequado suprimento aos consumidores, é necessário que o sistema elétrico esteja funcionando em regime permanente e em equilíbrio devendo, a cada instante, haver tanta potência sendo gerada nas usinas quanto for a potência sendo solicitada pelos consumidores mais as perdas que existirem em todo o sistema de transmissão, subtransmissão e distribuição, ou seja:

$$\Sigma P_{gerada} = \Sigma P_{carga} + \Sigma P_{perdas} \quad (2.1)$$

A energia elétrica é gerada em usinas de diversos tipos – hidrelétricas, termelétricas (carvão, óleo, gás, biomassa), nucleares, eólicas, solares – e de diversos tamanhos – grande, médio e pequeno porte e em diferentes pontos do território onde estão os consumidores (cargas) a serem atendidos.

O desenvolvimento de células fotovoltaicas possibilita a instalação de microusinas solares nos telhados e pátios de construções, sendo estas microusinas ligadas diretamente às redes de distribuição, constituindo o que se denomina de geração distribuída.

Para atender as cargas, as usinas deverão gerar a potência requerida instante a instante e a energia total consumida (integração da potência da curva de carga com o tempo ao longo do período considerado). Assim, um conjunto de usinas, de diferentes tipos, tamanhos e fatores de capacidade deve ser operado permanentemente para atender as cargas com uma curva de carga que determina um fator de carga do sistema.

A operação de todas as usinas necessárias para atender as cargas é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico e constitui o despacho de carga que determina quais usinas devem operar, em qual horário e período, sendo as hidrelétricas em função da disponibilidade de água nos reservatórios e afluência dos rios e as termelétricas em função da necessidade de potência e energia em função do custo de operação (do combustível). Há ainda a considerar as usinas eólicas e as solares, cuja geração e despacho são função das condições climáticas, e da disponibilidade de vento e sol, devendo ser usadas independentemente da solicitação da carga.

O despacho de carga deve, ainda, considerar a condição de operação do sistema de transmissão, em termos da capacidade das linhas de transmissão e dos transformadores, para todos os valores de potência da curva de carga.

## 2.5 SISTEMA DE TRANSMISSÃO DOS SEP

O sistema de transmissão, de subtransmissão e as redes de distribuição levam a energia gerada pelas usinas conectadas em diferentes pontos do sistema até as cargas conectadas em outros pontos.

Como sistema de transmissão, considera-se o que no Brasil se denomina de Rede Básica, constituída por linhas de transmissão aéreas de 230 kV e acima, até 750 kV, de corrente alternada e de até 800 kV, de corrente contínua. Esta rede de alta e extra-alta tensão (AT e EAT), ou sistema de transmissão, é em malha, onde cada usina ou subestação é ligada a uma ou mais subestações e usinas e tendo, em algumas partes, eventuais linhas radiais.

A distribuição é constituída por linhas nas tensões de 138 kV e 34,5 kV que saem das subestações da Rede Básica e conectam as subestações de carga, das quais saem as redes de distribuição urbanas com tensão de 13,8 kV. A rede de distribuição é geralmente em grande parte em malha, porém, comumente tem maior número de linhas radiais.

As redes em malha possibilitam melhores condições de operação e maior confiabilidade de atendimento às cargas, porém com maiores custos (investimento) quanto mais malhado for o sistema, em relação a sistemas constituídos de grande número de linhas radiais.

As linhas de transmissão e distribuição no Brasil são, na quase totalidade, aéreas, com grandes torres de aço treliçado e que utilizam largas faixas de passagem (ou faixa de domínio). As linhas de transmissão conectam as usinas às subestações de transmissão, localizadas em torno das grandes concentrações urbanas, das quais saem linhas de subtransmissão que se conectam às subestações urbanas de distribuição ou a subestações de distribuição de localidades próximas. Em casos especiais são necessárias linhas de transmissão subterrâneas construídas com cabos isolados, normalmente curtas e de AT ou EAT, na saída de usinas ou em áreas urbanas.

As linhas de distribuição são comumente aéreas e com características semelhantes às de linhas de transmissão, porém, quando adentram áreas urbanas, têm características especiais, denominadas linhas urbanas, sendo mais compactas e utilizando estreitas faixas de passagem ou mesmo utilizando as calçadas e sem faixa de passagem. Há situações em que, em áreas urbanas, mesmo as linhas urbanas não podem ser utilizadas, sendo então necessárias linhas subterrâneas nas quais se empregam cabos isolados para altas tensões (138 kV, 230 kV).

Tanto na transmissão como na subtransmissão, a tensão e os cabos das linhas são determinados em função da potência a ser transmitida e do comprimento da linha, por meio de estudos de fluxo de potência no planejamento do sistema de transmissão a longo prazo.

A curva potência x comprimento de uma linha de transmissão, considerando tensão nominal, bitola dos cabos, a queda de tensão e o fator de potência, possibilita determinar a potência máxima que pode ser transmitida, como mostrado na Figura 2.5.

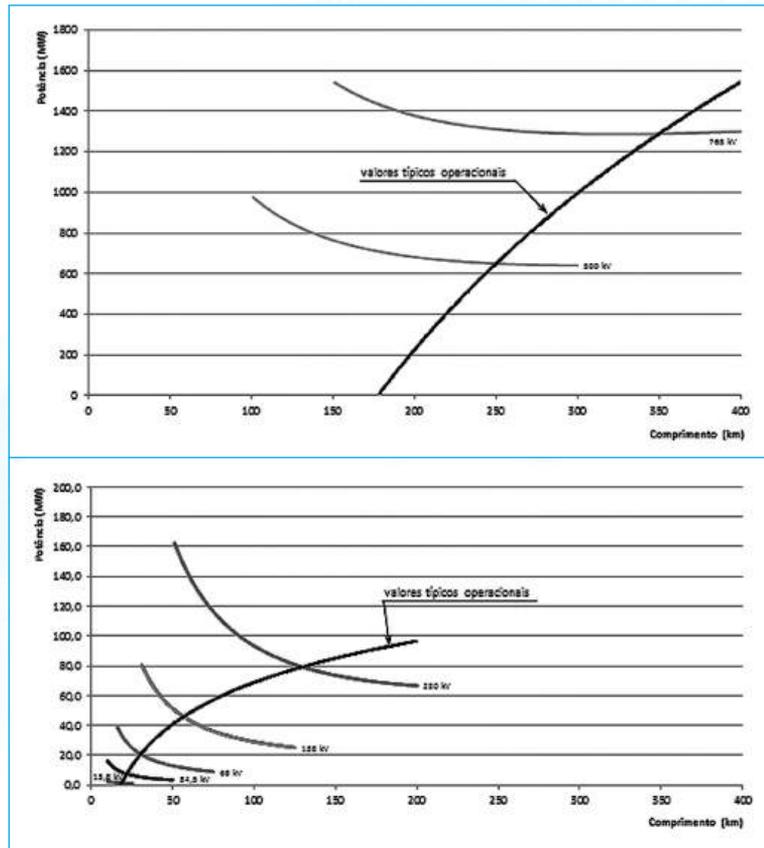


Figura 2.5 – Capacidade de transmissão x comprimento de linha de transmissão para condições de comprimento e bitola de cabos típicos para a tensão, queda de tensão de 4%, fator de potência 0,97 indutivo

Subestações são necessárias para interligar as diversas usinas, linhas de transmissão, subtransmissão e redes de distribuição e nestas são necessários equipamentos de conexão, chaveamento, proteção e transformação de tensões.

Nas usinas têm-se subestações elevadoras da tensão de geração para tensões de transmissão e, nas subestações interligadoras tem-se a transformação para tensões mais altas ou mais baixas que permitam a conexão a outras subestações do sistema e a subestações de distribuição.

A configuração de barra e de conexão possibilita diversos tipos de subestações designadas pelo número de barras: barra simples, barra dupla, barra em anel, barra disjuntor e meio como mostrado na Figura 2.6.

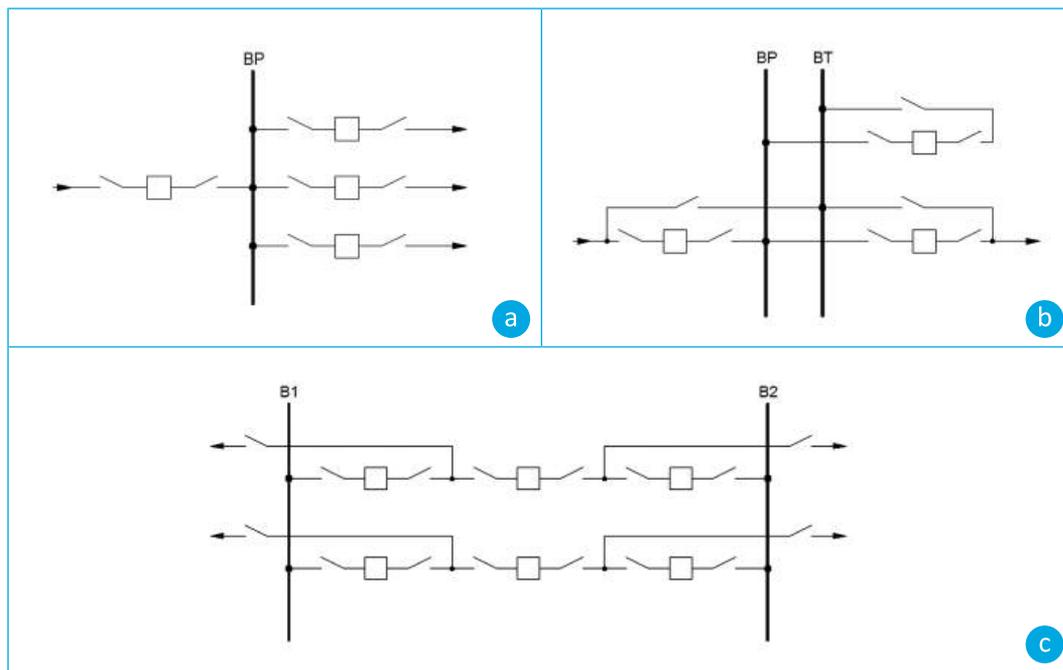


Figura 2.6 – Tipos de subestação

Nota: (a) barra simples; (b) barra principal e transferência; (c) barra disjuntor e meio.

A configuração de barra adotada em uma subestação é função da carga atendida, de sua importância no sistema e da confiabilidade necessária.

A capacidade de transformação das subestações é função da posição no sistema e da necessidade de potência para atendimento à carga, utilizando transformadores trifásicos ou transformadores monofásicos formando bancos de transformadores. Normalmente se utilizam dois ou três bancos de transformadores monofásicos nas subestações interligadoras de tensão de transmissão e dois ou três transformadores trifásicos em subestações de distribuição.

As subestações elevadoras de usinas e as grandes subestações de interligação de tensão de transmissão e de distribuição são aéreas. Devido às condições de espaço nas usinas, são também utilizadas subestações blindadas que utilizam isolamento a SF6. Também no caso de subestações urbanas são muito utilizadas subestações blindadas que utilizam isolamento a SF6 devido ao pequeno espaço utilizado e pela maior confiabilidade na operação.

## 2.6 REDE DE DISTRIBUIÇÃO DOS SEP

As redes de distribuição são constituídas por linhas aéreas nas tensões de 13,8 kV e 34,5 kV, denominados alimentadores, com transformadores de distribuição que abaixam a alta tensão dos alimentadores para a baixa tensão de uso do consumidor em 220 V ou 127 V.

Os alimentadores são trifásicos tanto na parte principal (tronco do alimentador) como nas ramificações, porém, em locais com cargas pequenas as ramificações podem ser monofásicas e com cabo de menor bitola.

Os transformadores de distribuição são trifásicos, normalmente, mas podem ser utilizados bancos de transformadores monofásicos.

As redes de distribuição utilizam alimentadores radiais, com chaves seccionadoras em pontos intermediários, e com interligação entre eles por meio de conexão geralmente através de chave no final dos alimentadores, porém, operando com a chave aberta. As chaves intermediárias e a conexão no final do alimentador permitem transferência de cargas de um alimentador para outro quando de falhas nos alimentadores, possibilitando isolar a parte com falha.

Para maior confiabilidade no atendimento às cargas, são utilizados alimentadores em anel, com disjuntores em pontos intermediários (ao invés de chaves) de forma que qualquer falha é isolada por meio da abertura automática dos disjuntores nos extremos da parte afetada.

Para melhorar o desempenho das redes de distribuição aéreas e evitar desligamentos quando de ventanias e tempestades, são utilizados cabos semi-isolados em redes compactas, que evitam o contato de galhos de árvores.

Em regiões urbanas com alta densidade de carga, e nas partes centrais das cidades, são utilizadas redes de distribuição subterrâneas, com cabos de alta tensão isolados e transformadores com características especiais e abrigados em *vaults* subterrâneos. As redes de distribuição subterrâneas têm maior confiabilidade do que as redes aéreas e melhor estética, porém, com custos 10 a 20 vezes maiores do que as redes aéreas.

## 2.7 CARGA DOS SEP

Com a crescente utilização da energia elétrica por todos os setores da sociedade (residencial, comercial, industrial, rural, poderes públicos e transportes), passou a haver uma dependência cada vez maior dos serviços de energia elétrica por parte de todos, de tal modo que um colapso do sistema poderá levar parte, ou todo um país, ao caos (a exemplo dos colapsos ocorridos nos Estados Unidos em 1975 e 1979, na França em 1978 e no Sudeste do Brasil em 1985).

Suprir adequadamente os consumidores significa fornecer, nos terminais de entrada, a cada instante, a potência solicitada por seus equipamentos com qualidade, ou seja, supri-los continuamente com frequência, corrente e tensão senoidal dentro de limites pré-estabelecidos em torno do valor nominal.

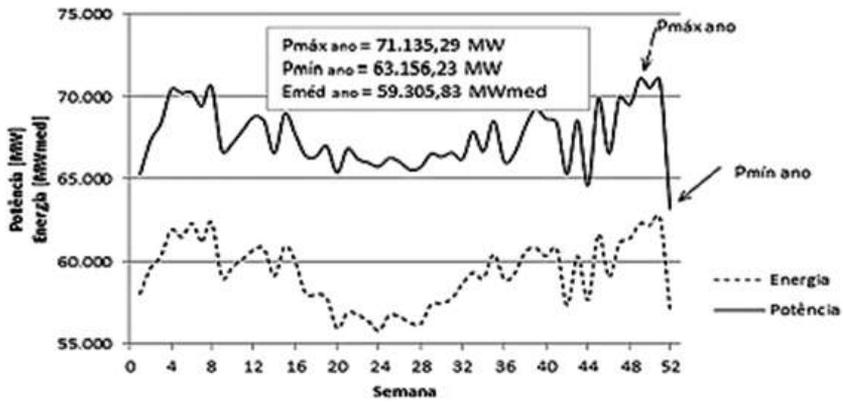
É importante, pois, que os SEP sejam planejados e operados corretamente, a fim de possibilitar um suprimento adequado aos consumidores, tanto no tocante à amplitude e forma de onda de tensão e corrente como de continuidade.

A potência elétrica a ser suprida aos consumidores é o elemento fundamental em qualquer estudo de planejamento ou operação de um SEP, pois esta grandeza será utilizada para dimensionar tanto os equipamentos da geração, como da transmissão e da distribuição do sistema, porque a potência gerada nas usinas terá que ser transmitida até as subestações e depois distribuída aos consumidores.

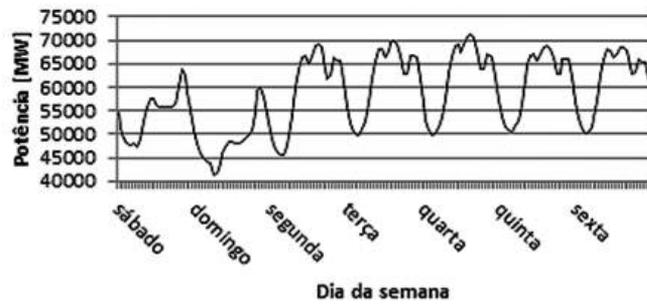
Em virtude do grande número de consumidores supridos por um SEP (milhares ou milhões), torna-se impossível resolver um circuito elétrico que represente cada um destes consumidores, a fim de estudar as condições de suprimento. Torna-se necessário, então, agrupá-los em conjuntos, que tenham um comportamento semelhante, diminuindo, assim, o número de elementos a representar; cada um destes conjuntos de consumidores passa a ser considerado, então, como uma carga.

Os consumidores são supridos em baixa tensão a partir de alimentadores primários, os quais têm origem nas subestações do sistema de distribuição. Assim, para efeito de representação dos consumidores nos estudos de SEP, estes são agrupados nas subestações, tomando-se o barramento destas subestações como referência e, desta forma, cada barramento passa a ser um nó da malha a ser representada nos estudos elétricos. A soma, a cada instante, da potência do conjunto de consumidores conectados a um barramento fornece a potência a ser suprida naquele barramento ou naquele nó naquele instante. Com os valores de carga obtidos para um determinado período, tem-se a curva de carga daquele barramento (curva diária, semanal, mensal ou anual). Com a soma das potências de todos os barramentos do sistema, tem-se a carga do sistema, bem como as curvas de carga para os períodos considerados. Pode-se então determinar qual o instante mais importante para se efetuar os estudos para a análise do comportamento do SEP.

Com os valores máximos anuais, pode-se efetuar uma projeção e determinar os valores prováveis da carga total do sistema para um ano futuro e então efetuar estudos de planejamento para o sistema, de maneira a determinar quais obras serão necessárias para que o sistema tenha condição adequada de suprir os consumidores nos anos futuros. Algumas curvas de carga típicas são mostradas na Figura 2.7.



a



b



c

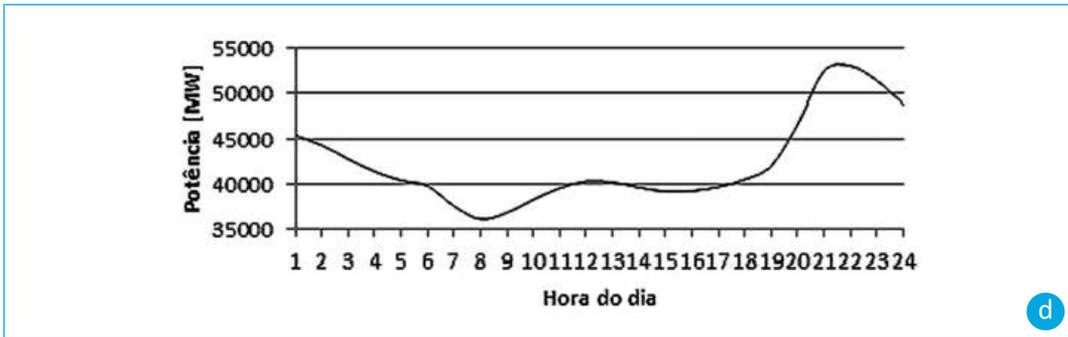


Figura 2.7 – Curvas de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Nota: (a) ano; (b) semana; (c) dia de carga máxima; (d) dia de carga mínima.

## 2.8 OPERAÇÃO DOS SEP

Um SEP deve atender as cargas dos consumidores com continuidade e qualidade de energia, ou seja, deve operar continuamente, sem desligamentos e mantendo a tensão e a frequência com o mínimo de variação e dentro de uma faixa especificada como mostram as Figuras 2.8 e 2.9. Esta condição é atendida com o sistema operando em condição normal, com todas as instalações de geração, transmissão e distribuição operando.

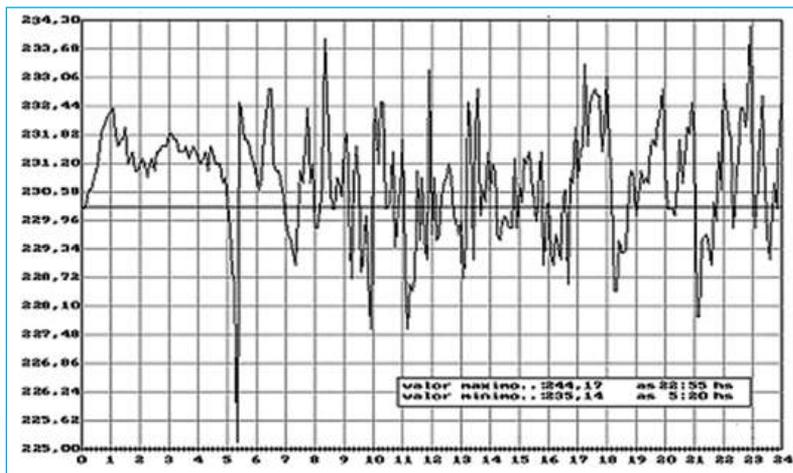


Figura 2.8 – Tensão em um barramento de 230 kV de um SEP ao longo de um dia

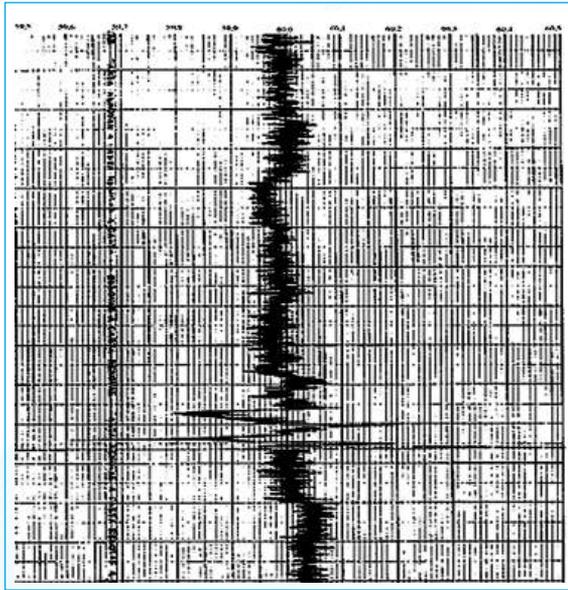


Figura 2.9 – Frequência de um SEP ao longo de um dia

Para manter a continuidade do suprimento às cargas é necessário haver redundância de equipamentos, pois, por melhor que sejam as instalações e os equipamentos, existe sempre uma probabilidade de falha que configura uma condição de operação em emergência e que, ocorrendo, levará ao desligamento de um equipamento ou instalação e conseqüentemente ao desligamento de consumidores. Assim, o planejamento da expansão e da operação dos SEP é feito utilizando o critério N-1, no qual se estuda a operação do sistema considerando a falha de um equipamento ou instalação e verificando se é possível atender toda a carga dos consumidores dentro das condições de tensão e frequência estabelecidas. Esta verificação é feita simulando-se a operação do sistema com a falha de cada um dos equipamentos ou instalação, retirando-se um equipamento de cada vez.

É necessário também analisar a operação do sistema para todas as condições de carga – máxima, intermediária e leve –, de forma a verificar as necessidades de geração, de transmissão e de compensação de reativo ao longo da curva de carga diária e ao longo do ano.

O suprimento à carga dos consumidores deve levar em consideração não somente a potência da carga, mas também a energia a ser suprida em um período de tempo. É necessário que haja usinas de diversos tipos – hidráulicas, térmicas, eólicas e solares – que, em conjunto, possam atender à demanda de potência total e o consumo total de energia do SEP em período diário, semanal, mensal, anual e plurianual, considerando as variações climáticas, no caso das hidráulicas, eólicas e solares e a disponibilidade de combustível, no caso das térmicas.

## 2.9 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E DA EXPANSÃO DOS SEP

A determinação das características elétricas e mecânicas dos diversos componentes e instalações de um SEP implica na realização de estudos e simulações que levem em conta todas as condições operacionais, tanto em condições normais, como as variações das cargas ao longo dos dias, semanas e meses, como em emergências ou anomalias, como desligamentos, curtos-circuitos e sobretensões.

Para a adequada geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, é necessário que, em todas as partes do sistema, haja tensões e correntes simétricas e equilibradas. Esta condição é mantida em regime permanente e, em consequência, é possível efetuar os cálculos para apenas uma das três fases, pois, nas demais fases, se terá o mesmo módulo e um defasamento de  $120^\circ$ . Isso facilita e acelera enormemente os cálculos necessários aos estudos efetuados em SEP.

A fim de simplificar ainda mais os cálculos necessários à análise do funcionamento de um SEP, são representados estritamente aqueles componentes que influenciam diretamente os resultados dos cálculos do estudo em questão. Assim, por exemplo, chaves, disjuntores e barramentos (cujas impedâncias são desprezíveis) não são representados nos estudos de regime permanente, mas sua representação é fundamental em estudos de transitórios.

Dependendo do tipo de estudo, estes equipamentos são representados com maior, ou menor, precisão a fim de que sejam atingidos os fins a que se propõe o estudo.

Para se saber se um determinado sistema tem ou não condições de atender a uma determinada carga (conjunto de consumidores), são feitos diversos estudos para o mesmo, através da simulação em computadores, com os quais se verifica o comportamento do sistema para as mais variadas situações, normais ou emergenciais, ou seja, os vários estados em que um sistema pode estar, ou período de transição de um estado para outro.

Os principais tipos de estudo executados para a análise dos SEP são:

- a) fluxo de potência;
- b) curto-circuito;
- c) estabilidade ou transitório eletromecânico;
- d) sobretensões ou transitórios eletromagnéticos;
- e) confiabilidade;
- f) compensação de reativo;
- g) fluxo de potência ótimo.

## 2.9.1 Fluxo de Potência

Nestes estudos, também denominados fluxo de carga ou *load flow*, simula-se o sistema em regime permanente, para uma dada condição, ou estado. Através desta simulação são determinadas as tensões dos barramentos, os fluxos de potência nas linhas de transmissão e nos transformadores (correntes nestes componentes), as potências geradas em cada máquina ou usina e as perdas do sistema. Estas simulações podem ser feitas para a condição normal de operação ou para uma determinada condição de emergência (estado posterior à ocorrência de perda de uma linha, transformador ou gerador).

O critério de planejamento e operação de sistemas, atualmente empregado no Brasil, é o de que o sistema deve funcionar sem diminuição da qualidade do serviço, mesmo com a perda de qualquer um dos componentes citados; este é o chamado critério N-1.

Para estes estudos é suficiente simular as linhas, transformadores, capacitores e reatores como impedâncias, e as potências das cargas e das usinas como potências constantes nos barramentos.

Na análise do comportamento dos SEP o que mais frequentemente se faz são as simulações do mesmo em regime permanente. Ocorre que, na verdade, o sistema jamais está realmente em regime permanente, condição esta determinada pela Equação 2.1, pois as cargas variam de instante a instante, por pequenos incrementos ou decrementos e, para que a equação seja verificada, as gerações também variam e, com isso, todo o sistema está continuamente em alteração, como se pode ver na Figura 2.7.

O reflexo destas variações de carga e de geração é o desvio da frequência do sistema do seu valor nominal (60 Hz no Brasil) como pode ser visto na Figura 2.9. Quando o sistema está em regime permanente, estes desvios são muito pequenos, mas, quando ocorre um distúrbio, observam-se, então, grandes desvios, após o que o sistema volta a operar em regime permanente.

Para possibilitar estudos do sistema, assumem-se determinadas condições que poderão ocorrer em instantes determinados do período considerado e admite-se esta situação como estática, ou de regime permanente. Efetuando-se simulações para os instantes mais significativos do dia (como por exemplo, carga leve: de madrugada, carga intermediária: 10 horas da manhã e carga pesada: 19 horas) e para vários dias típicos do ano, tem-se, então, uma ideia global do funcionamento do SEP, pois, se há condições adequadas nas situações extremas, haverá também nas situações intermediárias.

## 2.9.2 Curto-Circuito

Possibilita conhecer as correntes que circulam nos equipamentos durante os poucos ciclos que duram estas ocorrências, as tensões das fases e as potências de curto-circuito.

O sistema é simulado para os vários tipos possíveis de curto-circuito, porém, considerando-se que a corrente de curto-circuito já se tenha estabilizado em um valor, ou seja, não se analisa o transitório eletromagnético no sistema imediatamente após a ocorrência do curto-circuito.

Por meio de cálculos adicionais é possível determinar o valor da corrente de curto-circuito nos ciclos imediatamente após a ocorrência do curto. Nestes estudos são representadas as linhas, os transformadores e os geradores como impedâncias (que são os elementos em série), e não são representadas as cargas, a capacitância das linhas, os capacitores e os reatores que são os elementos em derivação.

## 2.9.3 Estabilidade ou Transitório Eletromecânico

Após algum distúrbio (a exemplo de um curto-circuito, desligamento de uma grande carga ou perda de um gerador), o sistema passa por um estado transitório, entre um estado de regime permanente e outro, caracterizado por oscilações eletromecânicas, ou seja, oscilações mecânicas dos rotores das máquinas, combinadas com variações das potências nas linhas e transformadores, que poderão levar a um colapso total do sistema, com a perda do sincronismo entre as máquinas e com o desligamento da carga que estava sendo suprida.

Nestes estudos é necessário representar as linhas, transformadores, capacitores e reatores por suas impedâncias, e as cargas deverão ser representadas de forma a reproduzir a sua variação com a tensão. Já os geradores e compensadores (estáticos ou síncronos) deverão ser representados detalhadamente por meio de equações diferenciais, bem como os reguladores de tensão e de velocidade, a fim de reproduzirem exatamente o seu comportamento durante o transitório.

Os resultados das simulações são a variação dos ângulos dos rotores com o tempo (permitindo verificar se as máquinas permanecerão em sincronismo), as tensões dos barramentos e os fluxos de potência nas linhas e nos transformadores.

## 2.9.4 Sobreensões

Estes estudos, também denominados de transitórios eletromagnéticos, visam determinar os efeitos das trocas de energia entre os campos elétrico e magnético dos componentes do sistema quando ocorrem distúrbios no sistema, tais como chaveamento ou descarga atmosférica. Estes fenômenos são extremamente rápidos, porém, causam grandes solicitações ao isolamento dos equipamentos.

Para este tipo de estudo é necessária uma representação extremamente detalhada dos equipamentos, levando em conta que nem a tensão nem a frequência permanecem constantes enquanto dura o fenômeno.

Os resultados destes estudos são a variação das tensões e das correntes com o tempo, desde o instante  $t_0+$  até alguns milissegundos após a ocorrência do fenômeno.

### 2.9.5 Confiabilidade

Com estes estudos determina-se o número provável de falhas e o tempo médio entre falhas em um barramento do sistema, bem como a potência e a energia não supridas pelo mesmo devido às falhas. Essas informações possibilitam análise custo-benefício entre o investimento necessário à melhora do sistema e a redução da energia não suprida pelo mesmo.

### 2.9.6 Compensação de Reativo

Um sistema de transmissão que tenha uma adequada compensação de reativo indutivo e capacitivo terá um melhor desempenho, além de maior capacidade de transmissão (com os mesmos equipamentos) e melhor condição de operação em regime normal e de estabilidade durante transitórios eletrodinâmicos.

### 2.9.7 Fluxo de Potência Ótimo

Este estudo adquire importância quando no sistema há usinas térmicas em operação, pois, com um despacho de geração adequado, é possível reduzir as perdas no sistema de transmissão e, conseqüentemente, o gasto de combustível e o custo total de operação do sistema.

## REFERÊNCIAS

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Carga por submercado e SIN**. Disponível em: <[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em: 02 fev. 2018.

STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.

WEEDY, B. M. **Sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Polígono, 1973.



---

**CONCEITOS BÁSICOS DE SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



Para a análise de um sistema elétrico, é necessário obter (ou calcular) os valores das grandezas envolvidas no problema e, para tanto, este capítulo revisa fundamentos importantes para o desenvolvimento dos capítulos seguintes e devem ser totalmente entendidos antes de prosseguir. Ainda que um entendimento superficial da terminologia e nomenclatura seja em geral suficiente para trabalhos de rotina, constitui um fraco fundamento para estender os estudos de aspectos mais sofisticados da análise de sistemas de potência. Este capítulo serve para apresentar a notação que será utilizada nos capítulos seguintes e para esclarecer alguns tópicos importantes.

## 3.1 REDES ELÉTRICAS

### 3.1.1 Definições e Convenções

Uma rede elétrica consiste em nós (barramentos) e ramos (impedâncias) interconectados como mostrado na Figura 3.1. Esta figura forma a base lógica para os sentidos de referência das tensões e correntes nos ramos com as seguintes convenções que são universalmente aceitas:

- a) os barramentos são numerados de 1 a 4 e os ramos são denominados por letras de  $a$  a  $e$  como na Figura 3.1a;
- b) o ramo entre  $p$  e  $q$  traz associado o sentido do ramo como na Figura 3.1c; por definição o sentido de referência para a corrente de ramo  $I$  é o sentido do ramo (um valor negativo de  $I$  significa que o sentido real é oposto ao sentido de referência);
- c) a tensão de ramo  $V$  tem sentido oposto ao da corrente como na Figura 3.1d; se não existe fonte de tensão ou outro elemento ativo no ramo, a tensão do ramo  $V$  é igual à queda de tensão através do ramo ( $Z \times I$ );
- d) para um ramo constituído de uma fonte de tensão em série com uma impedância (Figura 3.1d), a fonte de tensão tem o sentido da corrente (Tensão ou Força Eletromotriz – fem).

Para o ramo na Figura 3.1d, as seguintes equações relacionam  $V$  e  $I$ :

$$V = ZI - E_s \quad [V] \quad (3.1)$$

$$I = \frac{V + E_s}{Z} \quad [A] \quad (3.2)$$

Se ambas as barras  $p$  e  $q$  estão conectadas a uma barra comum (terra), resultam em uma malha simples, isto é,  $V = 0$  e  $I = E/Z$ .

Na Figura 3.1e, um gerador, representado por um ramo ativo (a), é conectado a uma impedância de carga  $Z_c$ , através de uma linha de transmissão representada por seu circuito  $\pi$  equivalente. A rede tem 3 nós (um dos quais é a terra) e 5 ramos com os sentidos de referência (corrente) indicados.

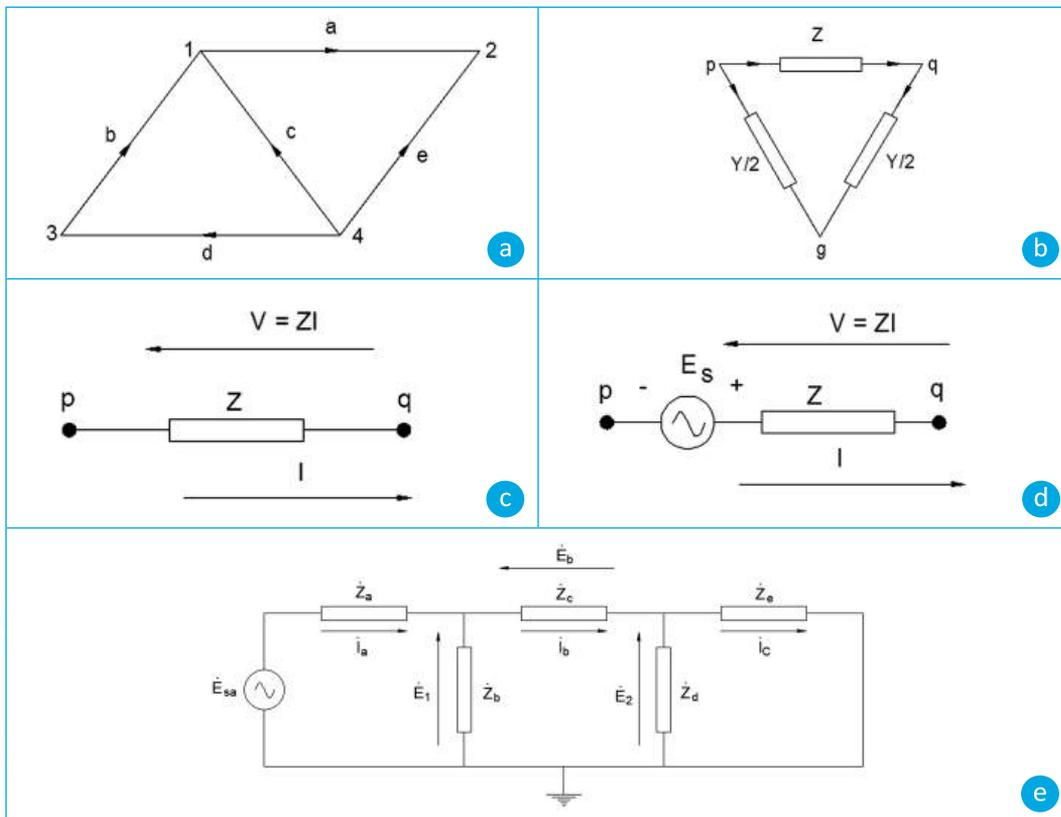


Figura 3.1 – Definições e convenções de redes

Nota: (a) representação de um circuito (gráfico orientado); (b) representação  $\pi$  de uma linha de transmissão;  
(c) sentido de referência para um ramo passivo; (d) sentido de referência para um ramo ativo;  
(e) carga conectada a um gerador por uma linha de transmissão.

### 3.1.2 Tipos de Ramos

Os ramos podem ser ativos ou passivos, mas o princípio básico de cálculo é a Lei de Ohm. Em um ramo passivo, com impedância  $\dot{Z}_{pq}$ , no qual exista uma queda de tensão  $\dot{V}_{pq}$ , circulará uma corrente  $\dot{i}_{pq}$  no sentido de p para q, sendo o sentido da tensão de q para p, como mostrado na Figura 3.2.

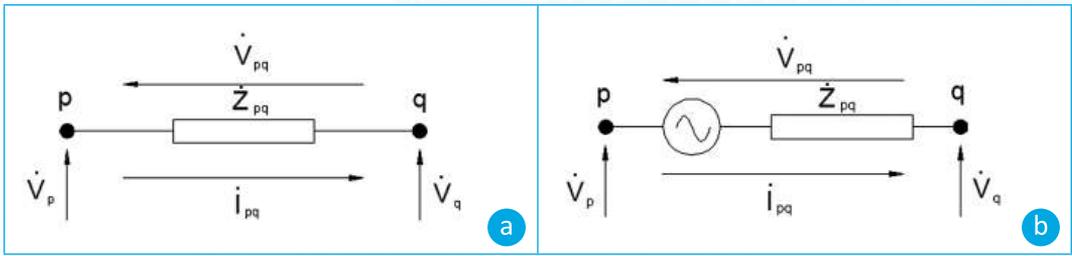


Figura 3.2 – Sentido de correntes e tensões nos ramos

Nota: (a) ramo passivo; (b) ramo ativo.

Da Figura 3.2a, tem-se:

$$\dot{V}_{pq} = \dot{Z}_{pq} \dot{i}_{pq} = \dot{V}_p - \dot{V}_q \quad (3.3)$$

ou:

$$\dot{i}_{pq} = \frac{\dot{V}_{pq}}{\dot{Z}_{pq}} = \frac{\dot{V}_p - \dot{V}_q}{\dot{Z}_{pq}} \quad (3.4)$$

onde  $\dot{V}_p$  e  $\dot{V}_q$  são as tensões de nó ou tensões de barra, ou seja, as tensões do nó para o neutro (ou do nó para a terra, quando o neutro está solidamente aterrado).

Em um ramo ativo, com uma fonte de tensão em série com uma impedância, a corrente tem o mesmo sentido da tensão e, assim, a tensão do ramo tem sentido contrário ao da tensão da fonte. Tem-se então:

$$\dot{V}_{pq} = \dot{Z}_{pq} \dot{i}_{pq} - \dot{E}_s \quad (3.5)$$

A convenção adotada para correntes e potências é sentido positivo para corrente (ou potência) saindo do nó.

Em uma malha, com vários ramos (ativos e passivos) conectados a um nó, será necessário obter a corrente (ou a potência) total resultante em cada nó considerado e a tensão de cada nó e de cada ramo.

Em redes de corrente alternada, a frequência será a mesma em todos os ramos e nós (e será considerada sempre igual a 60 Hz no Brasil), de forma que é possível somar (ou subtrair) correntes e tensões como em circuitos de corrente contínua, somente que no caso de redes de corrente alternada, são fasores e, portanto, as operações devem obedecer às regras de operação com vetores.

Para a solução das redes de sistemas elétricos de corrente alternada, são utilizadas as duas leis de Kirchhoff, somente que, neste caso, com fasores.

### 3.1.3 Elementos de Ramos

Os componentes passivos de um sistema de transmissão, com linhas de transmissão, transformadores, reatores, capacitores ou cargas, são, normalmente, lineares, e os modelos utilizados para representá-los são compostos por uma ou mais resistências, indutâncias e capacitâncias, de forma a representar, o mais fielmente possível, o comportamento do componente real.

O Quadro 3.1 apresenta as grandezas citadas.

Nome	Símbolo	Unidade (SI)	Símbolo da unidade (SI)
Resistência	$R$	ohm	$\Omega$
Indutância	$L$	henry	H
Capacitância	$C$	farad	F

Quadro 3.1 – Definições de algumas grandezas elétricas básicas

No Quadro 3.2 são mostradas as equações que relacionam a tensão e a corrente nestes elementos em circuitos de corrente alternada onde as letras minúsculas para a tensão e para a corrente indicam *valor instantâneo*, enquanto as letras maiúsculas indicam *valor eficaz*, sendo  $\omega=2\pi f$ , cujo valor, em sistemas com a frequência de 60 Hz, é de 377 rad/s.

Elemento	Valor instantâneo	Valor eficaz em regime permanente	
Resistência	$v = R \times i$	$\dot{V} = R \times \dot{i}$	(3.6)
	$i = \frac{v}{R}$	$\dot{i} = \frac{\dot{V}}{R}$	(3.7)
Indutância	$v = L \frac{di}{dt}$	$\dot{V} = j\omega L \dot{i} = \dot{X}_L \dot{i}$	(3.8)
	$i = \frac{1}{L} \int v dt$	$\dot{i} = \frac{\dot{V}}{j\omega L} = \frac{\dot{V}}{\dot{X}_L} = \dot{V} \dot{Y}_L$	(3.9)
Capacitância	$v = \frac{1}{C} \int i dt$	$\dot{V} = \frac{\dot{i}}{j\omega C} = \dot{X}_C \dot{i}$	(3.10)
	$i = C \frac{dv}{dt}$	$\dot{i} = j\omega C \dot{V} = \frac{\dot{V}}{\dot{X}_C} = \dot{V} \dot{Y}_C$	(3.11)

Quadro 3.2 – Relações entre tensões e correntes

O Quadro 3.3 demonstra as demais grandezas utilizadas nas Equações 3.6 a 3.11.

Nome	Símbolo	Unidade (SI)	Símbolo da unidade (SI)
Reatância indutiva	$X_L$	ohm	$\Omega$
Reatância capacitiva	$X_C$	ohm	$\Omega$
Impedância	$Z = R + jX$	ohm	$\Omega$
Admitância	$Y = G + jB$	siemens	S
Condutância	$G = 1/R$	siemens	S
Susceptância	$B = 1/X$	siemens	S

Quadro 3.3 – Definições das demais grandezas elétricas

Para efeitos práticos, em trabalhos efetuados em sistemas elétricos, é usual ter-se os dados dos ramos em série, dos modelos dos componentes, na forma de impedância, e os ramos em paralelo, na forma de admitância, embora para os cálculos (a não ser em computadores) sejam utilizados em qualquer uma das formas ou convertidos de uma forma para outra.

Os elementos ativos de um sistema de transmissão vêm a ser as máquinas síncronas (geradores, motores), fornos a arco, motores de velocidade variável e retificadores. Estes elementos são normalmente não-lineares, embora se comportem linearmente em determinadas faixas de operação.

Nos elementos ativos um ou mais parâmetros variam com o tempo, como a frequência, velocidade, ângulo de fase, etc., sendo necessária uma equação que defina a grandeza variável em função do tempo, de forma a modelá-los adequadamente.

Dentre os vários estudos necessários à análise de um sistema elétrico de potência (SEP), há aqueles que analisam o sistema em **regime permanente** (como por exemplo fluxo de potência) e aqueles que o fazem em **condições transitórias** (como por exemplo estabilidade e transitórios eletromagnéticos). Nos estudos de regime permanente, embora se considere o sistema estático, ocorrem pequenas variações incrementais de instante a instante, sendo a frequência invariável, para efeitos práticos; assim, um estudo para este sistema considera as condições de um determinado momento (instante), utilizando os valores de tensão das fontes, cargas, derivações de transformadores, etc., daquele instante, os quais serão considerados invariáveis nos cálculos. Os resultados destes estudos são sempre valores de tensão e corrente nos ramos e nós para o instante considerado no estudo.

Já no caso de estudos de transitórios, todas as grandezas (ou quase todas) variam com o tempo e os modelos dos componentes do sistema; devem então levar em conta a variação das grandezas intrínsecas das mesmas em função do tempo. Desta forma, este tipo de estudo **varre** um determinado período de tempo e apresenta, como resultado, as tensões e correntes de ramos e nós, instante a instante, ao longo do período de tempo considerado.

Os modelos adequados a cada tipo de estudo são apresentados no Capítulo 4.

## 3.2 REPRESENTAÇÃO FASORIAL

As considerações anteriores aplicam-se igualmente bem para circuitos de corrente contínua e de corrente alternada mas cabe uma cuidadosa revisão do significado dos símbolos em corrente alternada.

### 3.2.1 Tensão e Corrente

As tensões alternadas variam senoidalmente com o tempo, isto é:

$$v = V_{\max} \text{sen}(\omega t) \quad [\text{V}] \quad (3.12)$$

onde  $v$  é o valor instantâneo da tensão,  $V_{\max}$  é o seu valor quando  $\text{sen}(\omega t) = 1,0$  e  $\omega = 2\pi f$  é a sua velocidade angular em radianos por segundo (para sistemas em 60 Hz,  $\omega = 377 \text{ rad/s}$ ).

Em geral, as letras minúsculas serão usadas somente para valores instantâneos ou transitórios.

É conveniente representar o valor instantâneo  $v$  como a projeção de um vetor rotativo, como mostra a Figura 3.3, podendo-se obter o valor instantâneo com a expressão:

$$v = V_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad [\text{V}] \quad (3.13)$$

onde:

$v$  = valor instantâneo (V)

$V_{\max}$  = valor máximo (V)

$\omega$  = velocidade angular (rad/s)

$t$  = tempo (s)

$\alpha$  = deslocamento angular em relação à referência  $\omega t_0$  (rad)

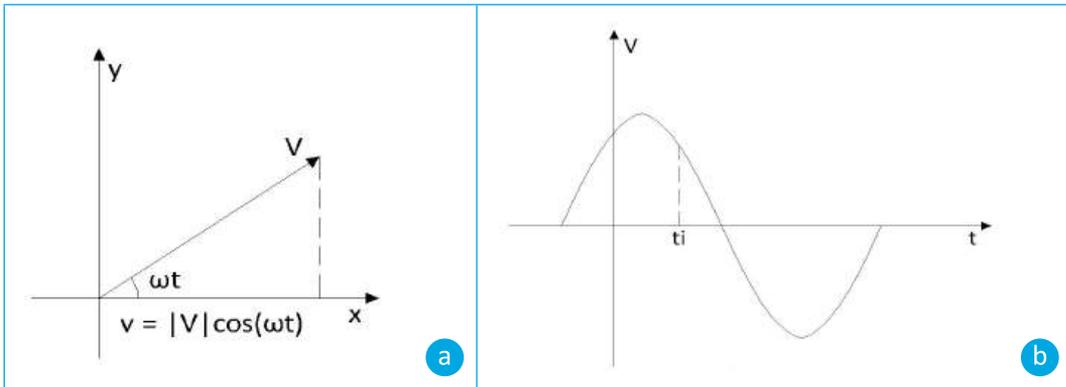


Figura 3.3 – Representação da tensão senoidal  
 Nota: (a) representação fasorial; (b) representação no tempo.

O valor instantâneo da tensão pode ser obtido como a projeção de um vetor sobre o eixo x de um sistema de eixos cartesianos, como mostrado na Figura 3.3b, na qual a referência de tempo foi deslocada. Assim, para um instante  $t = t_i$  tem-se:

$$v_i = V_{\max} \text{sen}(\omega t_i + \alpha) \text{ [V]} \quad (3.14)$$

A escolha do eixo para projeção do vetor  $V$  é arbitrária, e a posição angular instantânea do vetor rotativo é de pouco interesse prático, exceto quando comparado com a posição angular de outros vetores rotativos.

Uma vez que o tempo de fase dos vetores rotativos é de fundamental importância, eles são frequentemente denominados *fasores* para distingui-los dos vetores não rotativos, como mostrado na Figura 3.3a, onde o vetor  $V$  girando no sentido anti-horário (tomado como sentido positivo) projeta ao longo do tempo, sobre o eixo x, diferentes valores para  $V_i$ . Há, assim, uma correspondência entre as Figuras 3.3a e 3.3b.

A escolha da posição da referência é arbitrária, e o valor instantâneo do fasor não é importante, e sim sua posição relativa com os demais, pois todos estão girando no sentido positivo, com a mesma velocidade angular (Figura 3.4), onde estão representadas a tensão dos terminais de uma linha de transmissão e a corrente na mesma.

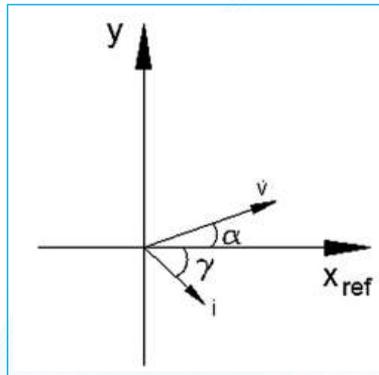


Figura 3.4 – Posição relativa dos fasores tensão e corrente

Um fasor é caracterizado por sua amplitude e seu ângulo, relacionado a um fasor referência. Assim, na forma polar o fasor  $\dot{V}_a$  da Figura 3.4 é escrito como:

$$\dot{V}_a = |\dot{V}_a| \angle \alpha \quad (3.15)$$

onde:

$$|\dot{V}_a| = V_a = \text{magnitude ou módulo do fasor (V)}$$

$$\alpha = \text{ângulo, ou argumento do fasor em relação ao fasor referência (rad)}$$

e na forma cartesiana como:

$$\dot{V}_a = V_a \cos \alpha + j V_a \sin \alpha \quad [\text{V}] \quad (3.16)$$

ou:

$$\dot{V}_a = V_a \left( \cos \alpha + j \sin \alpha \right) [\text{V}] \quad (3.17)$$

onde o termo entre parênteses é a fórmula de Euler:

$$e^{j\alpha} = \cos \alpha + j \sin \alpha \quad (3.18)$$

Sendo  $j = \sqrt{-1}$  um operador matemático que, ao ser aplicado a um fasor, faz com que o mesmo sofra uma rotação de  $\pi/2$  rad ou  $90^\circ$ .

### 3.2.2 Impedância e Admitância

É usada a mesma convenção para assinalar a queda de tensão, tanto para os circuitos CA, como para os CC, isto é, uma corrente fluindo em um determinado sentido produz uma queda no potencial naquela direção, para quantidades senoidais.

Impedâncias são, na maioria das vezes, parcialmente resistivas e parcialmente reativas, de tal forma que elas podem, também, ser representadas em coordenadas cartesianas ou polares:

$$\dot{Z} = R + jX = |\dot{Z}| \angle \theta \quad \Omega \quad (3.19)$$

Na Equação 3.19  $\dot{Z}$  não é um fasor, mas simplesmente um número complexo, pois seu valor instantâneo não é função senoidal do tempo.

A admitância  $\dot{Y}$  é definida como o inverso da impedância  $\dot{Z}$  :

$$\dot{Y} = \frac{1}{\dot{Z}} = G + jB \quad [S] \quad (3.20)$$

onde  $G$  é a condutância e  $B$  a susceptância. Da mesma forma que ocorre com  $\dot{Z}$ ,  $\dot{Y}$ , não é um fasor, mas apenas um número complexo.

### 3.2.3 Potência

A finalidade básica de um sistema elétrico é suprir energia aos consumidores a ele conectados. Considerando que para os estudos de regime permanente se escolhe um determinado instante para a análise, tem-se, para efeito de cálculos, uma potência, pois potência = energia em um intervalo de tempo. Assim, os equipamentos e aparelhos vêm todos com valor nominal expresso como potência, tendo-se, assim, tanto do lado do consumidor (a carga), como do lado do sistema supridor (a geração), a potência, como elemento de referência.

Para facilitar o trabalho e a análise de sistemas de potência, normalmente se apresentam os resultados dos cálculos (e dos programas de computador) com os valores de potência (normalmente já em kVA ou MVA, em função dos valores existentes em sistemas), de modo que se pode comparar estes resultados com a potência nominal dos equipamentos (como por exemplo fluxo de potência em linhas de transmissão e em transformadores, ao invés de corrente, e potência de curto-circuito, ao invés de corrente de curto-circuito). Esta é a razão da importância da potência em sistemas elétricos.

A potência instantânea em circuito CA é o produto da tensão e corrente instantâneas, ou seja:

$$p = vi \quad (3.21)$$

Uma vez que  $v$  e  $i$  estão variando senoidalmente com o tempo, a Equação 3.21 pode ser escrita da seguinte forma:

$$p = V \cos(\omega t + \theta_1) \times I \cos(\omega t + \theta_2) \quad (3.22)$$

onde  $\theta_1$  e  $\theta_2$  são os ângulos de fase de  $V$  e  $I$ . Adotando-se o fasor  $V$  como referência e fazendo-se  $\varphi$  igual ao deslocamento angular entre  $V$  e  $I$ , vem:

$$p = V \cos(\omega t) \times I \cos(\omega t + \varphi) \quad (3.23)$$

A Equação 3.23 pode ser expandida, por identidades trigonométricas, nas seguintes componentes de potência instantânea:

$$p = \frac{VI}{2} \cos \varphi \times [1 + \cos(2\omega t)] - \frac{VI}{2} \sin \varphi \times \sin(2\omega t) \quad (3.24)$$

Quando  $\varphi = 0$ , o segundo termo desaparece, e o primeiro termo representa a potência instantânea absorvida pelos elementos resistivos.

Quando o segundo termo  $\varphi = 90^\circ$ , o primeiro termo desaparece, e a potência instantânea é a trocada entre os elementos reativos do circuito. Ambos os componentes têm um termo senoidal com frequência dupla, mas a potência real é completamente deslocada e nunca se torna negativa.

A potência instantânea é de pouco interesse, uma vez que a potência média ou efetiva é uma descrição mais significativa de cargas e fluxos de potência. O valor médio da potência instantânea é a magnitude do deslocamento:

$$P_{m\u00e9dia} = \frac{VI}{2} \cos \varphi \text{ [W]} \quad (3.25)$$

O termo  $P_{m\u00e9dia}$ , ou simplesmente  $P$ , denomina-se potência ativa ou potência real e é expresso em watt.

Por outro lado, o valor máximo do segundo termo da Equação 3.24, denominado potência reativa ou potência em quadratura  $Q$ , é expresso em var.

$$Q = \frac{VI}{2} \text{sen} \varphi \text{ [var]} \quad (3.26)$$

As Equações 3.25 e 3.26 podem ser escritas em termos de quantidades eficazes ou RMS (valor médio quadrático – *root mean square*):

$$P = \frac{V}{\sqrt{2}} \frac{I}{\sqrt{2}} \cos \varphi \quad (3.27)$$

$$Q = \frac{V}{\sqrt{2}} \frac{I}{\sqrt{2}} \text{sen} \varphi \quad (3.28)$$

É vantajoso manter  $P$  e  $Q$  com suas respectivas definições de médio e máximo, visto que eles são equivalentes em forma e permitem a definição da potência complexa tal que:

$$\begin{aligned} \dot{S} &= P + jQ \\ \dot{S} &= \frac{V}{\sqrt{2}} \frac{I}{\sqrt{2}} \cos \varphi + j \frac{V}{\sqrt{2}} \frac{I}{\sqrt{2}} \text{sen} \varphi \end{aligned} \quad (3.29)$$

onde:

$$|S| = \frac{V}{\sqrt{2}} \frac{I}{\sqrt{2}} \quad (3.30)$$

Embora  $P$  e  $Q$  não sejam considerados fasores, podem ser plotados como números complexos como mostra a Figura 3.5.

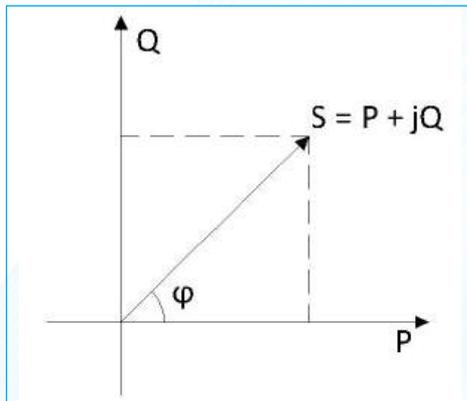


Figura 3.5 – Representação da potência complexa  $S$

A Equação 3.30 é normalmente escrita como:

$$\dot{S} = VI \cos \varphi + jVI \sin \varphi \quad (3.31)$$

onde  $V$  e  $I$  são agora tomados como valores eficazes.

Especificamente falando, os fasores de magnitude RMS não têm significado, embora se possa tanto dividir a magnitude de um fador por  $\sqrt{2}$ , no princípio, quanto esperar para fazer isso quando da resolução de  $P$  ou  $Q$ .

Embora a Equação 3.31 forneça valores para  $P$  e  $Q$  com a relação de fasores, é mais conveniente expressar a potência complexa diretamente como função de  $V$  e  $I$ .

$$\dot{S} = P + jQ = \dot{V} \times \dot{I}^* \quad (3.32)$$

onde  $\dot{I}^*$  ( $\dot{I}$  conjugado) tem o mesmo módulo de  $\dot{I}$  mas possui um ângulo de fase igual e oposto ao de  $\dot{I}$ , isto é:

$$\dot{I} = I \angle \theta \quad (3.33)$$

$$\dot{I}^* = I \angle -\theta$$

Se  $\dot{V}$  e  $\dot{I}$  se referem a um ramo passivo de impedância  $Z$ , algumas alternativas para expressar a Equação 3.32 são:

$$S = \dot{V} \times \dot{I}^* = \dot{V} \times \left( \frac{\dot{V}}{Z} \right)^* = \dot{V} \times \frac{\dot{V}^*}{Z^*} = \frac{|\dot{V}|^2}{Z^*} \quad (3.34)$$

e:

$$S = \dot{V} \times \dot{I}^* = (\dot{Z}i) \times i^* = \dot{Z} \times |i|^2 \quad (3.35)$$

### 3.3 SISTEMAS TRIFÁSICOS

Os SEP são trifásicos. Essa condição – demonstrada e desenvolvida por Tesla já em 1890 para sistemas polifásicos – apresenta o maior benefício econômico, pois possibilita a maior transmissão de potência com o menor número de condutores e sem a necessidade de condutor neutro, tendo tensões e correntes simétricas e equilibradas.

#### 3.3.1 Representação Monofásica Unifilar

Em um SEP todos os componentes – geradores, linhas, transformadores e cargas – operam de forma simétrica e equilibrada, embora as cargas nos níveis de tensão mais baixos, como alimentadores de distribuição em alta tensão e circuitos de distribuição aos consumidores em baixa tensão, possam ter algum desequilíbrio entre as fases.

As linhas de transmissão são supridas por tensões equilibradas do lado da geração e atendem a cargas trifásicas equilibradas na outra extremidade e, ainda que não apresentem espaçamento equilátero ou que não estejam transpostas, a assimetria resultante será pequena e as fases podem ser consideradas em equilíbrio.

A Figura 3.6 mostra um gerador ligado em Y alimentando uma carga equilibrada, também ligada em Y, através de uma linha de transmissão. O circuito equivalente da linha de transmissão apresenta-se simplificado, nele aparecendo apenas a resistência e a reatância ligadas em série, consideradas como parâmetros concentrados e não distribuídas ao longo da linha. Quando se trata de medidas nos extremos da linha, não faz diferença o fato de considerar os parâmetros concentrados ou uniformemente distribuídos, desde que se despreze a admitância em paralelo, uma vez que a corrente na linha será a mesma em ambos os casos. O gerador é representado pela impedância ligada em série com a fem gerada, em cada fase.

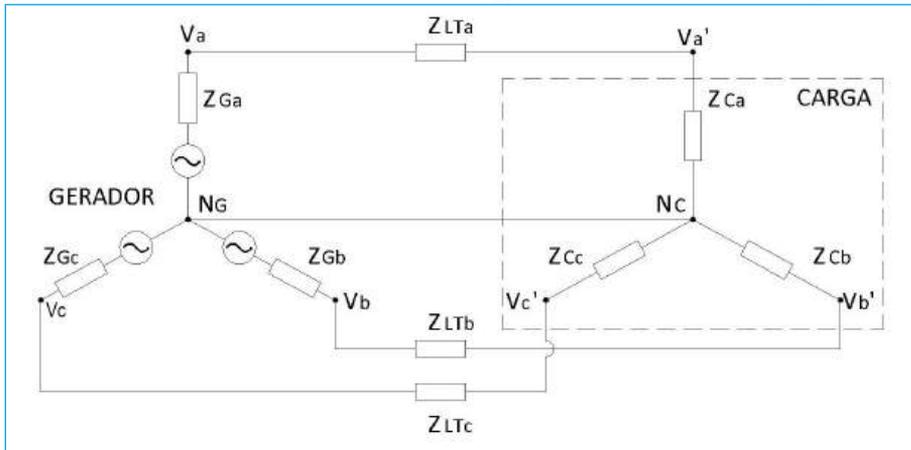


Figura 3.6 – Gerador alimentando uma carga equilibrada, ligada em Y, através de uma linha de transmissão

De acordo com a teoria dos circuitos polifásicos, num sistema equilibrado não circula corrente pelo condutor que une o neutro  $n_g$  do gerador ao neutro  $n_c$  da carga, uma vez que a soma das correntes que converge para  $n$  é zero. Portanto, os pontos  $n_g$  e  $n_c$  estão no mesmo potencial, não circulando corrente pelo condutor neutro e que pode ser eliminado sem que ocorra qualquer mudança no circuito, sempre considerando o caso equilibrado.

Para resolver o circuito, supõe-se que exista o condutor neutro e considera-se que por ele circule a soma das três correntes de fase, que é zero em condições de equilíbrio, e aplica-se a Lei de Kirchhoff das tensões na malha que contém uma fase e o neutro. Essa malha é mostrada na Figura 3.6, onde  $V_a$  e  $V_a'$  são tensões entre fase e neutro. Os cálculos feitos para essa malha são estendidos ao circuito trifásico todo, lembrando que as correntes nas outras duas fases têm mesmo módulo e apresentam defasagens de  $120^\circ$  e  $240^\circ$ . Não importa se a carga, dada por sua tensão, potência e fator de potência, esteja ligada em  $\Delta$  ou em Y, uma vez que a ligação  $\Delta$  pode sempre ser substituída, para efeito de cálculo, pela ligação Y equivalente.

Da Figura 3.6, tem-se:

a) tensões internas da fonte:

$$\begin{aligned}
 \dot{E}_a &= \left| \dot{E}_a \right| \underline{(\alpha + \varphi)} \\
 \dot{E}_b &= \left| \dot{E}_b \right| \underline{(\alpha + \varphi - 120^\circ)} \\
 \dot{E}_c &= \left| \dot{E}_c \right| \underline{(\alpha + \varphi + 120^\circ)}
 \end{aligned}
 \tag{3.36}$$

b) tensões dos terminais da fonte:

$$\begin{aligned}\dot{V}_a &= |\dot{V}_a| \underline{(\alpha)} \\ \dot{V}_b &= |\dot{V}_b| \underline{(\alpha - 120^\circ)} \\ \dot{V}_c &= |\dot{V}_c| \underline{(\alpha + 120^\circ)}\end{aligned}\tag{3.37}$$

c) tensões nos terminais da carga:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{a'} &= |\dot{V}_{a'}| \underline{(\beta)} \\ \dot{V}_{b'} &= |\dot{V}_{b'}| \underline{(\beta - 120^\circ)} \\ \dot{V}_{c'} &= |\dot{V}_{c'}| \underline{(\beta + 120^\circ)}\end{aligned}\tag{3.38}$$

d) correntes nos terminais da fonte:

$$\begin{aligned}i_a &= |i_a| \underline{(\gamma)} \\ i_b &= |i_b| \underline{(\gamma - 120^\circ)} \\ i_c &= |i_c| \underline{(\gamma + 120^\circ)}\end{aligned}\tag{3.39}$$

e) impedâncias, por fase, da linha:

$$\dot{Z}_{LT}(a,b,c) = |\dot{Z}_{LT}| \underline{(\theta)}\tag{3.40}$$

f) impedâncias, por fase, da carga:

$$\dot{Z}_C(a,b,c) = |\dot{Z}_C| \underline{(\varphi)}\tag{3.41}$$

Sendo a fonte de tensões senoidais, pode-se obter o valor instantâneo da tensão terminal a qualquer momento, utilizando-se as expressões:

$$\begin{aligned} \dot{v}_a &= \left| \dot{V}_a \right| \cos(\omega t + \alpha) \\ \dot{v}_b &= \left| \dot{V}_b \right| \cos(\omega t + \alpha - 120^\circ) \\ \dot{v}_c &= \left| \dot{V}_c \right| \cos(\omega t + \alpha + 120^\circ) \end{aligned} \quad (3.42)$$

Considerando-se um determinado instante, pode-se representar as tensões e correntes nos terminais da fonte de forma fasorial, utilizando um sistema de eixos cartesianos como referência, como mostrado na Figura 3.7.

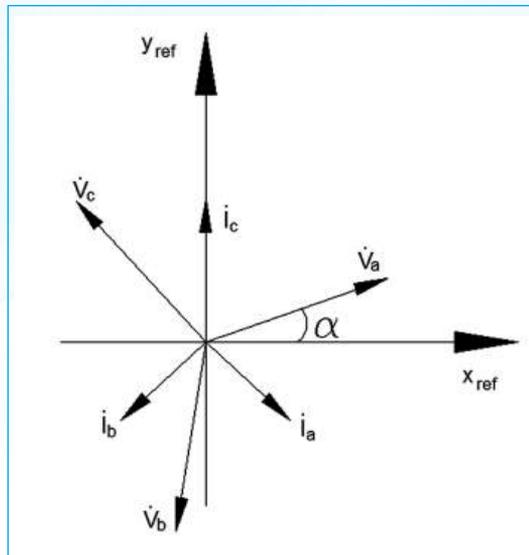


Figura 3.7 – Representação fasorial das tensões e correntes

Também os cálculos necessários à solução dos sistemas trifásicos equilibrados podem ser simplificados, já que o módulo da corrente (ou da tensão) é o mesmo nas três fases, havendo apenas um defasamento de  $120^\circ$  entre elas. Assim, é possível efetuar o cálculo para uma fase e ter o valor para as demais fases, bastando apenas acrescentar o defasamento correto.

### 3.3.2 Diagrama Unifilar

Um sistema trifásico equilibrado pode sempre ser resolvido por meio de um circuito monofásico composto por uma das três fases e pelo neutro conforme Figura 3.8, que corresponde ao circuito da Figura 3.6. Normalmente o diagrama é mais simplificado, substituindo-se o neutro e indicando-se as partes componentes por símbolos padronizados ao invés de fazê-los pelos respectivos circuitos equivalentes. O resultado dessa simplificação é chamado diagrama unifilar e indica, por uma única linha e símbolos apropriados as fontes, linhas de transmissão, transformadores e cargas com os dispositivos a eles associados. Os símbolos padronizados são mostrados no Apêndice A.

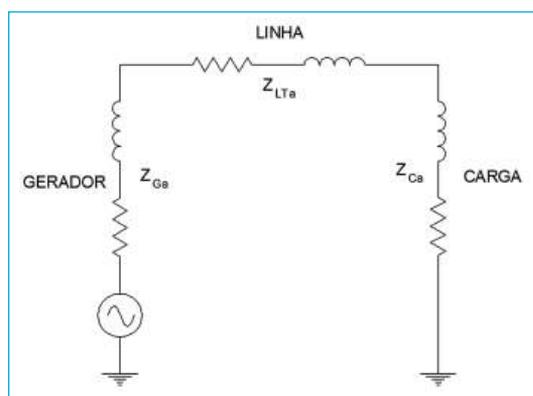


Figura 3.8 – Diagrama unifilar monofásico

O objetivo de um diagrama unifilar é fornecer de maneira concisa os dados mais significativos e importantes de um sistema de potência. A importância da representação com maior ou menor detalhe das características de um sistema varia segundo o problema em estudo, pois a quantidade de informação contida no diagrama depende do objetivo desejado. Por exemplo, a localização dos disjuntores e dos relés não é importante quando se faz um estudo de carregamento do sistema; para esse estudo não há necessidade de representar tais dispositivos no diagrama. Por outro lado, a determinação da estabilidade de um sistema sob condições transitórias resultantes de uma falta depende da velocidade com que operam os relés e disjuntores a fim de isolar a parte atingida do resto do sistema e, portanto, informações sobre tais dispositivos são, nesse caso, de grande importância e devem ser representadas nos diagramas e utilizadas nos cálculos e simulações.

É importante conhecer a localização dos pontos onde o sistema é ligado à terra, a fim de poder calcular a corrente que circula quando da ocorrência de um curto-circuito assimétrico envolvendo a terra. O símbolo padronizado que representa uma ligação trifásica em Y com o neutro aterrado é mostrado na Figura 3.9.

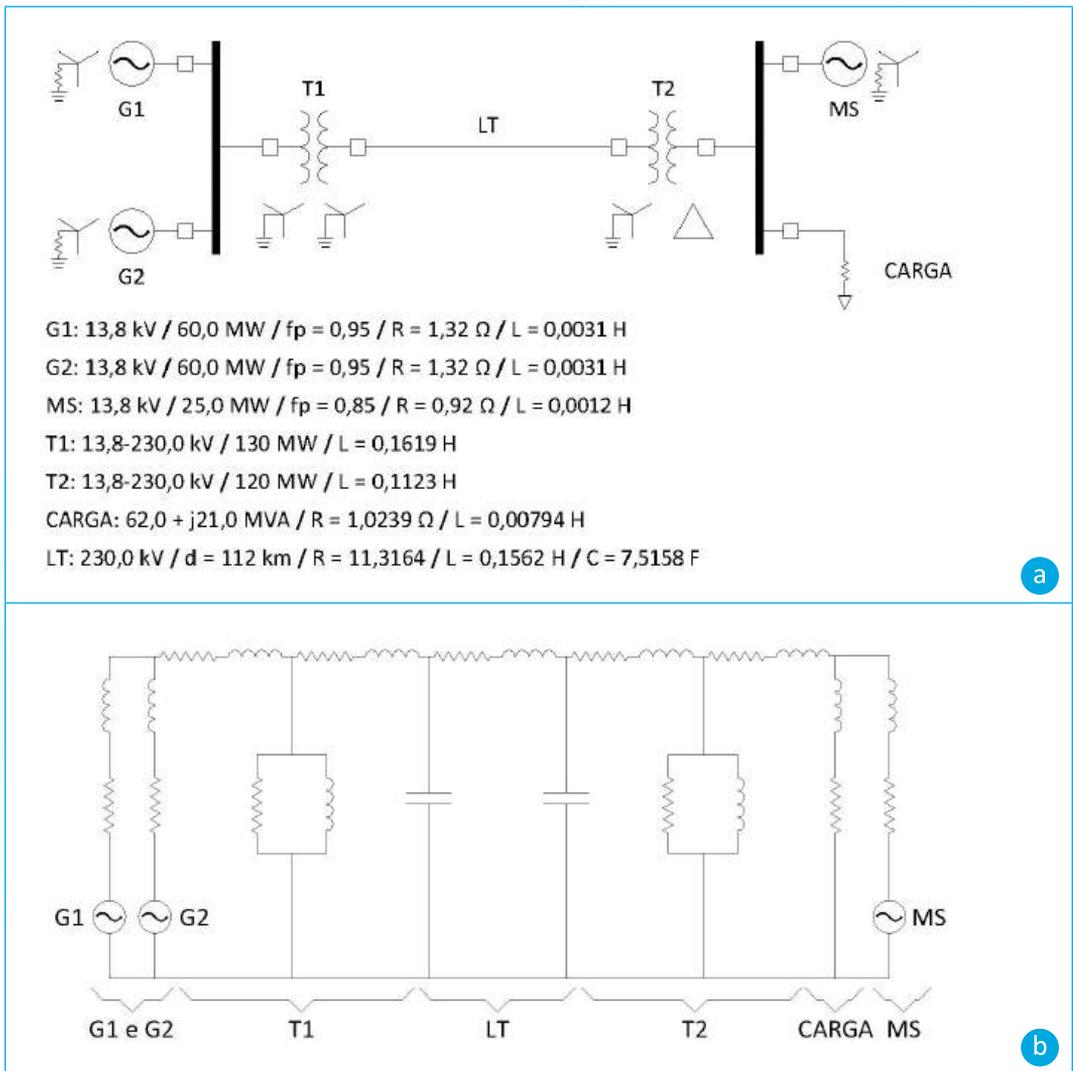


Figura 3.9 – Diagrama unifilar de um SEP

Nota: (a) diagrama unifilar com a topologia do sistema elétrico e descrição dos equipamentos; (b) diagrama unifilar com a conexão elétrica dos equipamentos utilizando os modelos elétricos dos componentes.

Se entre o neutro e a terra for colocado um resistor ou um indutor (reator) a fim de limitar a corrente de curto-circuito, o símbolo correspondente a um ou a outro deve ser acrescentado ao símbolo do Y aterrado. Nos geradores o neutro, em geral, é aterrado através de resistor ou reator. O neutro da maioria dos transformadores em sistemas de transmissão acima de 70 kV é solidamente aterrado; abaixo dessa tensão, o neutro dos transformadores pode ser ligado diretamente à terra ou através de resistor ou de reator.

A Figura 3.9a mostra o diagrama unifilar de um sistema de potência muito simples. Dois geradores aterrados através de um reator são ligados a uma barra por um transformador elevador e deste a uma linha de transmissão. Outro gerador, aterrado por um resistor, é ligado a outra barra e, por meio de um transformador elevador, ao extremo oposto da linha de transmissão. Uma carga é ligada a cada barra. No diagrama são mostradas as características nominais dos geradores, dos transformadores e da linha de transmissão e os parâmetros dos diversos componentes do sistema e as informações sobre as cargas. A Figura 3.9b mostra o diagrama unifilar monofásico com os componentes do sistema representados por seus modelos elétricos.

### 3.3.3 Diagrama de Impedâncias

Os estudos de operação e planejamento de um SEP implicam na análise do circuito elétrico e na determinação das tensões dos barramentos e nas correntes dos ramos – linhas e transformadores.

Os estudos necessários são fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade. Para cada um destes estudos são necessários os parâmetros dos componentes do circuito elétrico e a configuração, ou topologia, do circuito elétrico.

A Figura 3.10 mostra a topologia do sistema e os componentes que devem ser representados para estudos de fluxo de potência na forma de topologia, componentes e parâmetros elétricos destes componentes em um diagrama (superior) e na forma de topologia, componentes, modelo e parâmetros elétricos dos componentes em outro diagrama (inferior), enquanto que a Figura 3.11 mostra o mesmo para os estudos de curto-circuito.

Visando facilitar a apresentação da topologia do circuito e dos parâmetros dos equipamentos componentes, são utilizados diagramas unifilares com os parâmetros dos equipamentos junto a cada um deles, sendo então denominados diagramas de impedâncias. O diagrama de impedâncias pode mostrar também o circuito elétrico equivalente de cada componente do sistema. O diagrama de impedâncias relativo ao sistema da Figura 3.9 é mostrado na Figura 3.10 com as informações necessárias para estudos de operação normal em carga (fluxo de potência) e na Figura 3.11 com as informações necessárias para estudos de curto-circuito.

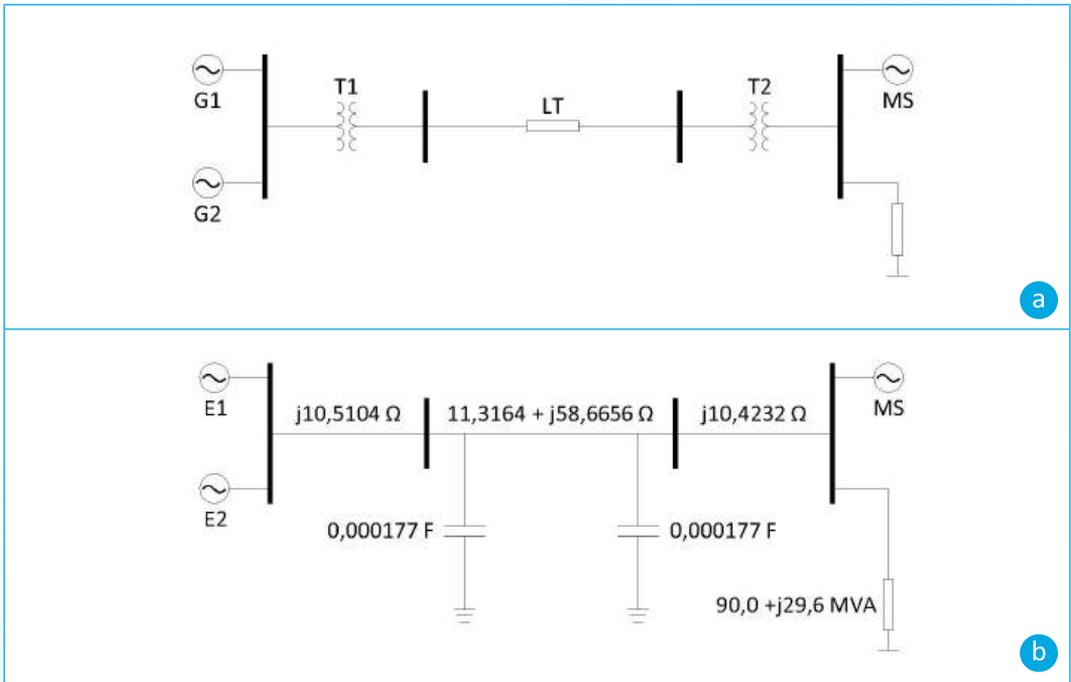
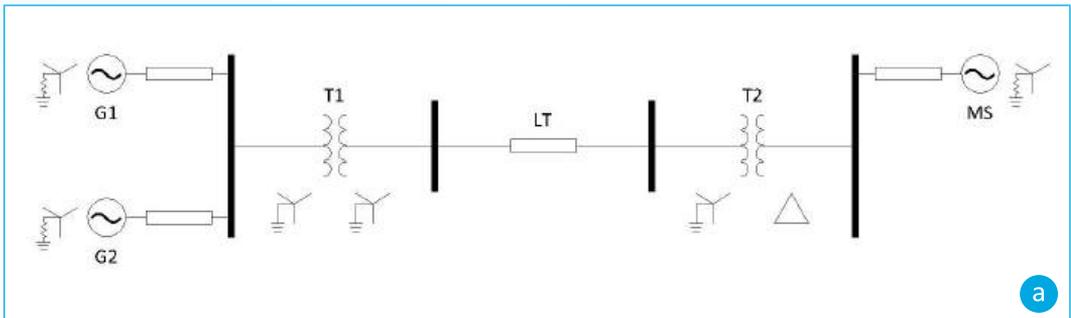


Figura 3.10 – Diagrama monofásico unifilar para estudos de fluxo de potência  
 Nota: (a) topologia com componentes; (b) diagrama de impedâncias com modelo elétrico e parâmetros dos componentes.



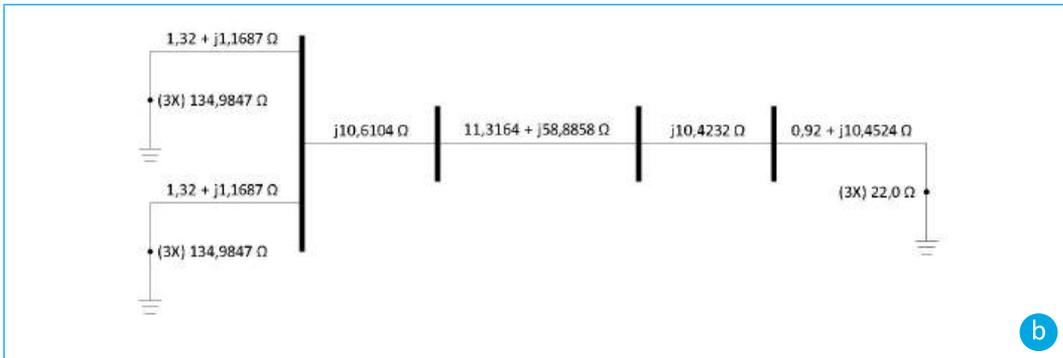


Figura 3.11 – Diagrama monofásico unifilar para estudos de curto-circuito  
 Nota: (a) topologia com componentes; (b) diagrama de impedâncias com modelo elétrico e parâmetros dos componentes.

A representação adequada do sistema, por meio de um diagrama unifilar com a topologia e de um diagrama de impedâncias, é necessária para efetuar os estudos e cálculos para a análise do problema em pauta (fluxo de potência, curto-circuito ou estabilidade). A magnitude dos sistemas e a quantidade de cálculos necessários impedem que a solução seja obtida manualmente, sendo necessário o uso de computadores com programas computacionais adequados. Os programas computacionais utilizados possibilitam o fornecimento dos dados elétricos dos componentes do sistema de forma adequada ao modelo elétrico de cada componente, com a utilização de interface gráfica ou de arquivos no formato texto, bastando, para tanto, ter o diagrama unifilar com a topologia, os componentes e os parâmetros elétricos (que são os diagramas mostrados nas Figuras 3.10a e 3.11a). Assim, para efeito de cálculo, em um sistema trifásico simétrico e equilibrado, tomando-se a fase a do sistema da Figura 3.6, tem-se o diagrama unifilar da Figura 3.12.

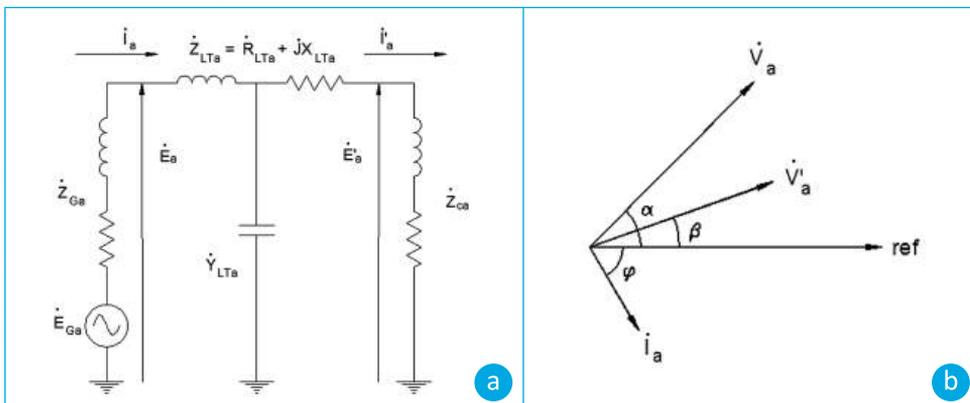


Figura 3.12 – Representação monofásica unifilar de um sistema trifásico  
 Nota: (a) diagrama unifilar; (b) diagrama fasorial.

Da teoria de linhas de transmissão sabe-se que, em uma linha trifásica, o acoplamento magnético entre os condutores leva à obtenção de uma matriz de indutâncias e o acoplamento elétrico leva à obtenção de uma matriz de capacitâncias. Para linhas operando com tensões senoidais, tem-se como resultado uma matriz de reatâncias série  $X_L$  e uma matriz de admitância em derivação  $Y_C$ , de forma que se pode escrever para o sistema da Figura 3.4, desprezando as capacitâncias, e considerando os cabos dispostos nos vértices de um triângulo equilátero ou a linha totalmente transposta, quando as matrizes de reatância e de admitância são matrizes com os elementos da diagonal iguais e diferentes de zero e os demais elementos são nulos:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \left\{ \begin{bmatrix} R_a & & \\ & R_b & \\ & & R_c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} X_a & & \\ & X_b & \\ & & X_c \end{bmatrix} \right\} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad \mathbf{V} \quad (3.43)$$

ou:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_a & & \\ & \dot{Z}_b & \\ & & \dot{Z}_c \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad \mathbf{V} \quad (3.44)$$

Na qual  $\dot{Z}_a$ ,  $\dot{Z}_b$  e  $\dot{Z}_c$  são as impedâncias das fases *a*, *b* e *c*, resultando em um desacoplamento entre as fases, de onde se conclui que os cálculos podem ser feitos considerando o sistema como monofásico unifilar e com equações algébricas e com números complexos, não sendo necessário o cálculo matricial.

A mesma consideração pode ser feita para a capacitância em derivação da linha:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ca} \\ \dot{I}_{cb} \\ \dot{I}_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_a & & \\ & \dot{Y}_b & \\ & & \dot{Y}_c \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_{ca} \\ \dot{V}_{cb} \\ \dot{V}_{cc} \end{bmatrix} \quad \mathbf{A} \quad (3.45)$$

### 3.4 REDES ELÉTRICAS

Nos primórdios da utilização da energia elétrica os sistemas eram radiais, constituídos basicamente por geração, transmissão e carga (e posteriormente transformação para elevar a tensão em um extremo e abaixá-la no outro). Com o crescimento da utilização da energia

elétrica os sistemas evoluíram e, atualmente, para que seja possível atender às cargas, e por questão de confiabilidade, todos os sistemas formam gigantescas redes ou malhas elétricas.

Os elementos que formam a rede elétrica são os ramos, e no ponto em que dois ou mais ramos se conectam tem-se um nó. A interligação dos vários ramos define a configuração ou topologia da rede.

Um ramo de uma rede elétrica é toda linha de transmissão, transformador, reator, capacitor ou carga, representado pela impedância, ou admitância, do mesmo (ou qualquer elemento que apresente uma impedância significativa para o problema em análise). Um nó é todo barramento de uma subestação, de tal forma que entre dois nós sempre há um ramo, ou seja, uma impedância ou admitância.

Para o cálculo das correntes e tensões nos vários ramos e nós do sistema elétrico, torna-se necessário utilizar modelos matemáticos que representem adequadamente os vários equipamentos que o compõem. Isso é feito partindo-se das características de cada equipamento e utilizando-se impedâncias ou admitâncias no modelo, que é formado por um ou mais ramos. Como exemplo, tem-se o modelo  $\pi$  de linhas de transmissão e de transformadores, como mostrado na Figura 3.13, que são formados por três ramos cada um.

Para facilitar o trabalho com redes elétricas, todo nó é identificado por uma letra ou por um número, e todo ramo entre dois nós é identificado pelas letras ou números dos nós em seus terminais. Assim, na Figura 3.13, tem-se os nós  $p$  e  $q$  nos terminais da linha e a impedância do ramo,  $\dot{Z}_{pq}$ , que é a impedância  $\dot{Z}_{LT}$  da linha de transmissão.

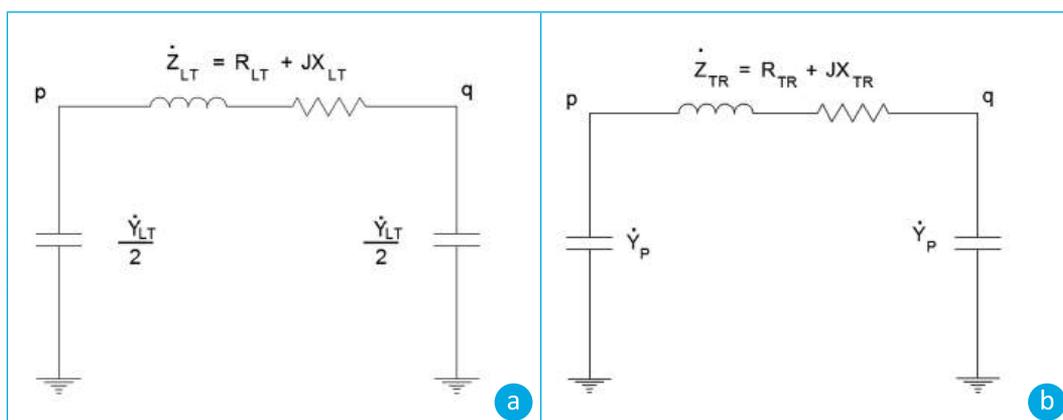


Figura 3.13 – Modelos de equipamentos de sistemas elétricos

Nota: (a) modelo  $\pi$  de uma linha de transmissão; (b) modelo  $\pi$  de um transformador com derivação.

## REFERÊNCIAS

BARTHOLD, L. O.; REPPEN, N. D.; HEDMAN, D. E. **Análise de circuitos de sistemas de potência**. 2. ed. Santa Maria Universidade Federal de Santa Maria, 1983.

GROSS, C. A. **Power system analysis**. 2<sup>nd</sup> ed. New York J. Wiley, 1986.

JACKSON, L. G. IEEE Working Group Coordinator. **Recommended practice for industrial and commercial power system analysis**. Brown Book: John Wiley & Sons, 1998.

STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York McGraw-Hill, 1982.



---

**MODELOS PARA A SIMULAÇÃO DE  
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



A análise do desempenho de um SEP se faz por meio da simulação da condição de operação deste com a representação dos diversos componentes por modelos matemáticos que o representem adequadamente por meio de equações. Fornecidos os parâmetros dos componentes e as condições de operação e resolvidas as equações, tem-se o resultado para aquela condição (ou estado) do sistema em termos de tensões dos nós e correntes dos ramos.

Para a representação dos vários componentes do sistema são necessários modelos adequados a cada componente e a cada tipo de estudo tendo-se, normalmente, modelos mais simples para estudos em regime permanente e modelos mais complexos para estudos de transitórios.

Neste capítulo são apresentados os modelos mais comuns para linhas de transmissão, transformadores, geradores (máquinas síncronas), cargas, reguladores de tensão e reguladores de velocidade, que são geralmente utilizados nos estudos de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade.

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são trifásicos, simétricos e equilibrados e operam em regime permanente com a frequência nominal e são sempre estudados utilizando-se a representação monofásica devido à enorme simplificação que advém de tal procedimento. Assim, os modelos matemáticos desenvolvidos para a representação dos vários componentes do sistema são também modelos monofásicos. Quando, porém, ocorre algum desequilíbrio, assimetria ou variação de frequência, torna-se necessária uma representação que leve em conta estas condições sendo, então, necessário utilizar modelos trifásicos que permitam considerar as interações e acoplamentos entre as três fases e as variações de frequência.

Na representação de um SEP, para efeito de estudo do desempenho em regime permanente, com frequência nominal ou muito próxima desta, devem ser considerados todos os componentes que tenham efeito significativo no sistema em termos de tensão e corrente, quer como causa ativa (como geradores, cargas, reatores e capacitores) ou passiva (como linhas de transmissão e transformadores).

No diagrama unifilar de impedâncias, cada componente do sistema em estudo – linha, gerador, transformador, etc. – deve ser representado por um circuito equivalente

monofásico, ou seja, representativo de uma fase do componente. O grau de precisão deste circuito equivalente vai depender da finalidade do estudo.

No circuito representativo do sistema, de forma monofásica unifilar, os elementos ativos (geradores e cargas) estão conectados de um nó-fase para um nó-terra, e os elementos passivos (linhas e transformadores) estão conectados entre dois nós-fase e são utilizadas as tensões fase-terra e as correntes de linha nos modelos e para os cálculos, como mostrado na Figura 4.1.

Conforme o estudo que se pretende fazer, tem-se uma representação específica dos vários componentes do sistema, representando com maiores detalhes os aspectos que interessam ao estudo. Para um estudo de fluxo de potência, a localização, o número e as características dos disjuntores ou relés não interessam, não sendo necessário representar estes equipamentos. Entretanto, num estudo de estabilidade dinâmica, é necessário representar os relés das linhas de transmissão, pois, ao longo do período da ocorrência do fenômeno, alguns relés podem atuar alterando a configuração do sistema e, com isso, seu comportamento final.

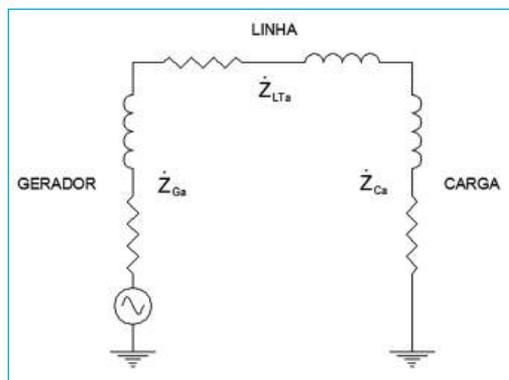


Figura 4.1 – Circuito representativo de um SEP

Determinados estudos requerem representações mais completas e detalhadas, enquanto outros admitem maiores simplificações. Assim, em diferentes estudos, um mesmo elemento do sistema pode ser representado por circuitos equivalentes diferentes.

## 4.1 MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Uma linha de transmissão possui características elétricas que são: resistência e indutância, que constituem a impedância série da linha, capacitância e condutância, que constituem a admitância em paralelo entre fases ou entre fase e terra. Essas características devem ser

consideradas na determinação dos parâmetros da linha e do modelo matemático, com o que são determinadas as equações que possibilitam o cálculo das condições de operação em termos de tensões e correntes nos seus terminais e ao longo da linha, como mostrado na Figura 4.2 de forma simplificada, e na Figura 4.3 de forma detalhada em uma seção infinitesimal.

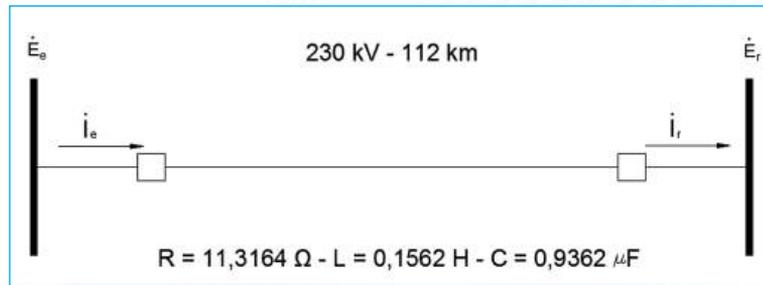


Figura 4.2 – Características e parâmetros de uma linha de transmissão

Na qual se tem:

$\dot{E}_e$  = tensão fase-terra no terminal emissor

$\dot{E}_r$  = tensão fase-terra no terminal receptor

$i_e$  = corrente de fase no terminal emissor

$i_r$  = corrente de fase no terminal receptor

R = resistência da linha

L = indutância da linha

C = capacitância da linha

G = condutância da linha

B = susceptância da linha

$\dot{Z} = R + jX_L = R + j\omega L$  = impedância série

$\dot{Y} = G + jB_C = G + 1 / j\omega C$  = admitância derivação

$\ell$  = comprimento da linha

x = distância do ponto ao final da linha

Normalmente as linhas de transmissão funcionam como cargas trifásicas simétricas e equilibradas e, embora às vezes não apresentem espaçamento equilátero entre os cabos ou não sejam transpostas, a assimetria resultante é pequena e as fases podem ser consideradas em equilíbrio.

Os elementos significativos de uma linha de transmissão para estudos de regime permanente são a resistência, a indutância, a capacitância e a condutância e são uniformemente distribuídos ao longo de toda a linha. A condutância é muito pequena e pode ser desprezada.

Na determinação de um modelo matemático para uma linha de transmissão, considerando-se uma seção infinitesimal de linha representada por elementos infinitesimais de seus parâmetros, como mostrado na Figura 4.3, obtêm-se as relações entre correntes e tensões nos terminais desta seção.

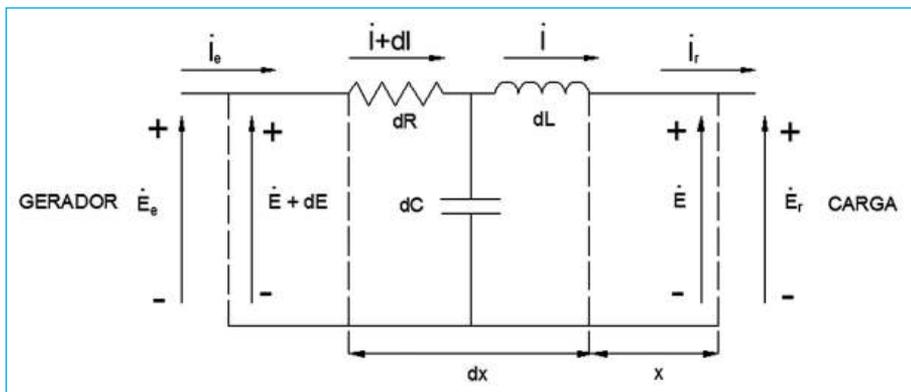


Figura 4.3 – Seção infinitesimal de uma linha de transmissão

Resolvendo-se as equações em termos de tensão e corrente nos terminais da seção infinitesimal e estendendo-se depois para a linha toda, de comprimento  $\ell$  [km], obtêm-se as tensões nos terminais emissor e receptor da linha.

O circuito da seção infinitesimal utilizada para a dedução das equações da linha com parâmetros distribuídos pode ser transformado em dois circuitos equivalentes que permitem modelar a linha como mostrado na Figura 4.4, considerando os parâmetros concentrados, sendo o modelo T nominal, com a impedância série dividida em duas partes iguais e a admitância total em derivação no meio, e o modelo  $\pi$  nominal, com a impedância série total no meio e a admitância em derivação dividida em duas partes iguais nos extremos.

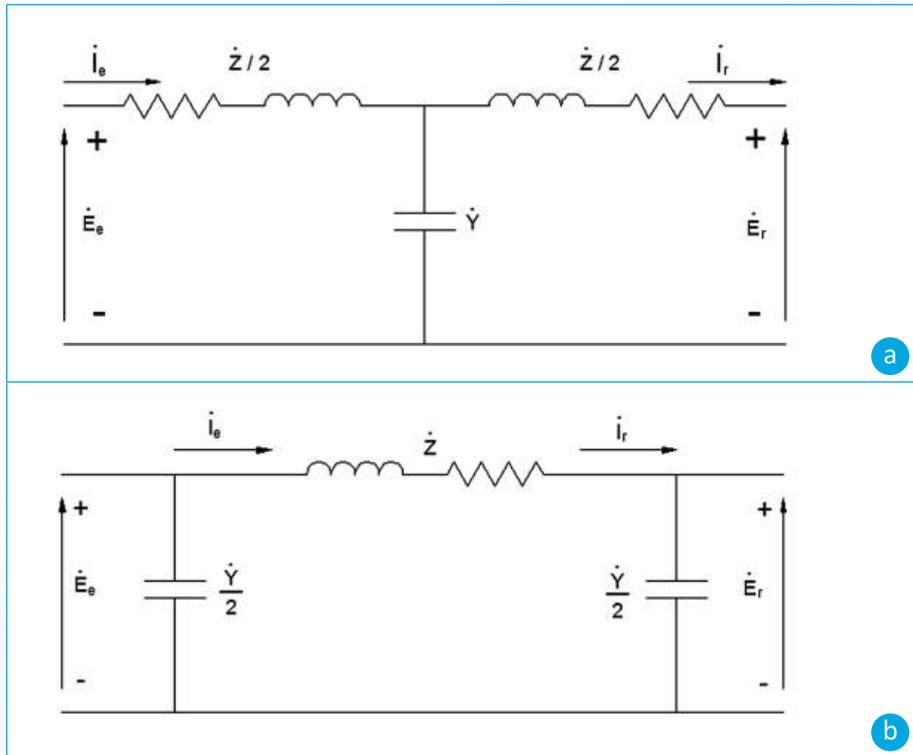


Figura 4.4 – Circuitos equivalentes de uma linha de transmissão

Nota: (a) T nominal; (b)  $\pi$  nominal.

Utilizando-se o modelo  $\pi$ , usualmente empregado, com parâmetros concentrados e partindo-se das condições de tensão e corrente no terminal receptor, obtêm-se as equações para a tensão e a corrente no terminal emissor da linha com o que se denomina modelo  $\pi$  nominal.

$$\dot{E}_e = \dot{E}_r \left( 1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{2} \right) + \dot{Z}\dot{i}_r \quad [V] \quad (4.1)$$

$$\dot{i}_e = \dot{E}_r \dot{Y} \left( 1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{4} \right) + \dot{i}_r \left( 1 + \frac{\dot{Z}\dot{Y}}{2} \right) \quad [A] \quad (4.2)$$

As Equações 4.1 e 4.2 possibilitam a solução das condições de operação de uma linha isolada e no sentido inverso da realidade, na qual se tem tensão e corrente no terminal

emissor e quer-se a tensão e a corrente no terminal receptor. Para a solução na condição real, é necessário o uso de cálculo iterativo, como será mostrado no Capítulo 6 – Fluxo de Potência.

As Equações 4.1 e 4.2 apresentam precisão suficiente para os cálculos das linhas de transmissão com comprimentos de até 200 km e com tensões de até 230 kV, usualmente encontradas em sistemas de transmissão reais. No caso de linhas muito maiores do que 200 km e de tensões superiores a 230 kV, deve-se utilizar cálculos mais precisos, para evitar que em grandes sistemas de transmissão se tenham erros consideráveis para os valores de tensão das barras.

#### Observação:

É comum utilizar-se os termos linha curta, média ou longa para efeito de determinar as equações para o cálculo das tensões e correntes em uma linha de transmissão, porém, mesmo para uma linha curta (até 50 km) deve-se utilizar as Equações 4.1 e 4.2 completas, sem desprezar nem a resistência nem a capacitância, pois isso pode levar a erros consideráveis.

Utilizando-se o modelo de linha com os parâmetros distribuídos, como mostrado na Figura 4.3, obtêm-se as Equações 4.3 e 4.4:

$$\dot{E}_e = \dot{E}_r \cosh(\dot{\gamma}\ell) + \dot{Z}_c \dot{I}_r \sinh(\dot{\gamma}\ell) \quad [\text{V}] \quad (4.3)$$

$$\dot{I}_e = \dot{I}_r \cosh(\dot{\gamma}\ell) + \frac{\dot{V}_r}{\dot{Z}_c} \sinh(\dot{\gamma}\ell) \quad [\text{A}] \quad (4.4)$$

onde:

$$\dot{Z}_c = \sqrt{\frac{\dot{Z}}{\dot{Y}}} \quad [\Omega] \quad (4.5)$$

$$\dot{\gamma} = \sqrt{\dot{Z}\dot{Y}} = \alpha + j\beta \quad (4.6)$$

onde:

$\dot{Z}_c$  = impedância característica  $[\Omega]$

$\dot{\gamma}$  = constante de propagação

$\alpha$  = constante de atenuação [neper]

$\beta$  = constante de fase [radianos]

Com as Equações 4.3 e 4.4, obtidas para o modelo de linha com parâmetros distribuídos, pode-se obter a tensão e a corrente em qualquer ponto de uma linha, bastando que se substitua  $\ell$  por  $x$ , onde  $x$  é a distância do receptor ao ponto considerado. Essas equações são transcendentais, com variáveis complexas, e permitem o cálculo dos valores exatos de tensão e corrente nos terminais (ou em qualquer ponto) de uma linha de transmissão de qualquer comprimento.

As Equações 4.3 e 4.4, por serem transcendentais com variáveis complexas, exigem mais cálculos, ou maior tempo de computação para a solução da linha de transmissão em termos de tensão e corrente em seus terminais e, por isso, não são utilizadas para a análise de sistemas elétricos de grande porte (com centenas ou milhares de linhas de transmissão), sendo utilizadas as Equações 4.1 e 4.2, com parâmetros concentrados.

Para obter precisão nos cálculos das tensões e correntes em linhas de transmissão de forma mais simples e rápida, desenvolveram-se equações para a obtenção dos parâmetros das linhas corrigidos com as equações de linhas com parâmetros distribuídos de forma a utilizá-los nas Equações 4.1 e 4.2, para parâmetros concentrados, obtendo resultados exatos. Comparando-se as Equações 4.1 e 4.3, para o cálculo da tensão, e 4.2 e 4.4, para o cálculo da corrente, obtêm-se  $Z'$  e  $Y'$ , que são os parâmetros corrigidos a serem utilizados para o cálculo das linhas com equações algébricas, porém:

$$\dot{Z}' = \dot{Z} \frac{\sinh \dot{\gamma} \ell}{\dot{\gamma} \ell} \quad [\Omega] \quad (4.7)$$

$$\frac{\dot{Y}'}{2} = \frac{\dot{Y}}{2} \frac{\tanh(\dot{\gamma} \ell / 2)}{\dot{\gamma} \ell / 2} \quad [S] \quad (4.8)$$

Conforme as Equações 4.7 e 4.8 define-se o modelo  $\pi$  equivalente, conforme mostrado na Figura 4.5.

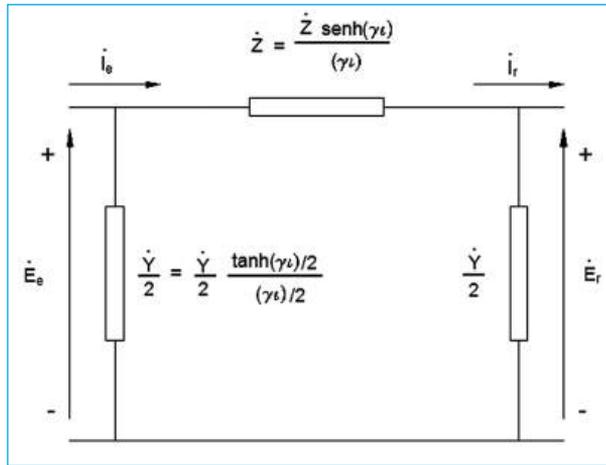
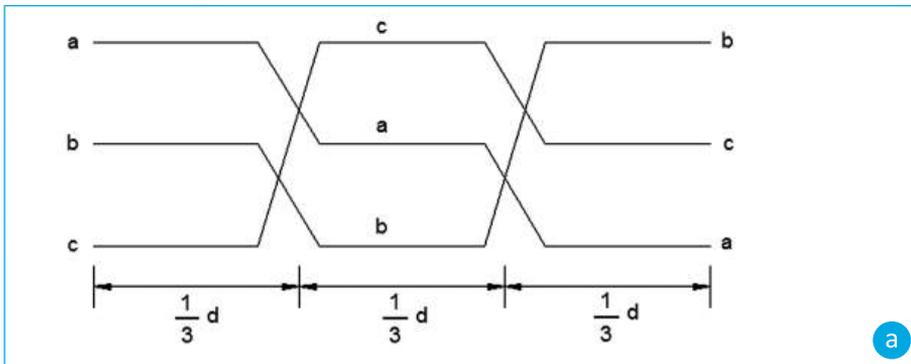


Figura 4.5 – Circuito  $\pi$  equivalente de uma linha de transmissão

Os parâmetros utilizados nos modelos apresentados anteriormente são calculados considerando as linhas simétricas e equilibradas, com os cabos dispostos segundo os vértices de um triângulo equilátero e com as tensões e correntes iguais em cada fase. Quando os cabos não estão dispostos nos vértices de um triângulo equilátero, para se ter a condição de simetria e equilíbrio é necessário transpor as linhas, com a troca da posição das fases ao longo da linha, como mostrado na Figura 4.6.

Quando não se utiliza a disposição dos condutores segundo um triângulo equilátero ou a transposição de fases em linhas longas (maiores do que 200 km) e radiais, podem ocorrer diferenças significativas entre as tensões e as correntes das fases. Em grandes sistemas e com as linhas de menor comprimento e formando malhas, praticamente desaparecem os desequilíbrios de tensão e corrente nas fases.



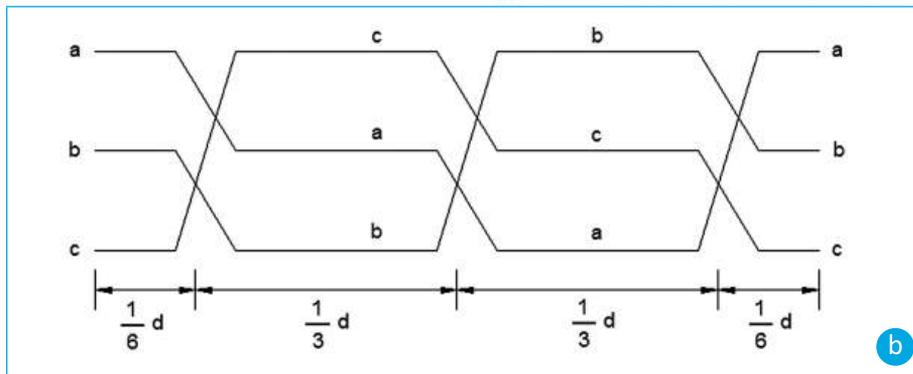


Figura 4.6 – Transposição de fases de uma linha de transmissão

Nota: (a) transposição a 1/3 e 2/3 da linha; (b) transposição a 1/6, 3/6, 5/6 da linha.

Os modelos apresentados para linhas de transmissão são adequados tanto para os estudos de regime permanente (fluxo de potência e curto-circuito) quanto para os estudos de transitórios eletromecânicos (estabilidade).

#### EXEMPLO 4.1

Uma linha de transmissão de tensão 500 kV, circuito simples, com um condutor ACSR 1192,5 MCM – CAA 54/19 por fase, tem 300 km de comprimento e tem seus cabos dispostos na horizontal e com separação de 11 metros entre o cabo central e os cabos laterais e a uma altura média de 30 metros acima do solo. A linha atende uma carga de 400,0 +j80 MVA com fator de potência 0,98 indutivo sob tensão nominal.

Calcular a tensão, a corrente e a potência no terminal emissor da linha considerando o modelo  $\pi$  e as equações para:

- parâmetros distribuídos;
- parâmetros concentrados corrigidos;
- parâmetros concentrados.

#### SOLUÇÃO

##### Parâmetros

$$d = 300 \text{ km}$$

$$D_s = \sqrt[3]{11 \times 22 \times 11} = 13,859 \text{ m}$$

$$r = 0,0563 \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$x_L' = 0,323484 \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$x_L'' = 0,19810 \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$x_C' = 194550 \text{ } \Omega \text{ km} / \text{cond}$$

$$x_C'' = 125460 \text{ } \Omega \text{ km} / \text{cond}$$

$$x_L = x_L' + x_L'' = 0,521584 \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$x_C = x_C' + x_C'' = 320010 \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$\dot{z} = r + jx_L = 0,0563 + j0,5216 = 0,5246 \angle 83,8395^\circ \text{ } \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$\dot{y} = \frac{1}{-jx_C} = 3,1249 \times 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S} / \text{km} / \text{cond}$$

### Corrente no receptor

$$|I_R| = \frac{(400 + j80) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 500} = 471,0411 \text{ A e } \theta_{I_R} = \text{arctg} \frac{80}{400} = -11,3099^\circ$$

$$\dot{I}_R = 471,0411 \angle -11,3099^\circ$$

Tensão no receptor para o cálculo da tensão no emissor necessita-se da tensão fase-neutro no receptor

$$E_{Rff} = 500000 \text{ V}$$

$$E_{Rft} = \frac{500000}{\sqrt{3}} = 288675,1 \text{ V}$$

e para efeitos práticos, toma-se agora esta tensão como referência:

$$\dot{E}_{Rft} = 288675,1 \angle 0,0^\circ \text{ V}$$

### Função de propagação

$$\dot{y} = \sqrt{\dot{z}\dot{y}} = \sqrt{(0,5246 \angle 83,8395^\circ) \times (3,1249 \angle 90,0^\circ)}$$

$$\dot{y} = 1,2804 \times 10^{-3} \angle 86,9198^\circ = 6,8802 \times 10^{-5} + j1,2785 \times 10^{-3}$$

$$\alpha = 6,8802 \times 10^{-5} \text{ N} / \text{km}$$

$$\beta = 1,2785 \times 10^{-3} \text{ rad / km}$$

$$\dot{\gamma}_d = 0,3841 \angle 86,9198^\circ = 0,02064 + j0,3835$$

$$\alpha_d = 0,02064 \text{ N}$$

$$\beta_d = 0,3835 \text{ rad}$$

### Impedância característica

$$\dot{Z}_c = \sqrt{\frac{\dot{z}}{\dot{y}}} = \sqrt{\frac{0,5246 \angle 83,8395^\circ}{3,1249 \times 10^{-6} \angle 90,0^\circ}}$$

$$\dot{Z}_c = 409,7284 \angle -3,0803^\circ \Omega$$

### Hiperbólicos

$$\begin{aligned} \cosh \dot{\gamma}_d &= \cosh \alpha_d \cosh \beta_d + j \sinh \alpha_d \sinh \beta_d \\ &= 1,000213 \times 0,927337 + j0,020642 \times 0,374228 \\ &= 0,927535 + j0,007725 \\ &= 0,9276 \angle 0,4772^\circ \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sinh \dot{\gamma}_d &= \sinh \alpha_d \cosh \beta_d + j \cosh \alpha_d \sinh \beta_d \\ &= 0,020642 \times 0,927337 + j1,000213 \times 0,374228 \\ &= 0,019142 + j0,374308 \\ &= 0,3748 \angle 87,0724^\circ \end{aligned}$$

### Com parâmetros distribuídos

#### Tensão no emissor

$$\begin{aligned} \dot{E}_{Sft} &= \dot{E}_R \cosh \dot{\gamma}_d + Z_C \dot{I}_R \sinh \dot{\gamma}_d \\ &= (288675,1 \angle 0,0^\circ)(0,9276 \angle 0,4772^\circ) + \\ &\quad + (409,7284 \angle -3,0803^\circ)(471,0411 \angle -11,3099^\circ)(0,3748 \angle 87,0724^\circ) \end{aligned}$$

$$\dot{E}_{Sft} = 297948,4948 \angle 13,8401^\circ \text{ V}$$

$$\therefore E_{Sff} = \sqrt{3} E_{Sft} = 516061,9310 \angle 13,8401^\circ \text{ V} = 516,0619 \text{ kV}$$

### Corrente no emissor

$$\begin{aligned} \dot{I}_S &= \dot{I}_R \cosh \gamma_d + \frac{E_R}{Z_C} \sinh \gamma_d \\ &= (471,0411 \angle -11,3099^\circ)(0,927567 \angle 0,477167^\circ) \\ &\quad + \left( \frac{288683,6 \angle 0,0^\circ}{409,7284 \angle -3,0803^\circ} \right) (0,374792 \angle 87,072447^\circ) \\ \dot{I}_S &= 465,4842 \angle 23,0098^\circ \text{ A} \end{aligned}$$

### Potência no emissor

$$\begin{aligned} \dot{S}_S &= P_S + jQ_S = \sqrt{3} \dot{E}_{Sff} \dot{I}_S^* \\ \dot{S}_S &= \sqrt{3} (516061,9310 \angle 13,8401^\circ) (465,4842 \angle -23,0098^\circ) \\ \dot{S}_S &= 410753845,4590 \text{ W} - j66304706,0516 \text{ var} = 416070950,2040 \angle -9,1696^\circ \text{ VA} \\ \dot{S}_S &= 410,7538 \text{ MW} - j66,3047 \text{ Mvar} = 416,0709 \angle -9,1696^\circ \text{ MVA} \end{aligned}$$

### Com parâmetros concentrados corrigidos

#### Parâmetros distribuídos

$$\begin{aligned} \dot{\gamma}_d &= 0,3841 \angle 86,9198^\circ \\ \dot{z} &= 0,5246 \angle 83,8395^\circ \Omega / \text{km} / \text{cond} \\ \dot{y} &= 3,1249 \times 10^{-6} \angle 90,0^\circ \text{ S} / \text{km} / \text{cond} \end{aligned}$$

#### Parâmetros concentrados

$$\begin{aligned} \dot{Z} &= \dot{z}d = (0,5246 \angle 83,8395^\circ) 300 = 157,3800 \angle 83,8395^\circ \Omega / \text{cond} \\ \dot{Y} &= \dot{y}d = (3,1249 \times 10^{-6} \angle 90,0^\circ) 300 = 9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ \text{ S} / \text{cond} \end{aligned}$$

### Parâmetros corrigidos

$$\dot{Z}' = \dot{Z} \frac{\sinh \dot{\gamma}_d}{\dot{\gamma}_d} = 157,38 \angle 83,8395^\circ \frac{0,3748 \angle 87,0724^\circ}{0,3841 \angle 86,9198^\circ} = 153,5700 \angle 83,9921^\circ \Omega / \text{cond}$$

$$\frac{\dot{Y}'}{2} = \frac{(\cosh \dot{\gamma}_d - 1) \dot{\gamma}_d}{\dot{Z} \sinh \dot{\gamma}_d} = \frac{(0,9276 \angle 0,4772^\circ - 1)(0,3841 \angle 86,9198^\circ)}{(157,3800 \angle 83,8395^\circ)(0,748 \angle 87,0724^\circ)}$$

$$\frac{\dot{Y}'}{2} = 4,7455 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ \text{ S / cond}$$

$$\dot{Y}' = 9,4910 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ \text{ S / cond}$$

### Tensão no emissor

$$\dot{E}_E = \dot{E}_R \left( 1 + \frac{\dot{Z}' \dot{Y}'}{2} \right) + \dot{Z}' \dot{I}_R$$

$$\dot{E}_E = 288675,1 \angle 0,0^\circ \left( 1 + \frac{(153,5682 \angle 83,8391^\circ)(9,4912 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ)}{2} \right)$$

$$+ (153,5682 \angle 83,8391^\circ)(471,0411 \angle -11,3099^\circ)$$

$$\dot{E}_{Eft} = 289478,7647 + j71285,5105 = 298126,7838 \angle 13,8341^\circ \text{ V}$$

$$\dot{E}_{Eff} = \sqrt{3} \dot{E}_{sft}$$

$$\dot{E}_{Eff} = 501391,9282 + j123470,1261 = 516370,7367 \angle 13,8341^\circ \text{ V} = 516,3707 \text{ kV}$$

## Corrente no emissor

$$i_s = i_R \left( 1 + \frac{\ddot{Z}\ddot{Y}'}{2} \right) + \dot{E}_R \ddot{Y}' \left( 1 + \frac{\ddot{Z}\ddot{Y}'}{4} \right)$$

$$i_s = (471,0411 \angle -11,3099^\circ) \left( 1 + \frac{(153,5682 \angle 83,8391^\circ)(9,4912 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ)}{2} \right) \\ + (288675,1 \angle 0,0^\circ)(9,4912 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ) \left( 1 + \frac{(153,5682 \angle 83,8391^\circ)(9,4912 \times 10^{-4} \angle 89,9231^\circ)}{4} \right)$$

$$i_s = 428,4327 + j182,0354 = 465,5013 \angle 23,0199^\circ \text{ A}$$

## Potência no emissor

$$\dot{S}_s = P_s + jQ_s = \sqrt{3} \dot{E}_{sff} i_s^*$$

$$\dot{S}_s = \sqrt{3}(516370,7367 \angle 13,8341^\circ)(465,5013 \angle -23,0199^\circ)$$

$$\dot{S}_s = 410996074,8830 \text{ W} - j66462310,9722 \text{ var} = 416335216,3210 \angle -9,1858^\circ \text{ VA}$$

$$\dot{S}_s = 410,9961 \text{ MW} - j66,4623 \text{ Mvar} = 416,3352 \angle -9,1858^\circ \text{ MVA}$$

## Com parâmetros concentrados

### Parâmetros distribuídos

$$\dot{z} = 0,5246 \angle 83,8395^\circ \Omega / \text{km} / \text{cond}$$

$$\dot{y} = 3,1249 \times 10^{-6} \angle 90,0^\circ \text{ S} / \text{km} / \text{cond}$$

### Parâmetros concentrados

$$\dot{Z} = \dot{z}d = (0,5246 \angle 83,8395^\circ)300 = 157,3800 \angle 83,8395^\circ \Omega / \text{cond}$$

$$\dot{Y} = \dot{y}d = (3,1249 \times 10^{-6} \angle 90,0^\circ)300 = 9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ \Omega / \text{cond}$$

### Tensão no emissor

$$\dot{E}_S = \dot{E}_R \left( 1 + \frac{\dot{Z}Y}{2} \right) + \dot{Z}i_R$$

$$\dot{E}_S = 288675,1 \angle 0,0^\circ \left( 1 + \frac{(157,3800 \angle 83,8395^\circ)(9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ)}{2} \right)$$

$$+ (157,3800 \angle 83,8395^\circ)(471,0411 \angle -11,3099^\circ)$$

$$\dot{E}_{Sft} = 289758,1839 + j72998,1756 = 298811,8785 \angle 14,1402^\circ \text{ V}$$

$$\dot{E}_{Sff} = \sqrt{3} \dot{E}_{Sft}$$

$$\dot{E}_{Sff} = 501875,8079 + j126436,8996 = 517557,3555 \angle 14,1402^\circ \text{ V} = 517,5524 \text{ kV}$$

### Corrente no emissor

$$i_E = i_R \left( 1 + \frac{\dot{Z}Y}{2} \right) + \dot{E}_R Y \left( 1 + \frac{\dot{Z}Y}{4} \right)$$

$$i_E = (471,0411 \angle -11,3099^\circ) \left( 1 + \frac{(157,3800 \angle 83,8395^\circ)(9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ)}{2} \right)$$

$$+ (288675,1 \angle 0,0^\circ)(9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ) \left( 1 + \frac{(157,3800 \angle 83,8395^\circ)(9,3747 \times 10^{-4} \angle 90,0^\circ)}{4} \right)$$

$$i_E = 427,6770 + j178,7534 = 463,5304 \angle 22,6832^\circ \text{ A}$$

### Potência no emissor

$$\dot{S}_S = P_S + jQ_S = \sqrt{3} \dot{E}_{Sff} i_S^*$$

$$\dot{S}_S = \sqrt{3}(517557,3555 \angle 14,1402^\circ)(463,5304 \angle -22,6832^\circ)$$

$$\dot{S}_S = 410914773,6740 \text{ W} - j61726935,9309 \text{ var} = 415525168,7240 \angle -8,5430^\circ \text{ VA}$$

$$\dot{S}_S = 410,9148 \text{ MW} - j61,7269 \text{ Mvar} = 415,5252 \angle -8,5430^\circ \text{ MVA}$$

## 4.2 MODELOS DE TRANSFORMADOR

Os transformadores utilizados em SEP podem ser de dois ou de três enrolamentos, monofásicos ou trifásicos, e com relação de transformação fixa ou variável.

Normalmente, transformadores de dois enrolamentos são utilizados como elevadores de tensão em usinas ou como abaixadores de tensão em subestações de carga. Já os transformadores de três enrolamentos são normalmente utilizados como interligadores de tensão em subestações do sistema de transmissão, mas são também utilizados como abaixadores de tensão em subestações de distribuição com duas tensões de suprimento às cargas.

Nos transformadores, tanto de dois como de três enrolamentos, o enrolamento com ligação em triângulo (ou delta) visa evitar a circulação de correntes de terceiro harmônico no sistema, mas é utilizado também para o suprimento às cargas.

A fim de possibilitar uma melhor regulação de tensão no sistema, os transformadores podem ter um comutador de derivações sob carga, ou sob tensão, que permite aumentar ou diminuir o número de espiras utilizadas em um determinado enrolamento regulando assim, a tensão do lado oposto.

### 4.2.1 Transformador de Dois Enrolamentos

No desenvolvimento apresentado a seguir, serão utilizados os termos alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão (BT), em vez dos termos primário, secundário e terciário, que podem induzir a engano. Será utilizado um transformador monofásico, mas as informações obtidas podem ser utilizadas em estudos de sistemas trifásicos, já que os valores obtidos são por fase, e os cálculos de sistemas trifásicos simétricos e equilibrados são efetuados para uma fase apenas, utilizando-se circuitos monofásicos unifilares.

Um transformador de dois enrolamentos tem quatro terminais por fase, sendo dois do lado da alta tensão e dois do lado da baixa tensão e as impedâncias dos enrolamentos de alta e de baixa tensão e a impedância relativa às perdas no ferro e à magnetização, como mostra a Figura 4.7.

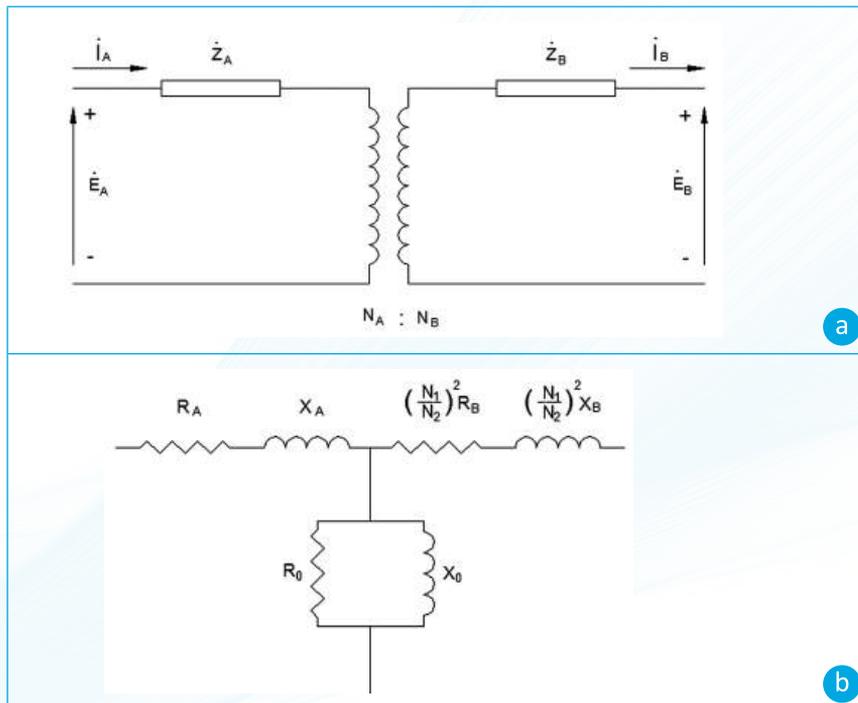


Figura 4.7 – Circuito representativo de um transformador de dois enrolamentos

Nota: (a) modelo representativo; (b) modelo elétrico.

As impedâncias são obtidas nos ensaios em vazio e em curto-circuito e as relações matemáticas são determinadas a partir de diagramas de impedâncias.

Devido ao acoplamento magnético entre os enrolamentos, não é possível determinar o valor da impedância de alta e de baixa tensão independentemente, mas somente o valor da impedância total entre a alta e a baixa tensão. Assim, a representação é feita considerando a metade da impedância entre a alta e a baixa para cada lado, como mostrado na Figura 4.8.

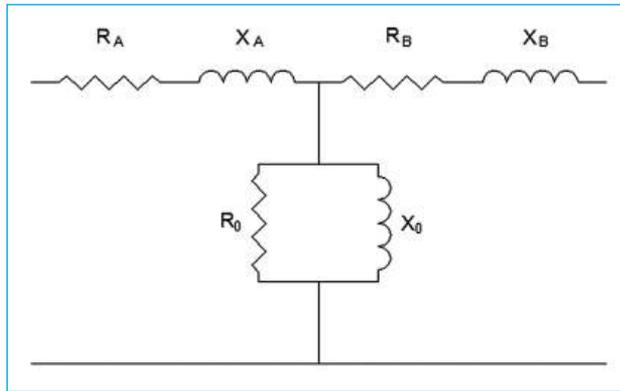


Figura 4.8 – Circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos

onde:

$$\begin{aligned}
 \dot{Z}_A &= R_A + jX_A \\
 \dot{Z}_B &= R_B + jX_B \\
 \dot{Z}_A &= Z_B \\
 \dot{Z}_{AB} &= Z_A + Z_B
 \end{aligned}
 \tag{4.9}$$

Os valores de  $R_0$  e de  $X_0$  são pequenos e podem ser desprezados nos estudos utilizados para a análise da operação e expansão dos SEP e, assim, a representação de um transformador de dois enrolamentos pode ser feita considerando uma impedância única entre a alta e a baixa tensão, conforme a Figura 4.9.

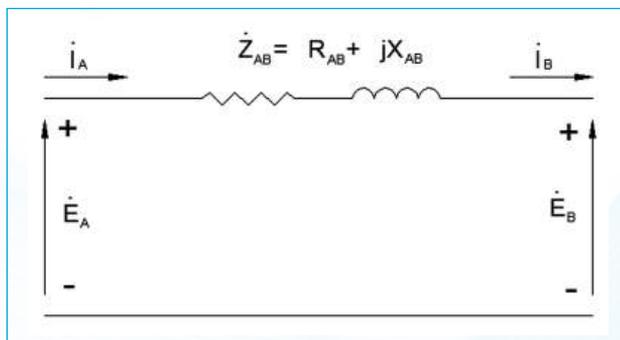
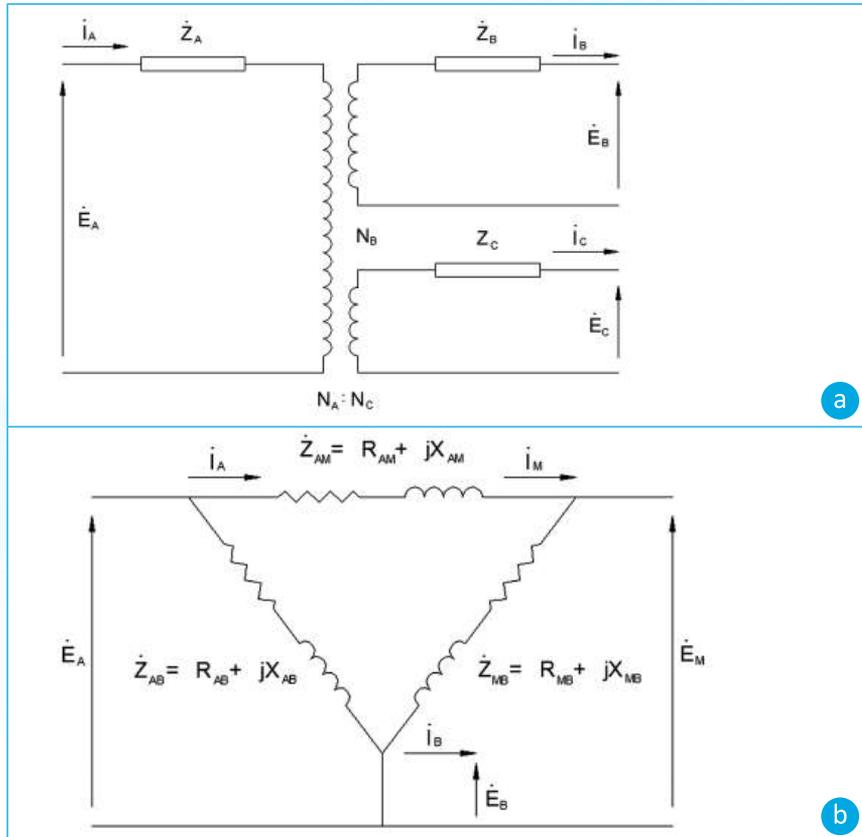


Figura 4.9 – Circuito equivalente de um transformador de dois enrolamentos

## 4.2.2 Transformador de Três Enrolamentos

Em um transformador de três enrolamentos, tem-se o acoplamento dos enrolamentos de alta, de média e de baixa tensão como mostrado na Figura 4.10a.



De maneira semelhante, considerando os valores obtidos pelo ensaio de curto-circuito e com a corrente de excitação desprezada, o circuito equivalente de um transformador de três enrolamentos, para uso no diagrama monofásico de impedâncias, será um circuito a três terminais, como mostrado na Figura 4.10b, na forma de delta e tendo-se as impedâncias dos ramos dadas pela Equação 4.10.

$$\begin{aligned}\dot{Z}_{AM} &= \dot{Z}_A + \dot{Z}_M \\ \dot{Z}_{AB} &= \dot{Z}_A + \dot{Z}_B \\ \dot{Z}_{MB} &= \dot{Z}_M + \dot{Z}_B\end{aligned}\tag{4.10}$$

onde:

$\dot{Z}_{AM}$  = impedância de dispersão entre alta e média, com a baixa aberta

$\dot{Z}_{AB}$  = impedância de dispersão entre alta e baixa, com a média aberta

$\dot{Z}_{MB}$  = impedância de dispersão entre média e baixa, com a alta aberta

Usualmente, para efeito prático de cálculo, transforma-se o circuito delta em um circuito estrela, como mostrado na Figura 4.11.

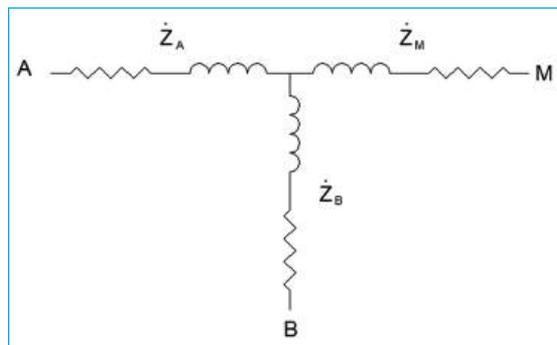


Figura 4.11 – Circuito representativo de um transformador e três enrolamentos modelo elétrico em estrela

Em um transformador de três enrolamentos, a potência de cada um deles poderá ser diferente da dos demais enrolamentos. As impedâncias fornecidas pelos fabricantes geralmente se referem à tensão e à potência de cada enrolamento. Desse modo, é necessário, antes de tudo, referir todas as impedâncias à potência comum do estudo, denominada potência base (como será mostrado no Capítulo 5 – Métodos de Análise e Solução). Como as tensões bases serão as tensões nominais dos respectivos enrolamentos do transformador, as impedâncias em pu serão as mesmas referidas a qualquer lado do mesmo, de modo que as impedâncias já estão nas tensões adequadas.

Do circuito equivalente em estrela, tem-se:

$\dot{Z}_A$  = impedância da alta

$\dot{Z}_M$  = impedância da média

$\dot{Z}_B$  = impedância da baixa

e considerando-se a Equação 4.10 para o circuito em triângulo, obtém-se a Equação 4.11 para as impedâncias dos enrolamentos em estrela:

$$\begin{aligned}\dot{Z}_A &= \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AM} + \dot{Z}_{AB} - \dot{Z}_{MB}) \\ \dot{Z}_M &= \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AM} + \dot{Z}_{MB} - \dot{Z}_{AB}) \\ \dot{Z}_B &= \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AB} + \dot{Z}_{MB} - \dot{Z}_{AM})\end{aligned}\tag{4.11}$$

A solução das Equações 4.11, leva, muitas vezes, a um valor negativo para  $\dot{Z}_M$ . Esta impedância negativa não tem nenhum significado físico, constituindo-se tão somente em um artifício matemático para que se possa obter, com o circuito equivalente, a real transferência de potência e as tensões terminais do transformador.

#### EXEMPLO 4.2

Um transformador de três enrolamentos tem as tensões 230/138/13,8 kV, as potências 75,0/75,0/25,0 MVA e as reatâncias  $X_{AM} = 11,2\%$ ,  $X_{AB} = 23,8\%$ ,  $X_{MB} = 7,1\%$  – valores obtidos do ensaio de curto-circuito e já nas bases nominais de tensão e potência.

Calcular as impedâncias da alta, da média e da baixa tensão do modelo em estrela.

#### SOLUÇÃO

Convertendo os valores percentuais obtidos do ensaio para valores em ohm, tem-se:

$$X_{AM} = j11,2\% = j78,9973 \ \Omega$$

$$X_{AB} = j23,8\% = j167,8693 \ \Omega$$

$$X_{MB} = j7,1\% = j50,0787 \ \Omega$$

transformando de triângulo para estrela, tem-se:

$$\dot{Z}_A = \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AM} + \dot{Z}_{AB} - \dot{Z}_{MB}) = \frac{1}{2}(j78,9973 + j167,8693 - j50,0787) = j98,3940 \ \Omega$$

$$\dot{Z}_M = \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AM} + \dot{Z}_{MB} - \dot{Z}_{AB}) = \frac{1}{2}(j78,9973 + j50,0787 - j167,8693) = -j19,3967 \ \Omega$$

$$\dot{Z}_B = \frac{1}{2}(\dot{Z}_{AB} + \dot{Z}_{MB} - \dot{Z}_{AM}) = \frac{1}{2}(j167,8693 + j50,0787 - j78,9973) = j69,4754 \ \Omega$$

Observação:

O valor negativo obtido para a reatância da média tensão no modelo estrela não é uma condição física, e sim um valor matemático obtido em função da mudança do modelo triângulo para o modelo estrela. Esta reatância negativa deverá ser adequadamente considerada dependendo do estudo que se vai executar.

### 4.2.3 Modelo de Transformador com Relação de Transformação Fora da Nominal

Os transformadores normalmente têm várias derivações em um dos enrolamentos (ou em mais de um enrolamento), o que possibilita a regulação da tensão com a operação fora da relação de transformação nominal por meio da mudança do número de espiras em um dos enrolamentos, como mostrado na Figura 4.12.

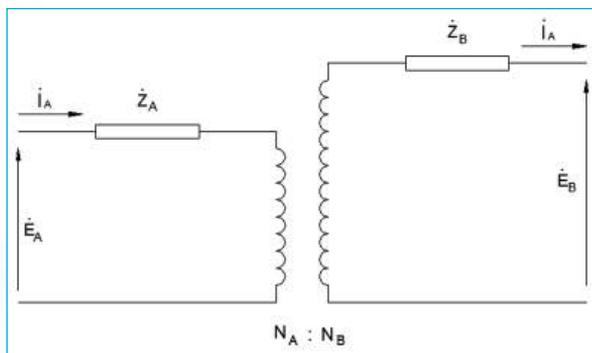


Figura 4.12 – Circuito representativo de um transformador de dois enrolamentos com derivações

A comutação das derivações do enrolamento pode ser feita sob carga (sob tensão) por meio de um comutador especial ou, então, apenas sem tensão (com o transformador desligado). O mais usual nos transformadores das subestações de transmissão dos sistemas elétricos é o primeiro caso, enquanto o segundo caso é o dos transformadores elevadores de usinas.

Os transformadores com relação de transformação nominal são representados, em pu, por uma reatância série apenas, como visto no item anterior. Já os transformadores com relação fora da nominal necessitam ser adequadamente modelados para poderem levar em conta a derivação em que o comutador está conectado.

Considerando-se as tensões do lado de alta e do lado de baixa em cada derivação, e as respectivas tensões bases, e admitindo que haja derivações de ambos os lados, obtém-se o valor da derivação  $t$  (ou  $tap$ ), em pu:

$$t = \frac{A}{B} \quad [pu] \quad (4.12)$$

onde:

$$A = \frac{\text{Tensão da derivação da AT}}{\text{Tensão nominal da AT}}$$

$$B = \frac{\text{Tensão da derivação da BT}}{\text{Tensão nominal da BT}} \quad (4.13)$$

O transformador com relação de transformação fora da nominal pode ser representado por um autotransformador ideal, com relação de transformação  $t = 1$ , em série com uma admitância, como mostrado na Figura 4.13.

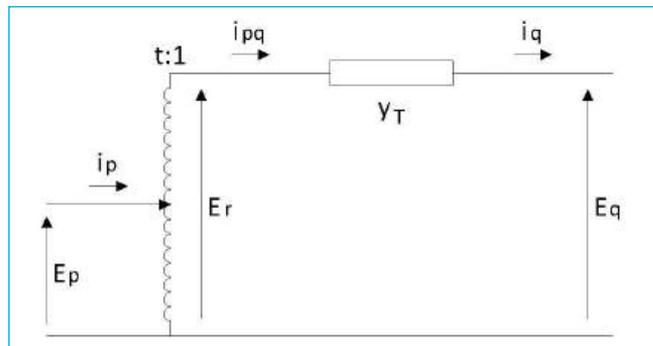


Figura 4.13 – Modelo de transformador com relação fora da nominal

No qual, tem-se:

$\dot{E}_p$  = tensão fase-terra no terminal p

$\dot{E}_r$  = tensão fase-terra no terminal r

$\dot{E}_q$  = tensão fase-terra no terminal q

$\dot{I}_p$  = corrente de fase no terminal p

$\dot{I}_q$  = corrente de fase no terminal q

$\dot{I}_{pq}$  = corrente de fase no ramo série

$\dot{Y}_T$  = admitância série

$\dot{Y}_{pq}$  = admitância série equivalente

$\dot{Y}_p$  = admitância em derivação do lado p

$\dot{Y}_q$  = admitância em derivação do lado q

$t$  = relação de transformação

Eliminando-se a barra fictícia  $r$  obtém-se um equivalente na forma de um modelo  $\pi$ , como mostrado na Figura 4.14.

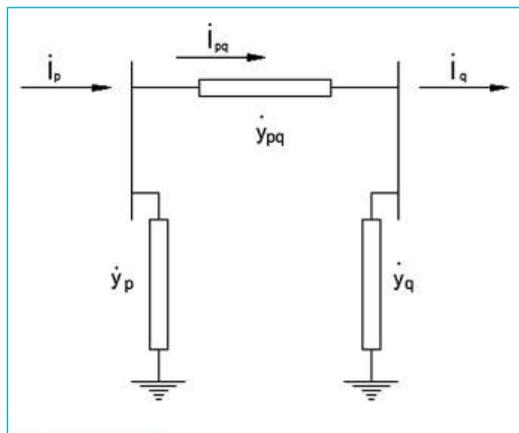


Figura 4.14 – Modelo  $\pi$  de um transformador com relação fora da nominal

Para o qual se obtém a matriz de admitâncias nodais da Equação 4.14:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_p \\ \dot{i}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{pp} & \dot{Y}_{pq} \\ \dot{Y}_{qp} & \dot{Y}_{qq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_p \\ \dot{E}_q \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

sendo os elementos da matriz de admitância:

$$\begin{aligned} \dot{Y}_{pp} &= \dot{y}_p + \dot{y}_{pq} \\ \dot{Y}_{qq} &= \dot{y}_q + \dot{y}_{qp} \\ \dot{Y}_{pq} &= \dot{Y}_{qp} = -\dot{y}_{pq} \end{aligned} \quad (4.15)$$

Efetuada-se o produto matricial da Equação 4.14, obtém-se:

$$\begin{aligned} \dot{i}_p &= \dot{Y}_{pp}\dot{E}_p + \dot{Y}_{pq}\dot{E}_q \\ \dot{i}_q &= \dot{Y}_{qp}\dot{E}_p + \dot{Y}_{qq}\dot{E}_q \end{aligned} \quad (4.16)$$

Calculando-se a potência para cada lado do transformador e considerando que:

$$\begin{aligned} t &= t^* \\ Y_{pq} &= Y_{qp} \end{aligned} \quad (4.17)$$

chega-se às Equações 4.18 para o cálculo das admitâncias série e paralelo do modelo  $\pi$ , mostrado na Figura 4.15, no qual a relação de transformação  $t$  está inserida nas equações para o cálculo dos elementos do modelo.

$$\begin{aligned} \dot{y}_p &= \left( \frac{1-t}{t^2} \right) \dot{y}_T \\ \dot{y}_q &= \left( \frac{t-1}{t} \right) \dot{y}_T \\ \dot{y}_{pq} &= \frac{1}{t} \dot{y}_T \end{aligned} \quad (4.18)$$

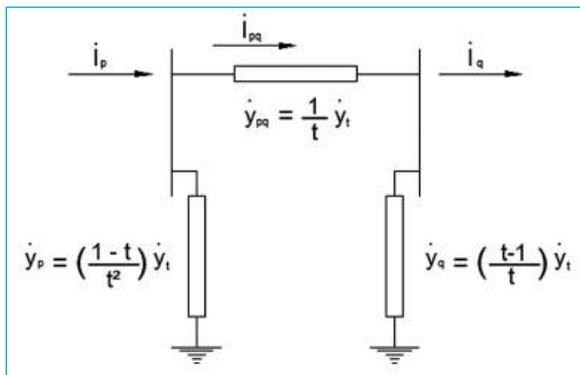


Figura 4.15 – Modelo  $\pi$  de um transformador com relação fora da nominal

Os componentes do modelo  $\pi$  obtidos anteriormente somente são válidos se  $t = t^*$ , ou seja, somente quando  $t$  é real, que é o que se verifica para transformadores em que há mudança apenas da magnitude da tensão e não da fase da mesma.

No caso em que  $t \neq t^*$  tem-se um transformador defasador, com o qual é possível obter tanto a mudança da amplitude da tensão como de seu ângulo de fase e, com isso, regular a tensão e forçar o fluxo de potência (corrente) da forma desejada.

### EXEMPLO 4.3

Calcular os elementos do modelo  $\pi$  para um transformador de tensões 230-138 kV, potência 75 MVA e reatância 12,4 % (desprezando a resistência), considerando:

- relação nominal de transformação;
- a relação fora do nominal e o tap do transformador na posição 220 kV.

### SOLUÇÃO

Com a relação de transformação nominal

$$\dot{x}_T = j0,124 \times \frac{230^2}{75} = j87,46 \ \Omega$$

$$\dot{y}_T = \frac{1}{j87,46} = -j0,0114 \ \text{S}$$

$$A = \frac{230}{230} = 1,0000$$

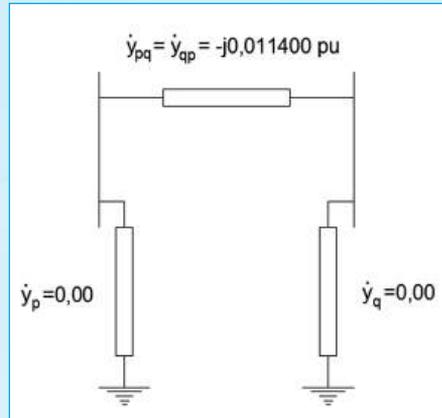
$$B = \frac{138}{138} = 1,0000$$

$$t = \frac{1,0000}{1,0000} = 1,0000$$

$$\dot{y}_p = 0,00$$

$$\dot{y}_q = 0,00$$

$$\dot{y}_{pq} = \dot{y}_{qp} = -j0,011400 \text{ pu}$$



### Com a relação de transformação fora da nominal

$$a = \frac{220}{230} = 0,9565$$

$$B = \frac{138}{138} = 1,0000$$

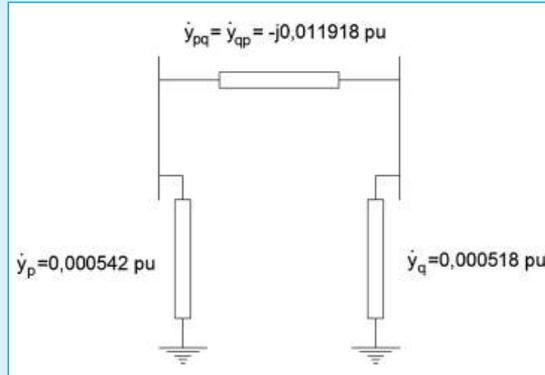
$$t = \frac{0,9565}{1,0000} = 0,9565$$

$$\dot{y}_p = \left( \frac{1 - 0,9565}{0,9565^2} \right) \times -j0,0114 = -j0,000542 \text{ pu}$$

$$y_q = \left( \frac{0,9565 - 1}{0,9565} \right) x - j0,0114 = j0,000518 \text{ pu}$$

$$\dot{y}_{pq} = -\frac{1}{0,9565} x - j0,0114 = -j0,011918 \text{ pu}$$

$$\dot{y}_{pq} = \dot{y}_{qp} = j0,011918 \text{ pu}$$



#### 4.2.4 Modelo de Transformador com Relação de Transformação Fora da Nominal Complexa (com defasamento – transformador defasador)

De forma semelhante aos transformadores com relação de transformação fora da nominal, o transformador com relação fora da nominal complexa pode ser representado por um autotransformador ideal como mostrado na Figura 4.16, porém, onde a relação de transformação é um número complexo.

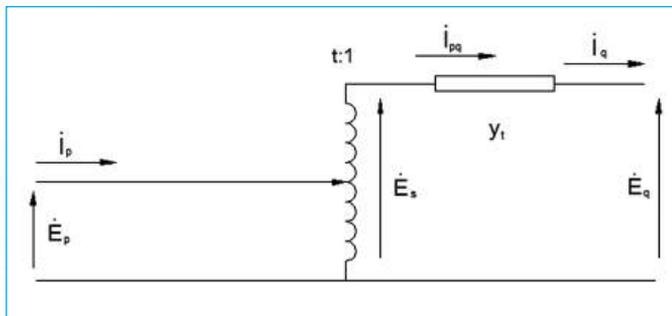


Figura 4.16 – Equivalente de transformador com relação fora da nominal complexa

Considerando-se as tensões do lado de alta e do lado de baixa em cada derivação, as respectivas tensões bases, que resultam em uma relação de transformação não nominal, e o defasamento angular da tensão, e admitindo que haja derivações de ambos os lados, obtém-se o valor da derivação  $t$  (ou tap), em pu:

$$\dot{t} = \frac{A|_{\alpha}}{B|_{\beta}} = t|_{\delta} \quad pu \quad (4.19)$$

onde:

$$\begin{aligned} \dot{A} &= \frac{\text{Tensão da derivação da AT}}{\text{Tensão nominal da AT}} \Big|_{\alpha} \\ \dot{B} &= \frac{\text{Tensão da derivação da BT}}{\text{Tensão nominal da BT}} \Big|_{\beta} \end{aligned} \quad (4.20)$$

Procedendo-se da mesma forma que para o transformador com relação de transformação fora da nominal, obtém-se o modelo  $\pi$  para o transformador defasador como mostrado na Figura 4.17 e os elementos do modelo da Equação 4.21.

$$\begin{aligned} \dot{y}_p &= \left( \frac{1}{|\dot{t}|^2} - \frac{1}{\dot{t}^*} \right) \dot{y}_T \\ \dot{y}_q &= \left( 1 - \frac{1}{\dot{t}} \right) \dot{y}_T \\ \dot{y}_{pq} &= \frac{1}{\dot{t}^*} \dot{y}_T \\ \dot{y}_{qp} &= \frac{1}{\dot{t}} \dot{y}_T \end{aligned} \quad (4.21)$$

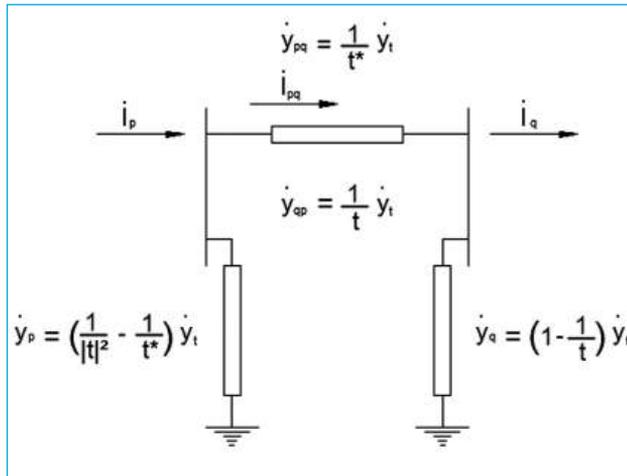


Figura 4.17 – Modelo  $\pi$  de transformador com relação fora da nominal complexa

#### EXEMPLO 4.4

Calcular os elementos do modelo  $\pi$  para um transformador defasador de tensões 230-138 kV, potência 75 MVA e reatância 12,4 % (desprezando a resistência), considerando a relação fora da nominal e o tap do transformador na posição 220 kV e um defasamento de  $5^\circ$ .

#### SOLUÇÃO

$$x_t = j0,124 \left( \frac{230^2}{75} \right) = j87,46 \ \Omega$$

$$y_t = \frac{1}{x_t} = \frac{1}{j87,46} = -j0,0114 \ S$$

$$\dot{A} = \frac{220}{230} \angle 5,0^\circ = 0,9565 \angle 5,0^\circ$$

$$\dot{B} = \frac{138}{138} \angle 0,0^\circ = 1,0000 \angle 0,0^\circ$$

$$\dot{t} = \frac{0,9565 \angle 5,0^\circ}{1,0000 \angle 0^\circ} \quad pu$$

$$\dot{t} = 0,9565 \angle 5,0^\circ = 0,9529 + j0,0834 \quad pu$$

$$\dot{t}^* = 0,9565 \angle -5,0^\circ = 0,9529 - j0,0834 \quad pu$$

$$\dot{y}_p = \left( \frac{1}{|\dot{t}|} - \frac{1}{\dot{t}^*} \right) \dot{y}_t$$

$$\dot{y}_p = \left( \frac{1}{0,9565^2} - \frac{1}{0,9565 \angle -5,0^\circ} \right) (0,0114 \angle -90,0^\circ)$$

$$\dot{y}_p = (1,0930 \angle 0,0^\circ - 1,0455 \angle 5,0^\circ) (0,0114 \angle -90,0^\circ) = 1,5071 \angle -150,5^\circ \quad pu$$

$$\dot{y}_q = \left( 1 - \frac{1}{\dot{t}} \right) \dot{y}_t$$

$$\dot{y}_q = \left( 1 - \frac{1}{0,9565 \angle 5,0^\circ} \right) (0,0114 \angle -90,0^\circ)$$

$$\dot{y}_q = (1,0000 \angle 0,0^\circ - 1,0455 \angle -5,0^\circ) (0,0114 \angle -90,0^\circ) = 1,1415 \angle 24,5^\circ \quad pu$$

$$\dot{y}_{pq} = \frac{1}{\dot{t}^*} \dot{y}_t$$

$$\dot{y}_{pq} = \left( \frac{1}{0,9565 \angle -5,0^\circ} \right) (0,0114 \angle -90,0^\circ)$$

$$\dot{y}_{pq} = (1,0455 \angle 5,0^\circ) (0,0114 \angle -90,0^\circ) = 1,1918 \angle -85,0^\circ \quad pu$$

$$\dot{y}_{pq} = 0,1039 - j1,1872 \quad pu$$

$$\dot{y}_{qp} = \frac{1}{t} \dot{y}_t$$

$$\dot{y}_{qp} = \left( \frac{1}{0,9565 \angle 5,0^\circ} \right) (0,0114 \angle -90,0^\circ)$$

$$\dot{y}_{qp} = (1,0455 \angle -5,0^\circ) (0,0114 \angle -90,0^\circ) = 1,1918 \angle -95,0^\circ \text{ pu}$$

$$\dot{y}_{qp} = -0,1039 - j1,1872 \text{ pu}$$

#### 4.2.5 Modelo de Autotransformador

Analisando-se o diagrama de ligação dos enrolamentos de um autotransformador, denominados **série** e **comum**, como mostrado na Figura 4.18, e considerando-se os resultados dos ensaios em vazio e em curto-circuito, verifica-se que a representação pode ser a mesma que para um transformador de dois (ou de três) enrolamentos, como mostrado na Figura 4.19, para o caso de relação de transformação nominal ou da Figura 4.20, quando a relação de transformação estiver fora da nominal.

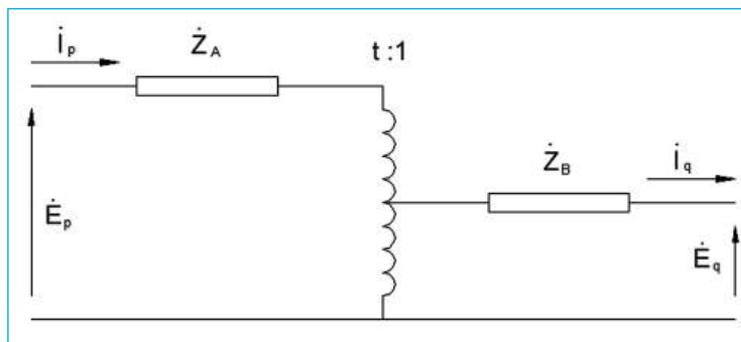


Figura 4.18 – Circuito representativo de um autotransformador

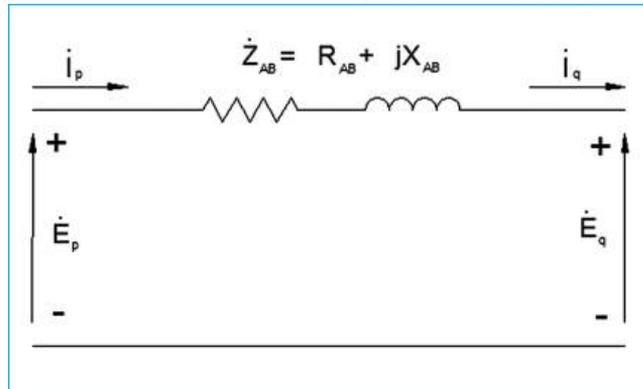


Figura 4.19 – Circuito equivalente de um autotransformador de dois enrolamentos

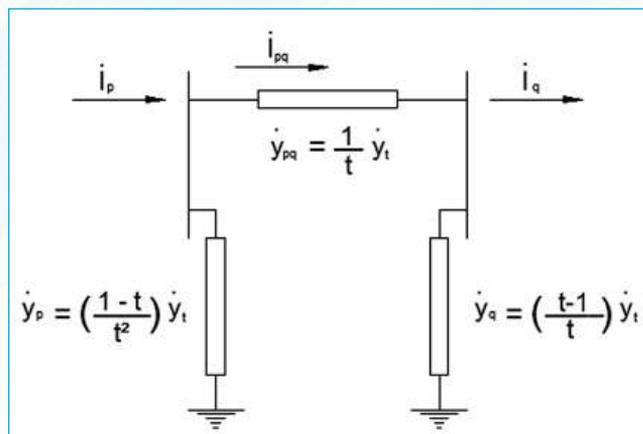


Figura 4.20 – Modelo  $\pi$  de autotransformador com relação fora da nominal

Os modelos apresentados para autotransformadores são adequados tanto para os estudos de regime permanente quanto para os estudos de transitórios eletromecânicos (estabilidade).

### 4.3 MODELOS DE GERADOR SÍNCRONO

Um gerador síncrono trifásico é constituído basicamente de uma parte fixa, denominada armadura ou estator (composta por 3 enrolamentos a, b e c deslocados entre si de 120 graus elétricos), e de uma parte móvel, denominada rotor, acoplada no eixo da turbina e girando no espaço circunscrito pelas bobinas da armadura. Se o rotor é cilíndrico, o espaço entre este e as bobinas da armadura (*air gap*) será uniforme em todos os pontos em torno do rotor.

As duas modalidades construtivas do rotor produzem características que influenciam a operação do sistema de modos diferentes. Nas máquinas de rotor de polos lisos, os condutores que formam o campo são alojados em ranhuras axiais ao longo do comprimento do rotor. Assim, a máquina é apropriada para operar com alta rotação (1800 ou 3600 rpm, para frequência de 60 Hz), sendo acionada por uma turbina a vapor e denominada como turbo-alternador. No rotor de polos salientes, os polos se projetam da superfície cilíndrica, operam com baixa rotação (60 a 300 rpm, para frequência de 60 Hz), sendo acionada por turbinas hidráulicas. A frequência da fem gerada e a velocidade de rotação e o número de polos estão relacionados pela Equação 4.22, onde  $n$  é a velocidade de rotação em rpm:

$$f = \left( \frac{np}{60} \right) \text{ Hz} \quad (4.22)$$

e  $p$  o número de pares de polos; logo, em igualdade de frequência, um hidrogerador apresenta um número de polos elevado.

Na análise de SEP torna-se necessário utilizar modelos, circuitos e equações representativas de geradores síncronos de forma diferente para estudos de regime permanente (fluxo de potência e curto-circuito) e para regime transitório ou dinâmico (estabilidade), tendo-se:

- a) representação para análise de fluxo de potência: regime permanente;
- b) representação para análise de curto-circuito: regime permanente e período transitório;
- c) representação para análise de estabilidade: regime permanente, regime transitório e regime dinâmico.

Para as análises de sistemas em regime transitório e dinâmico há, ainda, que utilizar modelos diferentes para geradores de polos lisos e de polos salientes.

Outro aspecto a considerar para a seleção do modelo a adotar nas análises é o tempo de simulação do fenômeno, sendo utilizados modelos mais simples para estudos de menor tempo de simulação, geralmente considerando apenas a primeira oscilação após o distúrbio, e modelos mais sofisticados para a análise de maiores tempos de simulação, em que é necessário representar ainda os reguladores de tensão e de velocidade dos geradores (como será visto no Capítulo 8 – Estabilidade).

### 4.3.1 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Permanente de Fluxo de Potência

Um sistema de transmissão é utilizado para transmitir a energia dos geradores às cargas a cada instante e, para isso, é necessário que a Equação 4.23 seja atendida, com a potência

total gerada sendo igual à soma da potência total das cargas e da potência total das perdas na transmissão, para que o sistema esteja na condição de regime permanente.

$$\sum P_{gerada} = \sum P_{carga} + \sum P_{perdas} \quad (4.23)$$

Para efeito de análise de fluxo de potência em regime permanente, em estudos de operação ou planejamento, os geradores são representados como uma fonte de potência ativa e tensão constantes nos terminais para suprir as cargas do sistema, também representadas como potências ativas e reativas constantes e invariáveis com a tensão do barramento, e as perdas calculadas na solução das equações do sistema (como será mostrado no Capítulo 6 – Fluxo de potência). Os geradores fornecem também potência reativa (indutiva ou capacitiva) ao sistema para compensar a potência reativa das cargas e das características do sistema de transmissão (potência reativa de indutâncias e capacitâncias de linhas e transformadores) e também para regular a tensão em seus terminais.

O modelo utilizado para os geradores nos estudos de fluxo de potência em regime permanente é de uma fonte de potência ativa constante e potência reativa variável e tensão constante nos terminais, como mostrado na Figura 4.21.

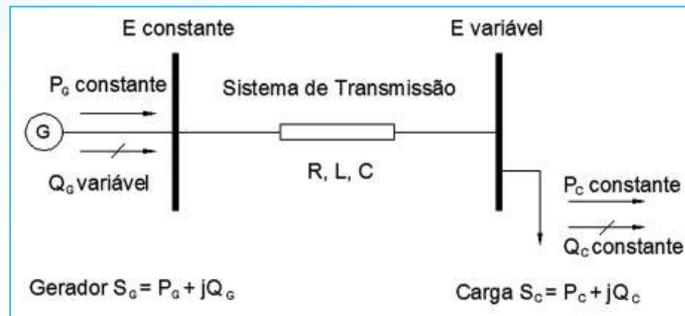


Figura 4.21 – Modelo de gerador

A tensão nos terminais é mantida constante com a excitação da máquina por meio do controle automático do regulador de tensão que fornece a potência reativa necessária (indutiva ou capacitiva) ao sistema. A manutenção da tensão constante nos terminais é possível somente enquanto a potência reativa solicitada pelo sistema estiver dentro da curva de capacidade do gerador, como mostra a Figura 4.22.

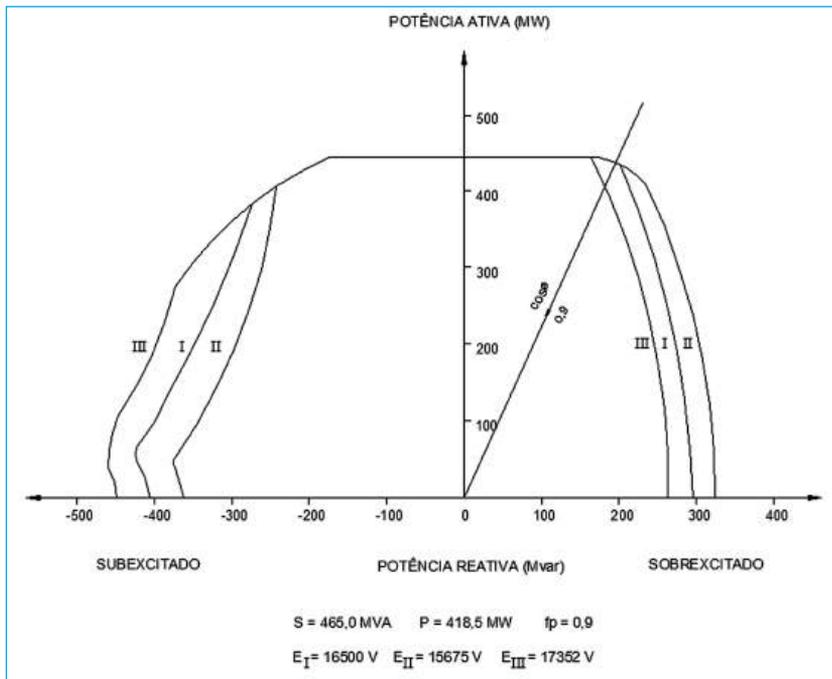


Figura 4.22 – Curva de capacidade de gerador  
 Fonte: Companhia Paranaense de Energia (1986).

A consideração de cargas representadas como potência constante permite que se tenha o mesmo valor total de carga a ser suprido pelos geradores do sistema, independentemente da configuração do sistema de transmissão e das tensões dos barramentos, ficando apenas um gerador com a potência ativa variável para atender ao balanço de potências da Equação 4.23 após o cálculo da potência total das perdas, evitando a variação das cargas com a variação das tensões dos barramentos, o que prejudicaria a análise da condição de operação do sistema, da potência transmitida pelas linhas de transmissão e nos transformadores e das tensões dos barramentos.

### 4.3.2 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Permanente de Curto-Circuito

Ao ocorrer um curto-circuito, rompe-se o equilíbrio entre geração e carga existente em regime permanente, como mostrado no item anterior, e a tensão no local do curto-circuito cai a zero. Os geradores que forneciam potência ativa para a carga passam a fornecer uma potência praticamente reativa, função da impedância indutiva entre o gerador e o ponto de curto, pois a impedância das cargas e das capacitâncias das linhas deixam de ter efeito,

já que a tensão cai a zero. A energia fornecida pelos geradores, inicialmente, é função da energia armazenada no campo magnético dos mesmos e a corrente que circula entre os geradores e o ponto de curto é função da tensão interna dos geradores e da impedância total entre a tensão interna dos geradores e o ponto de curto-circuito, impedância esta constituída pelas impedâncias dos geradores, linhas de transmissão e transformadores.

Nesta condição, tem-se a corrente de excitação do rotor mantendo a tensão interna no gerador e, no instante do curto-circuito, inicia a circulação da corrente de curto que causa um fluxo em sentido contrário (Lei de Lenz) levando à variação do fluxo ao longo do tempo, o que resulta em uma reatância variável com o tempo. A força eletromotriz, pela sua correspondência com o fluxo, permanece praticamente constante durante o período considerado para o curto-circuito. Assim, com a tensão interna constante e com a reatância variando com o tempo, tem-se uma corrente variável com o tempo, conforme mostrado na Figura 4.23 (como será visto no Capítulo 7 – Curto-Circuito).

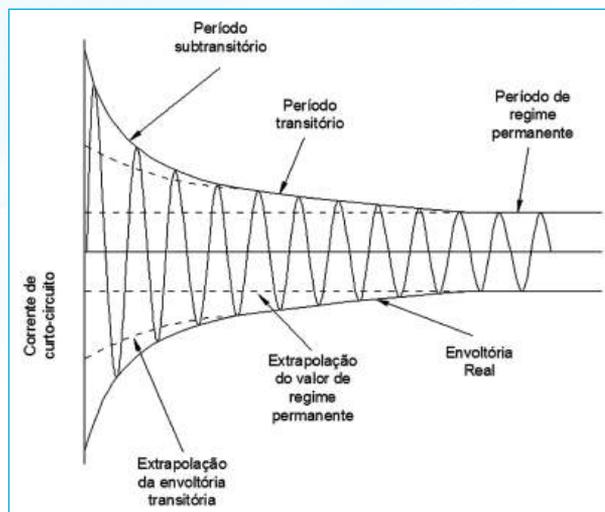


Figura 4.23 – Variação da corrente de curto-circuito em uma máquina síncrona

A passagem das tensões e correntes da condição de regime permanente para a condição de curto-circuito caracteriza um transitório, durante o qual há uma variação da amplitude da corrente devido à reação da armadura das máquinas, fazendo com que a amplitude da corrente varie de um valor máximo, que ocorre imediatamente após o curto, até um valor de regime, que ocorre alguns ciclos depois.

Em vista do comportamento da tensão interna, das correntes e reatâncias dos geradores durante o curto-circuito o modelo utilizado para os geradores nos estudos de curto-

circuito é de uma fonte de tensão interna constante atrás de uma reatância variável com o tempo, como mostrado na Figura 4.24.

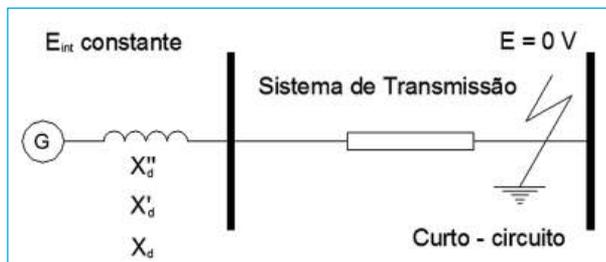


Figura 4.24 – Modelo de gerador para estudo de curto-circuito

Como a variação da corrente é contínua ao longo do tempo, utiliza-se uma maneira simplificada para calcular a corrente de curto-circuito considerando tempos típicos após o início do curto-circuito e calculando as correntes (conforme será visto no Capítulo 7 – Curto-Circuito) e com as Equações 4.24, determinando o valor das reatâncias para cada tempo considerado, que são designadas por reatância subtransitória, transitória e síncrona.

As reatâncias determinadas conforme supracitado são, então, utilizadas no modelo da Figura 4.24 para os cálculos de curto-circuito dos SEP conforme o valor de corrente que se deseje calcular (se no período subtransitório, transitório ou de regime), tomando como referência o tempo de abertura dos disjuntores que vão interromper estas correntes.

$$X_d'' = \frac{\dot{E}}{i_d''} \text{ reatância subtransitória}$$

$$X_d' = \frac{\dot{E}}{i_d'} \text{ reatância transitória} \quad (4.24)$$

$$X_d = \frac{\dot{E}}{i_d} \text{ reatância síncrona}$$

### 4.3.3 Modelo de Gerador Síncrono para Análise em Regime Transitório de Estabilidade

Quando um SEP (que estava operando em regime permanente, mantendo o equilíbrio entre a potência total gerada e a potência total das cargas mais as perdas do sistema) sofre um distúrbio como um curto-circuito, a perda ou a conexão de uma grande carga, a perda de uma linha de transmissão ou a perda de um gerador, ocorre um desbalanço no sistema

porque diversas variáveis ou parâmetros do fluxo de potência em regime permanente são alterados. Assim, a perda de uma linha de transmissão modifica a impedância do circuito entre os geradores, um curto-circuito altera a tensão, e o ângulo dos barramentos e a perda de um gerador produzem um desequilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida.

As alterações citadas anteriormente ocorrem rapidamente no sistema mudando a potência elétrica, porém, a potência mecânica fornecida aos geradores pelas turbinas hidro ou termo não varia com a mesma rapidez, e a diferença entre a potência fornecida no eixo dos geradores e a potência fornecida em seus terminais resulta em um torque acelerante (ou desacelerante) aplicado no rotor. Como as inércias dos diversos geradores são diferentes e também as potências mecânicas aplicadas aos rotores, os geradores mudam a velocidade angular e a posição dos rotores em relação a um rotor girando a velocidade síncrona, provocando alteração da potência fornecida e da tensão nos terminais. Este deslocamento angular pode ter uma grande magnitude e levar à perda de sincronismo entre os geradores do sistema e ao colapso do sistema.

Para determinar as condições que ocorrem no sistema durante os distúrbios e verificar sua estabilidade (em sincronismo) ou instabilidade, é necessário representar adequadamente os geradores, considerando as variações de velocidade e ângulo do rotor, da tensão em módulo e ângulo nos terminais e da potência fornecida ao sistema. Essas grandezas precisam ser determinadas instante a instante ao longo de um período de tempo que compreende a duração do fenômeno eletromecânico e, para tanto, são necessários modelos de máquinas síncronas que representem todas as variáveis envolvidas, a interação entre elas e possibilitem o cálculo da variação das mesmas ao longo do tempo.

Os enrolamentos da armadura dos geradores síncronos são colocados no estator, e no rotor são colocados os enrolamentos formando os polos do campo magnético. Para obter a frequência desejada, é necessário atender as condições da Equação 4.22 em termos de número de polos e de rotação do eixo sendo, então, utilizados rotores com polos salientes para geradores acionados por turbinas hidráulicas que têm menor rotação e rotores de polos lisos para geradores acionados por turbinas a vapor ou a gás que têm maior rotação.

Analisando a operação de um gerador com rotor de polos lisos e representando o efeito do fluxo da reação da armadura por uma reatância indutiva, tem-se o diagrama fasorial da Figura 4.25, onde:

$\dot{E}_f$  = tensão de excitação

$\dot{E}_{ar}$  = tensão da armadura

$\dot{E}_r$  = tensão no entreferro

$\phi_f$  = fluxo da excitação

$\phi_{ar}$  = fluxo da reação da armadura

$\phi_r$  = fluxo no entreferro

$i_{ar}$  = corrente da armadura

$X_\phi$  = reatância de magnetização

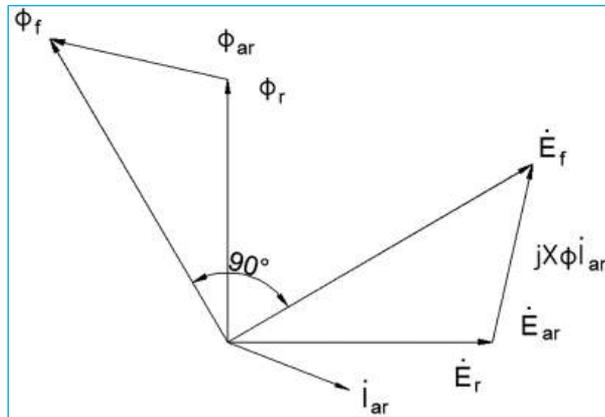


Figura 4.25 – Diagrama fasorial de gerador

tendo-se:

$$\dot{E}_{ar} = -jX_\phi i_{ar} \quad (4.25)$$

e:

$$\dot{E}_r = \dot{E}_f - jX_\phi i_{ar} \quad (4.26)$$

O circuito correspondente à Equação 4.26 é apresentado na Figura 4.26, onde a reatância de magnetização  $X_\phi$  representa a reação da armadura do gerador.

A tensão terminal  $\dot{E}_r$  do gerador é obtida pela diferença entre a tensão do entreferro  $\dot{E}_f$  e a queda de tensão na impedância da armadura  $Z_{ar} = r_a + jX_\ell$ , onde  $r_a$  é a resistência e  $X_\ell$  é a reatância de dispersão da armadura.

Considerando-se  $X_\phi$ ,  $r_a$  e  $X_\ell$  obtém-se a denominada impedância síncrona:

$$\dot{Z}_s = r_a + jX_s$$

onde:

$$X_s = X_\phi + X_l \quad (4.27)$$

tendo-se assim:

$$\dot{E}_f = \dot{E}_t + \dot{Z}_s \dot{I}_a \quad (4.28)$$

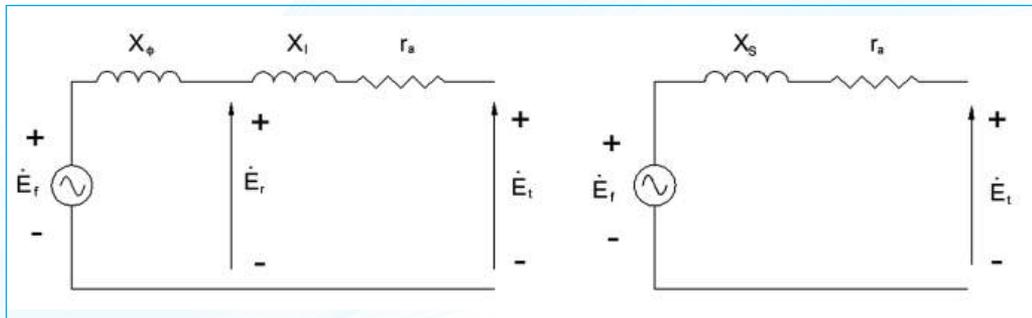


Figura 4.26 – Circuito representativo de gerador

A derivação dos modelos e equações adequados aos estudos de estabilidade (transitórios eletromecânicos) considera inicialmente uma máquina ideal – na qual somente são geradas tensões de frequência fundamental, equilibradas, sob velocidade síncrona e em regime permanente e sem saturação.

A Figura 4.27a apresenta a configuração de uma máquina síncrona com um par de polos salientes com o enrolamento de campo (configuração que pode ser utilizada para máquinas com mais de um par de polos se todos os ângulos forem medidos em graus elétricos ao invés de graus mecânicos).

Para a condição mostrada na Figura 4.27a, tem-se a linha de centro dos enrolamentos das fases, no estator, e no rotor dois eixos de simetria com um passando pela linha de centro do polo norte, denominado **eixo direto**, ou eixo **d**, e outro a 90° avançado, denominado **eixo em quadratura**, ou eixo **q** (da teoria desenvolvida por R. H. Park para máquinas síncronas).

Tendo em vista que máquinas de polos salientes têm enrolamentos amortecedores no rotor, esta configuração é mostrada na Figura 4.27b, com um no eixo direto e outro no eixo em quadratura.

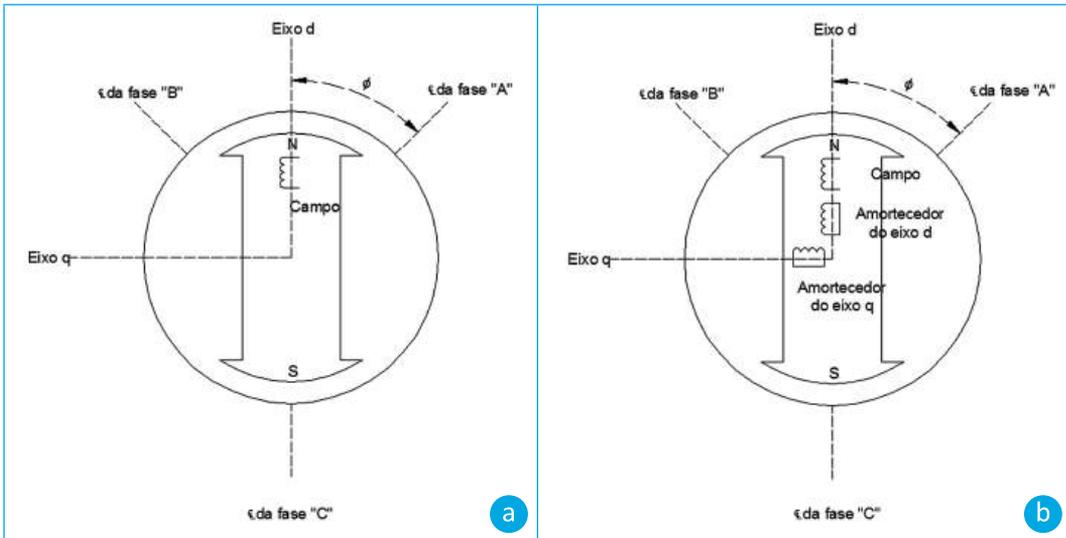


Figura 4.27 – Máquina síncrona – rotor com polos salientes

Nota: (a) enrolamentos de campo; (b) enrolamentos de campo e de amortecimento.

Em máquinas síncronas de polos lisos, o próprio rotor de aço sólido tem o mesmo efeito dos enrolamentos amortecedores dos rotores de polos salientes. Neste caso tem-se infinitos enrolamentos amortecedores que podem ser representados por um enrolamento no eixo direto e dois enrolamentos no eixo em quadratura.

Com a máquina operando em regime permanente e em sincronismo, não há correntes circulando nos enrolamentos amortecedores, porém, quando ocorre um distúrbio que leve o rotor a sair da velocidade síncrona, as correntes que circularão nestes enrolamentos produzirão torques elétricos que levarão ao amortecimento das oscilações e à manutenção da estabilidade.

Outro efeito a ser considerado na modelagem de máquinas síncronas é a saturação da corrente de excitação, que influi na determinação da tensão terminal da máquina tanto na condição de regime permanente como durante oscilações causadas por distúrbios.

Para a representação das máquinas síncronas nos estudos de estabilidade, utilizam-se três modelos, que permitem a representação da máquina com o grau de precisão necessário ao estudo, conforme mostrado a seguir.

O objetivo é representar a máquina por um circuito equivalente que retrate as características externas da máquina com razoável precisão. Os efeitos da reação da armadura e do fluxo de dispersão são simulados por duas reatâncias em série, como mostra a Figura 4.26, com

a reatância da associação sendo designada por reatância síncrona  $X_s$  e a resistência de fase do enrolamento da armadura  $r_a$  geralmente desprezada, face ao valor de  $X_s$ .

Para os modelos de máquinas síncronas desenvolvidos segundo a teoria de R. H. Park, as reatâncias de eixo direto levam o subíndice  $d$ , e as de eixo em quadratura levam o subíndice  $q$ , o mesmo sendo utilizado para as constantes de tempo. As reatâncias, bem como as constantes de tempo, são também determinadas para os períodos transitório e subtransitário, sendo utilizados os sobreíndices  $'$ , cujos símbolos e equações são mostrados no Adendo deste capítulo.

#### 4.3.3.1 Modelo I

O modelo I é a representação clássica de máquinas síncronas para estudos de estabilidade, como mostrado na Figura 4.28, para o qual:

- assume-se que fluxo da excitação permanece constante, assim como a tensão interna atrás da reatância transitória;
- despreza-se o efeito dos enrolamentos de amortecimento.

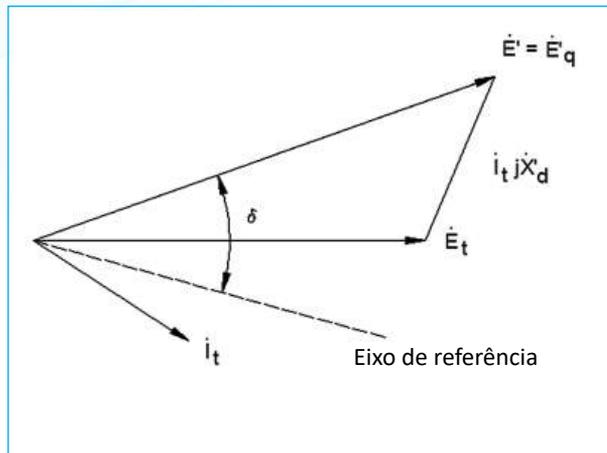


Figura 4.28 – Modelo I de máquinas síncronas

Neste modelo é necessário determinar a tensão atrás da reatância transitória, pela Equação 4.28, e a aceleração do rotor, pela solução da equação de oscilação (equação diferencial, que será vista no Capítulo 8 – Estabilidade), cujos símbolos e equações são mostrados no Adendo deste capítulo.

### 4.3.3.2 Modelo II

O modelo II é a representação clássica de máquinas síncronas para estudos de estabilidade, como mostrado na Figura 4.29, para o qual:

- a) considera-se o efeito da variação do fluxo da excitação;
- b) representa-se o efeito de um enrolamento amortecedor no eixo em quadratura.

Neste modelo é necessário resolver outras equações e a aceleração do rotor, pela solução da equação de oscilação, cujos símbolos e equações são mostrados no Adendo deste capítulo.

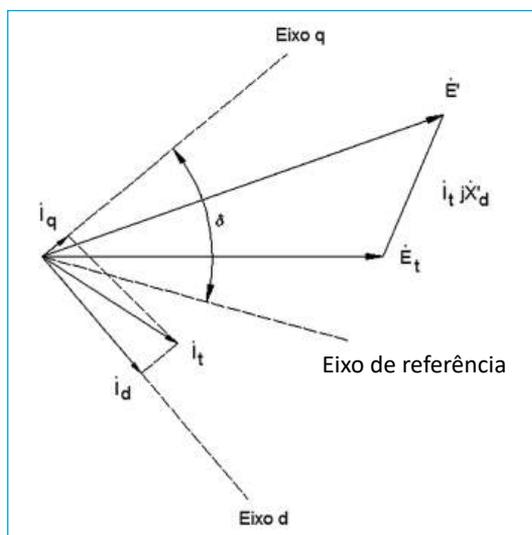


Figura 4.29 – Modelo II de máquinas síncronas

### 4.3.3.3 Modelo III

O modelo III é a representação clássica de máquinas síncronas para estudos de estabilidade, como mostrado na Figura 4.30, para o qual:

- a) considera-se o efeito da variação do fluxo da excitação;
- b) representa-se o efeito dos enrolamentos amortecedores nos eixos direto e em quadratura.

Neste modelo é necessário resolver outras equações e a aceleração do rotor, pela solução da equação de oscilação, cujos símbolos e equações são mostrados no Adendo deste capítulo.

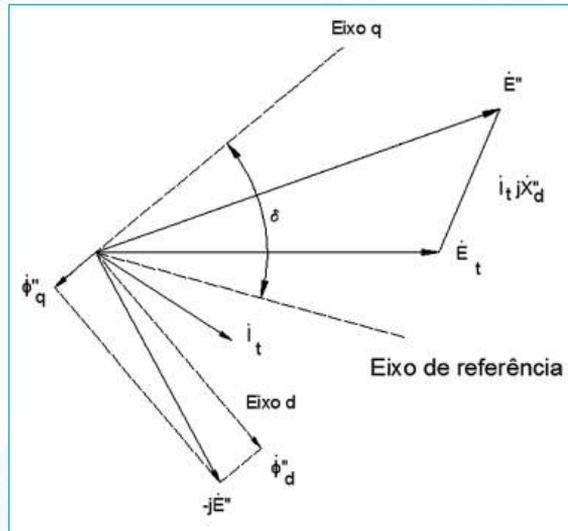


Figura 4.30 – Modelo III de máquinas síncronas

A relação tensão no estator para a corrente de campo não é linear, pois, a partir de um certo valor de corrente, ocorre o efeito de saturação. A saturação tem um efeito significativo sobre o valor real da corrente de campo necessária para obter um determinado valor de tensão terminal. Este efeito é importante também quando é representado o sistema de excitação da máquina e o regulador de tensão, como no caso dos modelos II e III.

A característica em vazio é a curva que dá a tensão do estator em função da corrente de excitação, com a máquina girando na velocidade síncrona e em vazio. A característica de curto-circuito é a curva que relaciona a corrente de curto-circuito do estator com a de excitação para a máquina girando com sua velocidade síncrona e com os terminais da armadura curtos circuitados. Na Figura 4.31 estão representadas essas curvas para uma máquina síncrona.



### EXEMPLO 4.5

Um gerador síncrono de polos salientes (para turbinas hidráulicas) de potência 70 MVA, tensão 13,8 kV e fator de potência 0,90 – indutivo e capacitivo – tem como parâmetros reatância síncrona  $X_d = 145,77\%$ ; reatância transitória  $X'_d = 36,44\%$ ; reatância subtransitória  $X''_d = 25,51\%$ ; resistência  $R_a = 0,20\%$ .

Calcular a tensão interna da máquina atrás da reatância síncrona para a condição de regime permanente e potência, tensão e fator de potência indutivo nominais nos terminais.

### SOLUÇÃO

$$X_d = \left( \frac{145,77}{100} \right) \left( \frac{13,8^2}{70} \right) = 2,7760 \ \Omega$$

$$X'_d = \left( \frac{36,44}{100} \right) \left( \frac{13,8^2}{70} \right) = 0,6940 \ \Omega$$

$$X''_d = \left( \frac{25,51}{100} \right) \left( \frac{13,8^2}{70} \right) = 0,4858 \ \Omega$$

$$R_a = \left( \frac{0,20}{100} \right) \left( \frac{13,8^2}{70} \right) = 0,0038 \ \Omega$$

$$\dot{S}_t = 70,0 \angle 25,8419^\circ \text{ MVA} = 63,0000 \text{ MW} + j30,5123 \text{ Mvar}$$

$$\dot{S}_t = \sqrt{3} \dot{E}_t \dot{i}_t^*$$

$$\dot{i}_t^* = \left( \frac{70,0 \angle 25,8419^\circ}{\sqrt{3} (13800)} \right) = 2928,5883 \angle 25,8419^\circ$$

$$\dot{i}_t = 2928,5883 \angle -25,8419^\circ \text{ A}$$

$$\dot{E}' = \dot{E}_t + \dot{X}_d \dot{i}_t$$

$$\dot{E}' = 13800,0 \angle 0,0^\circ + (2,7760 \angle 90,0^\circ) (2928,5883 \angle -25,8419^\circ)$$

$$\dot{E}' = 18823,8808 \angle 22,8735^\circ \text{ V}$$

#### EXEMPLO 4.6

Um gerador síncrono de polos salientes (para turbinas hidráulicas) de potência 70 MVA, tensão 13,8 kV e fator de potência 0,90 – indutivo e capacitivo – tem como parâmetros reatância síncrona  $X_d = 145,77\%$ ; reatância transitória  $X'_d = 36,44\%$ ; reatância subtransitória  $X''_d = 25,51\%$ ; resistência  $R_a = 0,20\%$ . Os coeficientes da equação da curva de saturação em vazio são:  $A_g = 0,01$  e  $B_g = 8,52$ .

Calcular os valores e traçar a curva de saturação – tensão de saturação versus corrente de carga em vazio – para valores de tensão do estator entre 50% e 150% da nominal.

#### SOLUÇÃO

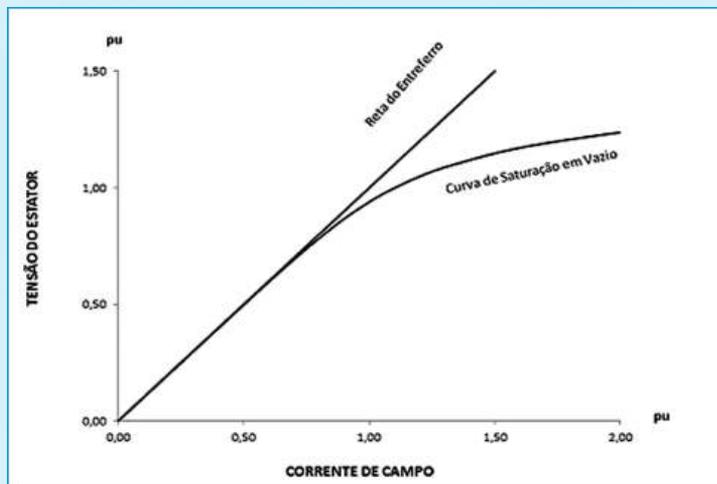
$$\dot{X}'_d = 0,6940 \Omega \quad \dot{E}_t = 13800,0 \angle 0,0^\circ \text{ V} \quad \dot{i}_t = 2928,5883 \angle -25,8419^\circ \text{ A}$$

$$\dot{E}' = \dot{E}_t + \dot{X}'_d \dot{i}_t \quad \Delta I_f = A_g e^{[B_g(E' - 0,8)]} \quad E' = \frac{E' [\text{kV}]}{E_t [\text{kV}]} \text{ pu}$$

$E_t$ (pu)	$E'$ (kV)	$\phi$	$E'_q$ (pu)	$I_{fef}$ (pu)	$\Delta I_f$	$I_f$ (pu)
0,50	7,9979	$\angle 13,221^\circ$	0,5796	0,50	0,0015	0,5015
0,60	9,3467	$\angle 11,2859^\circ$	0,6773	0,60	0,0035	0,6035
0,70	10,7034	$\angle 9,8400^\circ$	0,7756	0,70	0,0081	0,7081
0,80	12,0654	$\angle 8,7200^\circ$	0,8743	0,80	0,0188	0,8188
0,90	13,4310	$\angle 7,8275^\circ$	0,9733	0,90	0,0437	0,9437

$E_t$ (pu)	$E'$ (kV)	$\phi$	$E'_q$ (pu)	$I_{fef}$ (pu)	$\Delta I_f$	$I_f$ (pu)
1,00	14,7994	$\angle 7,0998^\circ$	1,0724	1,00	0,1018	1,1018
1,10	16,1697	$\angle 6,4954^\circ$	1,1717	1,10	0,2373	1,3373
1,20	17,5416	$\angle 5,9855^\circ$	1,2711	1,20	0,5535	1,7535
1,30	18,9146	$\angle 5,5496^\circ$	1,3706	1,30	1,2921	2,5929
1,40	20,2885	$\angle 5,1727^\circ$	1,4702	1,40	3,0190	4,4190
1,50	21,6633	$\angle 4,8436^\circ$	1,5698	1,50	7,0535	8,5535

Base de tensão para cálculo em pu  $E_t = 13,8$  kV



#### 4.4 MODELOS DE REGULADORES DE TENSÃO E DE VELOCIDADE

Quando ocorre um distúrbio no sistema elétrico, surge uma variação de correntes e tensões em todo o sistema atingindo os terminais dos geradores – máquinas síncronas – que estão em equilíbrio mantendo a tensão terminal com uma corrente de excitação e mantendo a potência fornecida nos terminais com uma potência fornecida no eixo pela turbina.

A variação da potência e da corrente nos terminais leva à variação da tensão nos terminais da máquina, com a tensão interna mantendo-se constante, e a variação da potência nos terminais leva ao aparecimento de uma potência acelerante no eixo do rotor, devido à

diferença entre a potência fornecida no eixo e a potência fornecida nos terminais, pois nem a tensão interna nem a potência fornecida no eixo podem variar instantaneamente.

#### 4.4.1 Reguladores de Tensão

Para manter a tensão terminal de uma máquina síncrona em seu valor anterior ao distúrbio é necessário variar a corrente de excitação. Para isso, são utilizados reguladores de tensão que, comparando a tensão nos terminais quando ocorre o distúrbio, com a tensão de referência, anterior ao distúrbio ou a tensão nominal, variam a corrente de excitação e corrigem a tensão terminal.

A Figura 4.32 mostra um modelo típico utilizado para representar um regulador de tensão em simulações de distúrbio em estudos de estabilidade de sistemas.

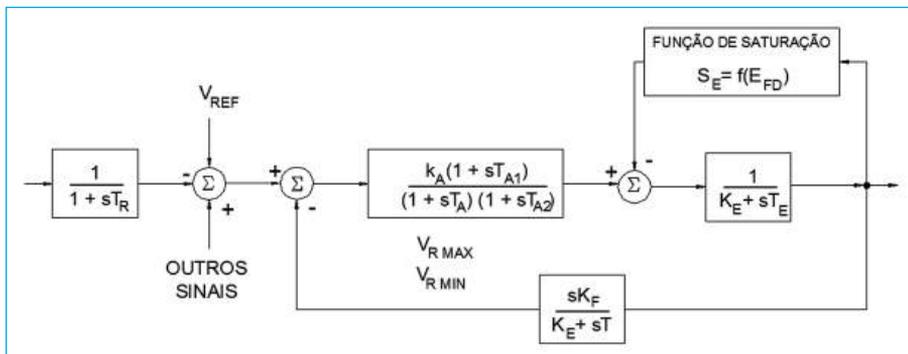


Figura 4.32 – Modelo de regulador de tensão para uma máquina síncrona

#### 4.4.2 Reguladores de Velocidade

Os reguladores de velocidade são utilizados para variar a potência fornecida no eixo do rotor das máquinas síncronas de forma a eliminar, ou diminuir, a diferença entre a potência fornecida no eixo e a potência fornecida nos terminais que causam a aceleração (ou desaceleração), das máquinas e que causam oscilações de potência levando à instabilidade do sistema.

A Figura 4.33 mostra um modelo típico utilizado para representar um regulador de velocidade, e a dinâmica das turbinas hidráulicas ou a vapor, em simulações de distúrbio em estudos de estabilidade de sistemas.

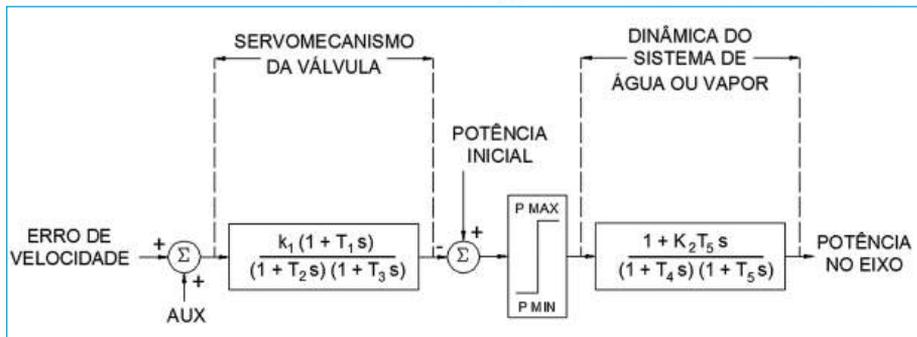


Figura 4.33 – Modelo de regulador de velocidade para uma máquina síncrona

## 4.5 MODELOS DE CARGA

Pode-se conceituar carga de um sistema elétrico como qualquer dispositivo elétrico que consuma energia ativa e reativa do sistema transformando-a em outro tipo de energia luminosa, mecânica, calorífica, etc. Como definido pelo Operador Nacional do Sistema (2016, p. 12), carga de demanda é a “Potência elétrica média solicitada por um equipamento, barramento, subestação, agentes da operação, subsistema ou sistema elétrico, durante um determinado intervalo de tempo. Diz-se, também, demanda”. Sendo assim, as perdas do sistema elétrico são também cargas.

Quando se está tratando da análise e operação de um SEP, a carga deste surge como um parâmetro de altíssimo interesse e importância, visto que o objetivo básico do sistema é atender os consumidores, com a energia fornecida pelos geradores, dentro dos padrões adequados de qualidade, confiabilidade e continuidade.

Dentre os vários parâmetros de um SEP, a carga absorvida pelos consumidores é a de determinação numérica mais difícil. O valor da carga varia de segundo em segundos e, em milhões de consumidores, cada um absorvendo energia de acordo com sua exigência individual, a determinação das exigências futuras é um problema estatístico. Essa curva (de valores futuros) é uma indicação das condições econômicas do país e dos hábitos sociais da população.

A composição da carga total do sistema pode, a grosso modo, ser dividida em usuários industriais, comerciais e residenciais, apresentando diferentes curvas de carga (potência) ao longo do tempo (dia) e características elétricas destas cargas como motores ou iluminação. As cargas, em termos de quantidade, característica e comportamento, influem no projeto e na operação do sistema de potência, quer eletricamente, quer economicamente.

A modelagem adequada das cargas é necessária porque variam de valor em função da variação da tensão e da frequência das barras de um sistema. Enquanto a variação da

tensão pode ser de  $\pm 5\%$  na maioria dos sistemas, a variação da frequência pode ser de  $\pm 0,1$  Hz.

Considerando o comportamento da carga composta de um SEP com a tensão e com a frequência, tem-se:

$$\begin{aligned} P &= g(E, f) \\ Q &= h(E, f) \end{aligned} \quad (4.30)$$

e, como a variação da frequência é mínima, os modelos resumem-se a funções dependentes apenas da magnitude da tensão. O modelo polinomial (denominado ZIP – impedância, corrente, potência) e exponencial é o mais utilizado, sendo:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_p} \\ Q &= Q_0 \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_q} \end{aligned} \quad (4.31)$$

onde:

$E$  = tensão do barramento

$E_0$  = tensão de referência

$P, Q$  = potência ativa e reativa

$P_0, Q_0$  = potência ativa e reativa na tensão de referência

$\alpha_p, \alpha_q$  = fator de sensibilidade da potência ativa e reativa

Tendo-se três casos particulares para o modelo exponencial:

- impedância constante, onde a variação da potência consumida é função do quadrado da tensão,  $\alpha_p = \alpha_q = 2$ , como, por exemplo, aquecedores ou mesmo a carga geral de um SEP;
- corrente constante, onde a variação da potência consumida é função linear da tensão,  $\alpha_p = \alpha_q = 1$  como, por exemplo, lâmpadas fluorescentes;
- potência constante, onde a potência consumida independe da variação da tensão,  $\alpha_p = \alpha_q = 0$ , como, por exemplo, motores síncronos e de indução.

A variação geral da carga global de um SEP com a tensão pode ser caracterizada pela expressão genérica:

$$P = P_{0,1} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,1}} + P_{0,2} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,2}} + P_{0,3} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,3}} \quad (4.32)$$

$$Q = Q_{0,1} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,1}} + Q_{0,2} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,2}} + Q_{0,3} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,3}}$$

Os programas computacionais permitem a representação matemática do tipo de carga dos barramentos com relação a sua dependência com a tensão (normalmente utilizado apenas nos programas de simulação de estabilidade). A Figura 4.34 mostra o comportamento das cargas com a variação da tensão para duas condições: variação da corrente com a tensão e variação da potência aparente com a tensão.

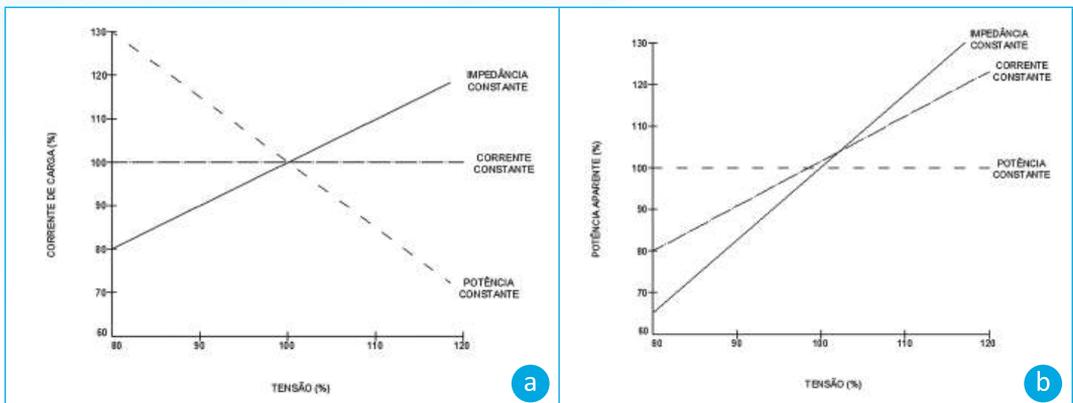


Figura 4.34 – Comportamento de três tipos de carga com a tensão

Nota: (a) variação da corrente com a tensão; (b) variação da potência aparente com a tensão.

Usualmente nesses estudos representa-se a carga numa subestação, onde ela é uma carga composta, constituída por consumidores residenciais, comerciais e industriais. Levantamentos estatísticos têm mostrado que a composição típica das cargas de um SEP, parcelas  $P$  e  $Q$  têm valores como mostrado nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1 – Valores típicos das parcelas componentes da carga do modelo ZIP

Motores de indução	50% a 70%
Iluminação e aquecimento	20% a 25%
Motores síncronos	5% a 10%
Perdas na transmissão	2% a 3%

Tabela 4.2 – Valores típicos das parcelas componentes da carga do modelo ZIP de uma montadora de veículos (com potência da ordem de 50 MVA)

Motores assíncronos	75%
Retificadores	5%
Iluminação	10%
Fornos	5%
Soldagem	5%

Os valores típicos de  $\alpha_p, \alpha_q$  para alguns aparelhos e equipamentos elétricos são mostrados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Valores típicos dos parâmetros de componente de carga do modelo exponencial

(continua)

Componente de carga	$\alpha_p$ (Potência ativa)	$\alpha_q$ (Potência reativa)
Resistência para aquecimento ambiente	2,00	0,00
Bomba do sistema de aquecimento	0,20	2,50
Bomba de ar condicionado	0,20	2,50
Ar condicionado central	0,20	2,20
Ar condicionado para quartos	0,20	2,50
Aquecedor de água	2,00	0,00
Refrigerador e freezer	0,80	2,50
Lava-louças	1,80	3,50
Máquina de lavar roupas	0,08	1,60
Máquina de secar roupas	2,00	3,30

Tabela 4.3 – Valores típicos dos parâmetros de componente de carga do modelo exponencial (conclusão)

Componente de carga	$\alpha_p$ (Potência ativa)	$\alpha_q$ (Potência reativa)
Lâmpada incandescente	1,54	0,00
Lâmpada fluorescente convencional	2,07	3,21
Lâmpada fluorescente compacta	0,95-1,03	0,31-0,46
Pequenos motores industriais	0,10	0,60
Grandes motores industriais	0,06	0,50
Bomba d'água para irrigação	1,40	1,40

#### 4.5.1 Modelo de Carga para Análise em Regime Permanente de Fluxo de Potência

A análise de fluxo de potência em um sistema em regime permanente visa determinar a distribuição de corrente nos ramos – linhas e transformadores – vinda dos geradores para atender as cargas. Para maior facilidade de análise, as correntes são colocadas na forma de potência, o que permite trabalhar com todas as variáveis na forma de potência nos geradores, linhas, transformadores e cargas.

Para estudos e simulações, as cargas são consideradas como um valor fixo a ser suprido em um dado momento de uma curva de carga diária, quer seja no presente, no caso da operação do sistema, quer seja no futuro, no caso do planejamento do sistema.

Considerando que a tensão das barras varia com a curva de carga, as cargas também variam ao longo do tempo, não sendo mais um valor fixo e, assim, a potência fornecida pelos geradores e que circula nas linhas e transformadores também varia.

As cargas podem também variar com a frequência, dependendo do tipo. Como em regime permanente a frequência é mantida constante (a menos de variações mínimas causadas pela maior ou menor potência solicitada dos geradores), considera-se a frequência como constante e, assim, as cargas invariáveis com a frequência.

Para evitar a dificuldade de análise na simulação de uma condição do sistema em que uma carga projetada com maior valor resulte em um menor valor, quando determinada uma tensão inferior à nominal na barra de suprimento da carga, convencionou-se representar as cargas nos estudos de fluxo de potência de sistemas sempre como tipo potência constante. Esta condição, por sua vez, leva a resultados mais conservadores.

## 4.5.2 Modelo de Carga para Análise em Regime Permanente de Curto-Circuito

Na ocorrência de um curto-circuito, a tensão no local cai a zero, e para valores muito próximos de zero na região em torno até uma distância considerável. Assim, pode-se considerar que a carga, e a corrente da carga, cai a zero e, portanto, a carga pode ser desconsiderada nos estudos de curto-circuito. Outra razão para desconsiderar a corrente da carga em estudos de curto-circuito é que o valor da corrente de carga é muito pequeno comparado com o valor da corrente de curto-circuito.

No caso de cargas com grandes motores síncronos ou grandes motores de indução, é necessário modelar estas cargas como geradores (como será visto no Capítulo 7 – Curto-Circuito) porque, quando a tensão cai a zero, os motores, com a massa girante dos rotores, e com excitação no caso de motores síncronos, passam a entregar a energia armazenada na forma de corrente fornecida para o ponto de curto-circuito, aumentando a corrente total de curto-circuito.

## 4.5.3 Modelo de Carga para Análise em Regime Transitório e Dinâmico de Estabilidade

Em caso de uma anormalidade no sistema como no caso de um impacto severo causado por um curto-circuito, ligação ou desligamento de uma grande carga, desligamento de um gerador ou desligamento de uma linha de transmissão, tem-se um desbalanço entre geração e carga causando um desequilíbrio entre a potência elétrica fornecida nos terminais dos geradores e a potência mecânica fornecida nos eixos, e inicia um transitório que causa uma oscilação nos rotores das máquinas síncronas devida aos conjugados de aceleração e desaceleração que atuam nestes rotores. Se estes conjugados são suficientemente altos para fazer alguns dos rotores oscilar o suficiente para deslizar um polo, o sincronismo será perdido, ocorrendo uma instabilidade no sistema. Para assegurar a estabilidade do SEP, outro ponto de equilíbrio deve ser atingido antes que as máquinas sofram oscilações de tal amplitude.

A potência mecânica no eixo do gerador se mantém constante logo após o distúrbio e começa a variar pela atuação do regulador de velocidade da máquina, cuja constante de tempo é grande. Já a potência elétrica nos terminais dos geradores varia rapidamente e é função das condições do distúrbio ocorrido (curto-circuito, desligamento, etc.) que leva a uma redistribuição do fluxo de potência nas linhas e transformadores do sistema e que tem como consequência a variação da tensão dos barramentos e também a variação da frequência no sistema todo. Surge, assim, uma potência acelerante (ou desacelerante) nos rotores dos geradores que levam a oscilações de potência no sistema e a variações de tensão e de frequência nos barramentos.

Durante as oscilações de potência no sistema, as cargas estáticas (aparelhos estáticos ou pequenos motores de indução) variam pouco com a frequência e muito com a tensão, ao passo que as cargas dinâmicas (motores síncronos ou grandes motores de indução) variam muito com a frequência e pouco com a tensão. Para efeitos práticos, e devido à pequena variação da frequência, considera-se apenas a variação das cargas com a variação da tensão.

As variações de tensão e de frequência nos barramentos do sistema levam a variações das cargas nestes barramentos, o que leva à variação da potência elétrica nos terminais dos geradores e que causam maior ou menor desequilíbrio entre a potência mecânica e a potência elétrica e levando às oscilações nos rotores, podendo causar instabilidade no sistema.

Para os estudos de estabilidade do sistema, é necessário representar as cargas por modelos que considerem a variação da carga com a tensão, instante a instante e durante todo o período de simulação do transitório.

#### EXEMPLO 4.7

A carga de uma subestação de 230 kV, que supre uma região urbana e uma região industrial próxima, é de 120,5 MVA com fator de potência indutivo de 0,96 e com tensão nominal. A característica da carga é de 75% residencial, que pode ser considerada como iluminação e aquecimento, e de 25% industrial, como motores de indução.

Calcular o valor da carga total quando ocorre uma variação de tensão de -15% durante um distúrbio no sistema. Utilizar o modelo ZIP.

#### SOLUÇÃO

##### Carga total inicial

$$\text{Carga total: } |S| = 120,50 \text{ MVA} \quad \left\{ \begin{array}{l} 75\% \text{ residencial } (Z_{cte}) \rightarrow \text{Carga 1} \rightarrow |S_1| = 90,375 \text{ MVA} \\ 25\% \text{ industrial } (P_{cte}) \rightarrow \text{Carga 2} \rightarrow |S_2| = 30,125 \text{ MVA} \end{array} \right.$$

$$E_o = 230,00 \text{ kV} \quad \Delta E = -15\% \quad E = 195,50 \text{ kV}$$

$$fp = \cos \phi = \frac{P}{S} \quad fp = 0,96 \quad \cos \phi = 0,96 \quad \phi = 16,26^\circ$$

$$\text{Carga 1: } \begin{cases} |\dot{S}_1| = 90,375 \text{ MVA} \\ \phi_1 = 16,26^\circ \\ \dot{S} = 90,375 \angle 16,26^\circ \text{ MVA} = 86,76 \text{ MW} + j25,30 \text{ Mvar} \end{cases}$$

$$\text{Carga 2: } \begin{cases} |\dot{S}_2| = 30,125 \text{ MVA} \\ \phi_1 = 16,26^\circ \\ \dot{S} = 30,125 \angle 16,26^\circ \text{ MVA} = 28,92 \text{ MW} + j8,43 \text{ Mvar} \end{cases}$$

$$P = P_{0,1} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,1}} + P_{0,2} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,2}} + P_{0,3} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{p,3}}$$

$$P = 86,76 \times 10^6 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^2 + 0,00 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^1 + 28,92 \times 10^6 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^0$$

$$P = 91604100 \text{ W} = 91,60 \text{ MW}$$

$$Q = Q_{0,1} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,1}} + Q_{0,2} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,2}} + Q_{0,3} \left( \frac{E}{E_0} \right)^{\alpha_{q,3}}$$

$$Q = 25,30 \times 10^6 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^2 + 0,00 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^1 + 8,43 \times 10^6 \left( \frac{195,50 \times 10^3}{230,00 \times 10^3} \right)^0$$

$$Q = 26709250 \text{ var} = 26,71 \text{ Mvar}$$

### Carga total final

$$S = P + jQ$$

$$S = 91,60 \text{ MW} + j26,71 \text{ Mvar}$$

$$S = 95,41 \angle 16,26^\circ \text{ MVA}$$

$$\text{CARGA TOTAL} = 95,41 \text{ MVA}$$

## 4.6 MODELOS DE RELÉS

As linhas de transmissão são protegidas por relés, para serem desligadas na ocorrência de curto-circuito. Quando ocorrem distúrbios no sistema, as variações de tensão e potência nos vários pontos do sistema poderão levar à operação de vários relés e ao desligamento de várias linhas.

Em simulações do sistema para estudos de estabilidade é necessário representar o funcionamento dos relés de linhas de transmissão por meio de modelos adequados, que são de cinco tipos e que são utilizados para as simulações de estabilidade:

- a) relé de impedância;
- b) relé direcional de sobrecorrente;
- c) relé de perda de sincronismo;
- d) relé de sobrepotência;
- e) relé de subfrequência.

Estes modelos não são objeto deste capítulo e não serão apresentados.

### PROBLEMAS

1. Uma linha de transmissão de 138 kV, circuito simples, com um cabo ACSR 397,5 MCM por fase, tem 97 km de comprimento e seus parâmetros são  $R = 0,1611 \Omega / \text{km}$ ;  $L = 0,0013 \text{ H/km}$ ;  $C = 8,8587 \times 10^{-9} \text{ F/km}$ . A linha atende uma carga de 76,0 MW com fator de potência 0,97 indutivo sob tensão nominal.

Calcular a tensão e a corrente no emissor da linha considerando o modelo  $\pi$  e as equações para:

- a) parâmetros distribuídos;
- b) parâmetros concentrados;
- c) parâmetros concentrados corrigidos.

Calcular o erro percentual das tensões calculadas nos casos b) e c) em relação aos resultados do cálculo do caso a) com o modelo exato.

Comparar os resultados obtidos para esta linha com os do Exemplo 4.1. O erro resultante com o cálculo utilizando parâmetros concentrados é significativo para a linha de 138 kV? É justificável a utilização do cálculo com parâmetros distribuídos para linhas com características semelhantes à de 138 kV? E para a linha de 500 kV?

2. Um transformador de três enrolamentos tem as tensões 138/34,5/13,8 kV, as potências 40,0/40,0/15,0 MVA e as reatâncias  $X_A = 70,0 \Omega$ ,  $X_M = 15,0 \Omega$ ,  $X_B = 50,0 \Omega$ , valores já referidos à alta tensão e em uma mesma base de potência.

Calcular as reatâncias  $X_{AB}$ ,  $X_{MB}$ ,  $X_{AM}$  em valores percentuais correspondentes aos valores obtidos do ensaio de curto-circuito.

Comparar com o valor percentual da reatância  $X_{AB}$  do transformador do Exemplo 4.2 e analisar o efeito desta reatância sob a operação em termos de queda de tensão deste transformador. Qual a razão da diferença das reatâncias percentuais destes transformadores?

3. Calcular os elementos do modelo  $\pi$  para o transformador do Exemplo 4.3 para a relação fora do nominal e o tap do transformador na posição 240 kV.

Comparar os valores obtidos e as características dos elementos do modelo  $\pi$  (em termos de admitâncias indutivas e capacitivas).

## REFERÊNCIAS

- BARTHOLD, L. O.; REPPEN, N. D.; HEDMAN, D. E. **Análise de circuitos de sistemas de potência**. 2. ed. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 1983.
- BROWN, H. E. **Solution of large networks by matrix methods**. New York: Wiley Interscience, 1975.
- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Curva de capacidade de um gerador da Usina Governador Bento Munhoz (Foz do Areia)**. Curitiba, 1986.
- EL-HAWARY, M. E. **Electric power systems design and analysis**. New York: John Wiley & Sons, 1983.
- IEEE. Computer representation of excitation systems. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, v. PAS-87, n. 6, June 1968.
- KENT, M. H. et al. Dynamic modeling of loads in stability studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-88, n. 5, May 1969.
- NEVES, M. S. **Modelagem de carga em sistemas de energia elétrica**: modelo matemático e sua validação com testes de campo. 2008. 72 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/ppee/files/2008/12/211068.pdf>>. Acesso em: 18 jun. 2017.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Módulo 20**: submódulo 20.1 – glossário de termos técnicos. 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 12 fev. 2018.
- STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.
- WEEDY, B. M. **Sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Polígono, 1973.
- YOUNG, C. C. Equipment and system modelling for large-scale stability studies. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-91, n. 1, p. 99-109, Jan./Feb. 1972.

## ADENDO

### Modelos de Máquinas Síncronas Símbolos

Símbolo	Descrição
$\delta$	ângulo entre o eixo q e o eixo de referência [graus]
t	tempo [segundos]
f	frequência base [herz]
H	coeficiente de inércia [MW-segundo/MVA]
K	coeficiente de amortecimento
$T_m$	torque mecânico [pu]
$T_e$	torque elétrico [pu]
$X_\ell$	reatância de dispersão do estator [pu]
$X_d$	reatância síncrona de eixo direto [pu]
$X'_d$	reatância transitória de eixo direto [pu]
$X''_d$	reatância subtransitória de eixo direto [pu]
$X_q$	reatância síncrona de eixo em quadratura [pu]
$X'_q$	reatância transitória de eixo em quadratura [pu]
$X''_q$	reatância subtransitória de eixo em quadratura [pu]
$X_p$	reatância de Potier [pu]
$T'_{d0}$	constante de tempo transitória de eixo direto de circuito aberto [segundo]
$T''_{d0}$	constante de tempo subtransitória de eixo direto de circuito aberto [segundo]
$T'_{q0}$	constante de tempo transitória de eixo em quadratura de circuito aberto [segundo]
$T''_{q0}$	constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura de circuito aberto [segundo]

Símbolo	Descrição
$I_d$	componente da corrente do estator de eixo direto [pu]
$I_q$	componente da corrente do estator de eixo em quadratura [pu]
$I_{kd}$	corrente de amortecimento de eixo direto [pu]
$I_{kq}$	corrente de amortecimento de eixo em quadratura [pu]
$I_f$	corrente de campo [pu]
$I_{lq}$	corrente do ferro de eixo em quadratura [pu]
$\Delta I_f$	correção da corrente de campo para a saturação [pu]
$\dot{E}'$	tensão atrás da reatância transitória [pu]
$\dot{E}''$	tensão atrás da reatância subtransitória [pu]
$\dot{E}'_d$	fluxo de campo [pu]
$\dot{E}'_q$	fluxo no ferro do eixo em quadratura [pu]
$E_{fd}$	tensão de campo [pu]
$E_p$	tensão de Potier [pu]
$\phi_{kd}$	fluxo do enrolamento amortecedor de eixo diretor [pu]
$\phi_{kq}$	fluxo do enrolamento amortecedor de eixo em quadratura [pu]
$\phi''_d$	componente de eixo direto do fluxo subtransitório do rotor [pu]
$\phi''_q$	componente de eixo em quadratura do fluxo subtransitório do rotor [pu]
$A_g, B_g$	coeficientes da equação da curva de saturação em vazio

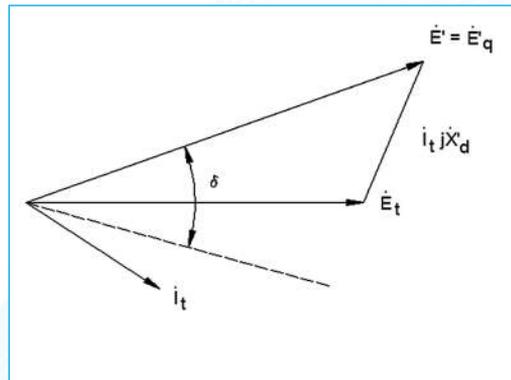
Observação:

$\dot{E}$  indica fasor.

$E$  indica magnitude.

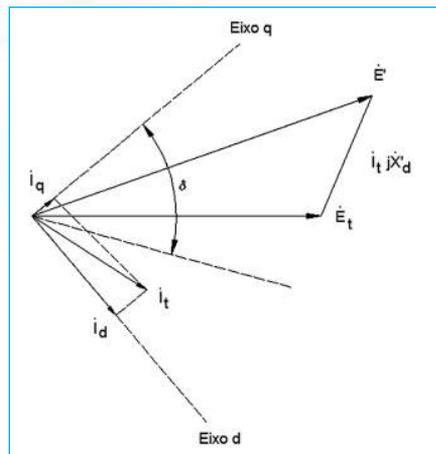
## EQUAÇÕES

### Modelo I de máquinas síncronas



$$\dot{E}' = \dot{E}_t + \dot{X}'_d \dot{I}_t$$

### Modelo II de máquinas síncronas



$$\dot{E}' = \left\{ \dot{E}'_q + j \left[ \dot{E}'_d - (\dot{X}' - \dot{X}'_d) \dot{I}_q \right] \right\} e^{j\delta}$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} (E_{fd} - I_f)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} (-I_{kq})$$

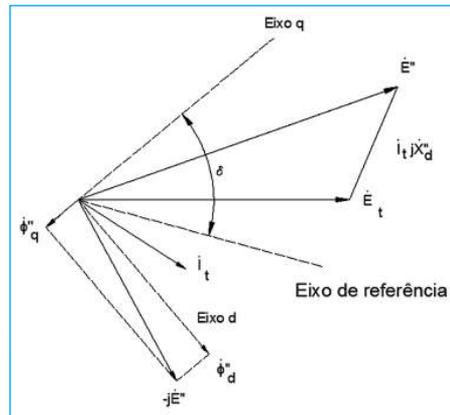
$$I_{kq} = E'_d + (X_q - X'_q) I_q$$

$$\Delta I_f = A_g e^{[B_g(E_p - 0,8)]}$$

$$I_f = E'_q + (X_d - X'_d) I_d + \Delta I_f$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{180f}{H} (T_m - T_e) K \frac{d\delta}{dt}$$

### Modelo III de máquinas síncronas



$$\phi_d'' = \phi_{kd} + \left( \frac{X_d'' - X_l}{X'_d - X_l} \right) (E_d'' - \phi_{kd})$$

$$\phi_q'' = \phi_{kq} + \left( \frac{X_q'' - X_l}{X'_q - X_l} \right) (E_q' - \phi_{kq})$$

$$\frac{dE_q'}{dt} = \frac{1}{T_{d0}'} (E_{fd} - I_f)$$

$$\frac{dE_d'}{dt} = \frac{1}{T_{q0}'} (-I_{lq})$$

$$\frac{d\phi_{kd}}{dt} = - \left[ \frac{(X_d'' - X_l)^2}{(X_d' - X_d'') T_{d0}''} \right] I_{kd}$$

$$I_f = E_q' + (X_d - X_d') (I_d - I_{kd}) + \Delta I_f$$

$$I_{kd} = \left[ \frac{(X_d' - X_d'')^2}{(X_d' - X_l)} \right] \left[ \phi_{kd} - E_q' + (X_d' - X_l) I_d \right]$$

$$\frac{d\phi_{kq}}{dt} = \frac{1}{T_{q0}''} (-I_{lq})$$

$$I_{lq} = E_d' + (X_q - X_q') I_q - \frac{(X_q - X_q') (X_q' - X_q'')}{(X_q' - X_l)^2} I_{kq}$$

$$I_{kq} = \phi_{kq} - E_d^q + (X_q' - X_l) I_q$$

$$\Delta I_f = A_g e^{[B_g (E_p - 0.8)]}$$

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{180f}{H} (T_m - T_e) K \frac{d\delta}{dt}$$



---

**MÉTODOS DE ANÁLISE E SOLUÇÃO DE  
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



Um sistema elétrico de potência (SEP) nada mais é do que um circuito elétrico de grande porte, onde existem fontes (geradores) e impedâncias (linhas de transmissão e transformadores, em série, e cargas, em derivação). A análise do desempenho desse sistema consiste em determinar a tensão em cada nó (barramento) e a corrente em cada ramo (linha ou transformador), e implica em resolver o circuito elétrico correspondente ao sistema para determinadas condições das fontes, linhas, transformadores e cargas e, para tanto, utilizam-se os métodos estudados em circuitos elétricos: matrizes de impedâncias ou de admitâncias. Em um SEP existem transformadores que mudam a tensão e a corrente nos pontos onde estão conectados e, para a solução do circuito, é necessário considerar as relações de transformação dos vários transformadores passando, inicialmente, todos os dados das impedâncias do circuito (em unidades físicas – ohm) para um mesmo nível de tensão (um determinado lado do transformador) para, somente então, resolver o circuito com a utilização dos métodos matriciais.

Para eliminar a necessidade de transferir os valores das impedâncias de um lado para outro dos transformadores foi desenvolvido o método de cálculo com os valores em por unidade ou pu que simplifica esta uniformização dos dados das impedâncias, tornando-os independentes do lado do transformador ao qual estão sendo calculados e facilitando todo o processo de cálculo.

## 5.1 POR UNIDADE

As próximas seções apresentam especificidades de pu.

### 5.1.1 Definição

O valor numérico, em pu, de uma grandeza qualquer, é a relação entre o valor real desta grandeza (na sua unidade) e um valor base, da mesma grandeza e na mesma unidade, expresso como um número decimal:

$$\text{Valor}_{pu} = \frac{\text{Valor}_{real}}{\text{Valor}_{base}} \quad (5.1)$$

Por exemplo, se a tensão em um barramento é 145 kV ( $E_r$  – valor real ou tensão de operação do barramento) e a tensão base ( $E_b$ ) for 138 kV, a tensão, em pu, será:

$$E_{pu} = \frac{145}{138} = 1,05 \text{ pu}$$

O sistema pu é semelhante ao sistema percentual, sem as desvantagens deste, pois, quando dois valores percentuais são multiplicados ou divididos, o resultado deverá ser dividido ou multiplicado, respectivamente, por 100 para se obter o resultado correto, o que não é necessário no sistema pu. Um valor percentual é um valor em pu, multiplicado por 100. Assim, a tensão do exemplo dado seria 105%.

Em aplicações práticas, é muito comum utilizarem-se valores percentuais (para reatâncias de transformadores e geradores ou parâmetros R, L, C de linhas de transmissão) apenas para escrever os valores, bastando dividir os valores percentuais por 100 para transformá-los para pu, para daí poder efetuar os cálculos com os mesmos.

### 5.1.2 Vantagens da Utilização de PU

Além de facilitar a solução de circuitos onde há transformadores, a utilização de pu apresenta algumas vantagens adicionais, como será mostrado a seguir.

Normalmente, a reatância dos equipamentos elétricos, como geradores e transformadores, é fornecida pelos fabricantes na forma de valores percentuais (pu multiplicado por 100), valores estes calculados tendo por base os valores nominais de tensão e potência do equipamento em questão. Expressos dessas maneiras, as características dos equipamentos elétricos podem ser facilmente comparadas, e o que se verifica é que a reatância das máquinas elétricas de diferentes potências, mas do mesmo tipo, estão dentro de limites bem definidos e que a reatância de transformadores de mesmas tensões nominais não difere significativamente. Desta forma, é possível efetuar estudos bastante precisos, assumindo valores típicos para reatâncias de equipamentos futuros dentro da faixa de valores característicos para os mesmos.

Na análise de um sistema em condição normal, é necessário verificar as condições de tensão nos vários barramentos do mesmo e, sabendo-se que a tensão em um barramento deve estar entre mais ou menos 5% do valor nominal, fica mais fácil efetuar a análise quando os valores estão em pu, pois basta ter em mente que os limites extremos da tensão são 1,05 pu no máximo e 0,95 pu no mínimo, para qualquer barramento, não sendo necessário memorizar todos os valores em kV para todas as classes de tensão.

Nos estudos de curto-circuito, com a utilização de pu, os resultados de corrente e de potência de curto-circuito são numericamente iguais, de forma que basta multiplicá-los pelas respectivas bases para se obter os valores de corrente em Ampère ou potência em MVA.

### 5.1.3 Escolha de Bases

Para o cálculo dos valores em pu, são necessárias bases, as quais, como em um sistema de unidades, são arbitrariamente escolhidas, porém, uma vez escolhidas, devem ser mantidas inalteradas no decorrer da solução de todo o problema.

Na solução dos problemas de sistemas elétricos, são necessárias quatro bases, a saber: tensão, corrente, impedância e potência. Tendo em vista as relações fundamentais entre estas grandezas elétricas, verifica-se que duas delas podem ser sempre escolhidas arbitrariamente, enquanto as outras duas são obrigatórias, em função das duas arbitradas. Na maioria dos problemas práticos de SEP, é normal escolherem-se as bases de potência e de tensão, e calculam-se as bases de corrente e de impedância, sendo que comumente a base de potência utilizada é 100 MVA e a base de tensão é o valor nominal do equipamento considerado. Os resultados obtidos em pu são função das bases escolhidas, porém, os resultados em grandezas elétricas independem das bases, obtendo-se o mesmo valor para qualquer conjunto de base adotado.

Os SEP são sempre trifásicos e, para o cálculo em pu, são normalmente utilizadas bases trifásicas, mas podem, também, ser utilizadas bases monofásicas.

Em sistemas monofásicos, ou trifásicos, tomando-se a corrente de linha em A, a tensão de fase (fase-terra) em kV e a potência de uma fase em MVA, vem:

$$I_b = \frac{S_b}{E_b} \text{ A} \quad (5.2)$$

$$Z_b = \frac{E_b^2}{S_b} \Omega \quad (5.3)$$

É usual, entretanto, trabalhar-se apenas com sistemas trifásicos, simétricos e equilibrados, nos quais, tomando-se a corrente de linha em A, a tensão entre fases em kV e a potência trifásica em MVA:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}E_b} \text{ A} \quad (5.4)$$

e:

$$Z_b = \frac{E_b^2}{S_b} \Omega \quad (5.5)$$

De uma maneira geral esta segunda condição é a mais utilizada nos trabalhos de SEP.

Em sistemas trifásicos, a relação entre a tensão fase-fase e a tensão fase-terra é  $\sqrt{3}$  e, da mesma forma, a relação entre a tensão base fase-fase e a tensão base fase-terra é  $\sqrt{3}$ . Verifica-se, assim, que, em um mesmo ponto, o valor numérico da tensão em pu é o mesmo, quer se considere a tensão fase-fase ou a tensão fase-terra.

Da mesma forma, o valor da potência trifásica em pu é numericamente igual à potência monofásica, em pu.

O sistema pu apresenta também outra característica, que é a de resultar um mesmo valor numérico para a corrente e para a potência, quando a tensão base é igual a 1,0 pu. Tem-se:

$$S_b = \sqrt{3}E_b I_b \quad (5.6)$$

e:

$$S = \sqrt{3} E I \quad (5.7)$$

$$S_{pu} = \frac{\sqrt{3}EI}{\sqrt{3}E_b I_b} = E_{pu} I_{pu} \quad (5.8)$$

Observe-se, ainda, que em pu o valor da potência trifásica é obtido pela multiplicação do valor da tensão em pu pelo valor da corrente em pu, sem o fator  $\sqrt{3}$ .

#### 5.1.4 Mudança de Bases

A impedância dos equipamentos elétricos, como geradores e transformadores, é fornecida pelos fabricantes em valores percentuais, calculados com as bases nominais dos equipamentos. Considerando o que foi visto anteriormente, que a base de potência deve ser mantida única em toda a solução do problema e que, normalmente, a base de tensão

é igual ao valor da tensão nominal do equipamento, no ponto considerado, verifica-se que o valor das grandezas dos equipamentos deve ser colocado em um mesmo conjunto de bases (de tensão e potência) antes de se iniciar a solução do problema elétrico – a esse processo se denomina mudança de bases. A mudança de bases deve ser sempre das bases com as quais o valor da reatância fornecida (em pu ou por cento) foi calculada, para as bases de potência (escolhida para a solução do problema) e de tensão obtida para o ponto (nó ou barramento) em questão.

Seja um equipamento construído para operar na tensão nominal  $E$  e que tem uma potência nominal  $S$  e cuja impedância é  $Z\%$ . Esta impedância percentual foi calculada pelo fabricante, ou obtida de ensaio, com as bases nominais do equipamento, que serão denominadas  $E_{b1}$  e  $S_{b1}$ , respectivamente. Calculando-se a impedância base e multiplicando-se por  $Z\%$  (dividido por 100), obtém-se o valor da impedância em ohm,  $Z$ , ao passo que o valor  $Z\%$  dividido por 100 fornece o valor em pu,  $Z_1$ . Deseja-se, agora, o valor da impedância do equipamento em pu, nas bases  $E_{b2}$  e  $S_{b2}$ , para a solução do sistema.

A impedância base, com os valores nominais do equipamento é:

$$Z_{b1} = \frac{E_{b1}^2}{S_{b1}} \Omega \quad (5.9)$$

e o valor da impedância do equipamento, em ohm, é:

$$\dot{Z}_\Omega = \dot{Z}_1 Z_{b1} = \dot{Z}_1 \frac{E_{b1}^2}{S_{b1}} \Omega \quad (5.10)$$

a impedância base, com as novas bases, é:

$$Z_{b2} = \frac{E_{b2}^2}{S_{b2}} \Omega \quad (5.11)$$

e o valor da impedância, em pu, no novo conjunto de bases é:

$$\dot{Z}_2 = \dot{Z}_\Omega / Z_{b2} = \dot{Z}_\Omega / \left[ \frac{E_{b2}^2}{S_{b2}} \right] \text{ pu} \quad (5.12)$$

de forma que, substituindo-se agora a Equação 5.10 em 5.12, obtém-se o valor da impedância, em pu, com as novas bases:

$$\dot{z}_2 = \dot{z}_1 \left[ \frac{E_{b1}^2}{S_{b1}} \right] / \left[ \frac{E_{b2}^2}{S_{b2}} \right] = \dot{z}_1 \left[ \frac{E_{b1}^2}{S_{b1}} \right] / \left[ \frac{S_{b2}}{E_{b2}^2} \right] = \dot{z}_1 \frac{E_{b1}^2}{E_{b2}^2} \frac{S_{b2}}{S_{b1}} \text{ pu} \quad (5.13)$$

A Equação 5.13 mostra que, dado um valor de impedância em pu, calculada com um conjunto de bases, pode-se obter o valor desta impedância em pu em outro conjunto de bases, diretamente.

### 5.1.5 Tensão e Potência Bases na Solução de Problemas em PU

Nos SEP a tensão nominal nos diversos barramentos é função da tensão nominal dos equipamentos, como geradores e transformadores, e também da relação de transformação dos transformadores.

A tensão base, por sua vez, é arbitrariamente escolhida e fixada em um determinado barramento do sistema, e muda de um barramento para outro em função da relação de transformação dos transformadores. Assim, a tensão base nos demais pontos fica atrelada à tensão escolhida inicialmente pelas diversas relações de transformação dos transformadores existentes no sistema. Já a potência base será uma só para todo o sistema (todo o problema que está sendo resolvido).

A tensão de operação em cada ponto do sistema, por sua vez, é função da tensão fixada nos terminais dos geradores, da relação de transformação dos transformadores, da impedância das linhas e transformadores do sistema, bem como das cargas, reatores e capacitores existentes no sistema no instante considerado.

Assim, é importante distinguir, na análise de um SEP, a **tensão nominal** da **tensão base** e da **tensão de operação**, em cada barramento do sistema.

Verifica-se, entretanto, que em sistemas em que existe padronização de equipamentos e de tensões, há coincidência entre tensão nominal e tensão base em cada barramento, de forma que não é necessário efetuar a mudança de bases de tensão bastando, apenas, efetuar a mudança de bases de potência para a determinação do valor em pu da impedância dos equipamentos.

### 5.1.6 Impedância de Transformadores em PU

No caso de transformadores, tem-se uma tensão nominal do lado da alta tensão (AT) e outra tensão nominal do lado da baixa tensão (BT). Mediante ensaios, obtém-se o valor da reatância referida a um dos lados do transformador (AT ou BT) independentemente do lado em que foram feitas as medições, sendo esse valor fornecido em porcentagem, nas bases da potência nominal do equipamento e da tensão do lado em que foi feito o ensaio. Ocorre que o valor percentual (ou em pu) da reatância resulta no mesmo, quer se faça medição do lado da AT ou da BT como mostrado no desenvolvimento a seguir, onde:

$Z_a^j$  = impedância referida a AT

$Z_b^j$  = impedância referida a BT

$E_a$  = tensão da AT

$E_b$  = tensão da BT

$Z_{bA}$  = impedância base na AT

$Z_{bB}$  = impedância base na BT

$S_b$  = potência base (pot nominal, neste caso) MVA

e em ohm tem-se:

$$Z_b^j = Z_a^j \begin{bmatrix} E_b^2 \\ S_b \\ E_a^2 \end{bmatrix} \Omega \quad (5.14)$$

$$Z_{bpu}^j = \frac{Z_b^j}{Z_{bB}} = Z_a^j \begin{bmatrix} E_b^2 \\ S_b \\ E_a^2 \end{bmatrix} / \begin{bmatrix} E_b^2 \\ S_b \\ E_a^2 \end{bmatrix} = Z_a^j \begin{bmatrix} S_b \\ E_a^2 \end{bmatrix} = \frac{Z_a^j}{Z_{bA}} = Z_{apu}^j \quad (5.15)$$

No caso de transformadores de três enrolamentos, são válidas as mesmas considerações feitas para transformadores.

### EXEMPLO 5.1

Um gerador de 30 MVA e 13,8 kV tem uma reatância síncrona de 11%.

Determinar:

- o valor da reatância em ohm;
- o valor da reatância em pu, nas bases de 100 MVA e 13,8 kV;
- o valor da reatância em pu, nas bases de 100 MVA e 15,0 kV.

### SOLUÇÃO

#### Valor da reatância em ohm

$X_s = 11,0\% = 0,11$  pu (nas bases de 30 MVA e 13,8 kV – que são os valores nominais do gerador)

$$Z_b = (13,8)^2 / 30,0 = 6,35 \Omega$$

$$X_{\Omega} = X_{pu} \cdot Z_b = 0,11 \times 6,35 = 0,70 \Omega$$

#### Valor da reatância em pu, com bases de 100 MVA e 13,8 kV

$$X_{pu} = 0,11 \times \frac{100,0}{30,0} = 0,37 \text{ pu}$$

#### Valor da reatância em pu, com bases de 100 MVA e 15,0 kV

$$X_{pu} = 0,11 \times \frac{13,8^2 \times 100}{15,0^2 \times 30,0} = 0,31 \text{ pu}$$

### EXEMPLO 5.2

Determinar a potência reativa natural (capacitiva) de uma linha de transmissão de 500 kV, cuja admitância capacitiva é 0,0009412 S.

### SOLUÇÃO

Utilizando as bases de 500 kV e 100 MVA, tem-se:

$$Z_b = (500)^2 / 100 = 2500 \Omega$$

$$Y_{pu} = Y_s Z_b = 0,0009412 \times 2500 = 2,353 \text{ pu} = 235,3 \%$$

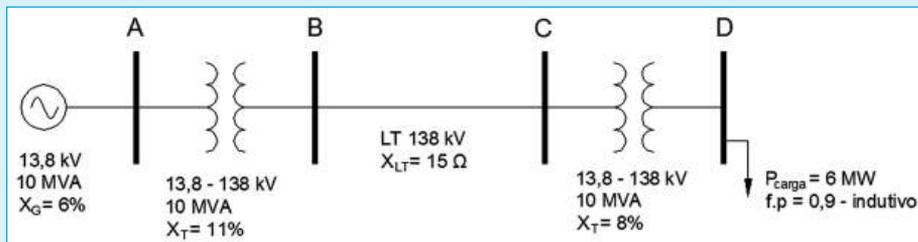
$$Q_{Mvar} = Y_{pu} \times S_b = 2,353 \times 100 = 235,3 \text{ Mvar}$$

Observação:

O valor da potência reativa natural de uma linha de transmissão operando em sua tensão nominal é igual à sua admitância capacitiva em pu multiplicado por cem, ou seja, seu valor percentual.

### EXEMPLO 5.3

Calcular a tensão, que deverá ser mantida nos terminais do gerador do sistema mostrado no diagrama, para que a tensão de suprimento da carga seja mantida em 69 kV. Sabe-se que a carga a ser atendida é de 6 MW e que seu fator de potência é 0,9 indutivo.



## SOLUÇÃO

### Valores em pu

Utilizando como base de potência o valor de 10 MVA e como base de tensão o valor de 13,8 kV, no barramento A, vem:

– para os transformadores AB e CD:

$$X_{AB} = j0,11 \text{ pu}$$

$$X_{CD} = j0,08 \text{ pu}$$

– para a linha BC:

$$Z_B = \frac{(138)^2}{10} = 1904,4 \Omega$$

$$X_{BC} = j15,0 / 1904,4 = j0,00788 \text{ pu}$$

– para a carga no barramento D:

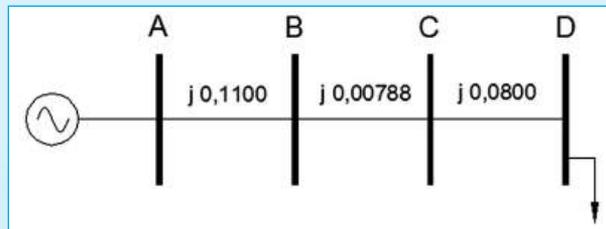
$$P = \frac{6,0}{10} = 0,60 \text{ pu}$$

$$Q = 2,9 / 10 = 0,29 \text{ pu}$$

$$S = 0,60 + j0,29 = 0,67 \angle 25,84^\circ \text{ pu}$$

$$I = \frac{S_{\text{pu}}}{E_{\text{pu}}} = \frac{0,67}{1,0} = 0,67 \angle -25,84^\circ \text{ pu}$$

### Diagrama unifilar com as reatâncias em pu



## Cálculo da tensão nos terminais do gerador

$$\dot{E}_A = \dot{E}_D + \dot{X}_{AD} i$$

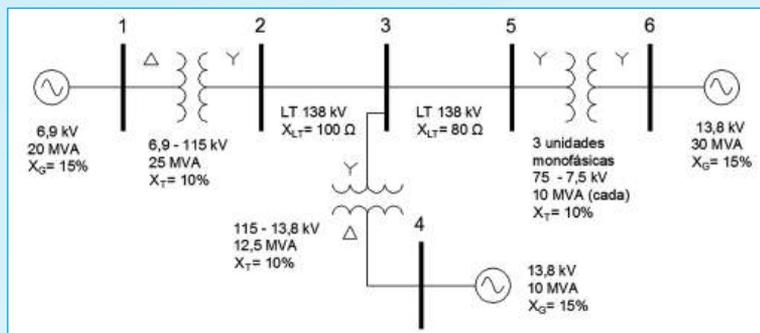
$$\dot{E}_A = (1,0 \angle 0,0^\circ + 0,19788 \angle 90,0^\circ) 0,67 \angle -25,84^\circ$$

$$\dot{E}_A = 1,064 \angle 6,4^\circ \text{ pu}$$

$$E_A = 1,064 \times 13,8 = 14,68 \text{ kV}$$

## EXEMPLO 5.4

Dado o sistema mostrado no diagrama unifilar, calcular as reatâncias em pu, tomando como base a potência de 30 MVA e a tensão de 6,9 kV nos terminais do gerador 1.



## SOLUÇÃO

### Cálculo das reatâncias em pu

$$\dot{X}_{G1} = j0,15 \left( \frac{30}{20} \right) = j0,2250 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{T1-2} = j0,10 \left( \frac{30}{25} \right) = j0,1200 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{LT2-3} = \frac{j100,0}{\left[ \frac{115^2}{30} \right]} = j0,2268 \text{ pu}$$

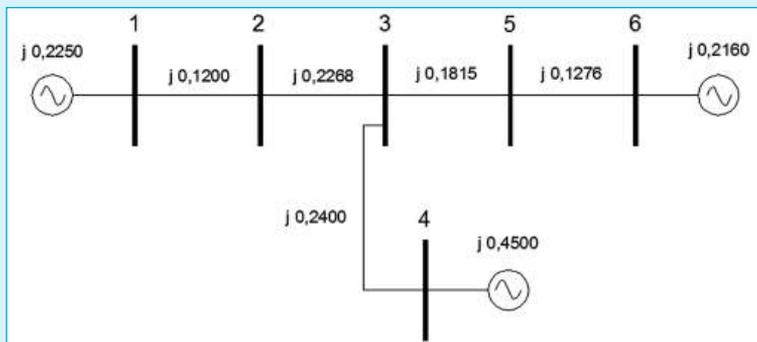
$$\dot{X}_{LT2-3} = \left[ \frac{j80,0}{\frac{115^2}{30}} \right] = j0,1815 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{T5-6} = j0,10 \left[ \frac{75,0}{66,4} \right]^2 \frac{10}{10} = j0,10 \left[ \frac{129,9}{115,0} \right]^2 \frac{30}{30} = j0,1276 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{G4} = j0,15 \left( \frac{30}{10} \right) = j0,4500 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{G6} = j0,15 \left( \frac{13,8}{11,5} \right)^2 = j0,2160 \text{ pu}$$

Diagrama unifilar, com as reatâncias em pu



## 5.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

A teoria das componentes simétricas (desenvolvida por C. L. Fortescue e apresentada em 1918 ao American Institute of Electrical Engineers (AIEE), atual Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE – EUA) (WAGER; EVANS; FORTESCUE, 1986). Essa teoria prova que o sistema desequilibrado de  $n$  fasores pode ser decomposto em  $n$  sistemas equilibrados, cada um com  $n$  fasores. Cada um destes  $n$  sistemas, por ser equilibrado, pode ser tratado de forma monofásica, como normalmente se trabalha em sistemas simétricos e equilibrados, pois as correntes e tensões são iguais em todas as fases, havendo um defasamento igual entre os fasores.

Aplicando-se a teoria a um sistema trifásico, tem-se que este pode ser decomposto em três sistemas trifásicos simétricos e equilibrados. Um destes sistemas tem a mesma sequência de fases que aquele que lhe deu origem e recebe o nome de **sistema de sequência**

**positiva**; o outro tem uma sequência de fases oposta ao original e recebe o nome de **sistema de sequência negativa**; o terceiro é formado por três fasores sem defasamento entre si e recebe o nome de **sistema de sequência zero**. A caracterização destes sistemas é feita pelos símbolos + (ou 1), – (ou 2) e zero, respectivamente. A Figura 5.1 mostra esta decomposição.

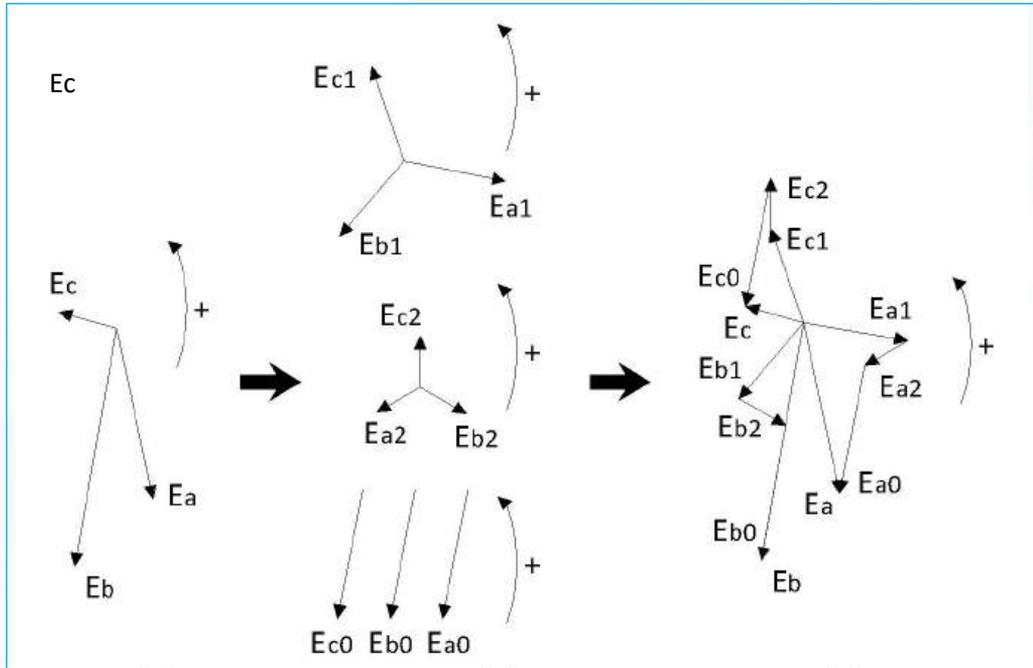


Figura 5.1 – Decomposição de tensões desequilibradas

Nota: (a) fasores – condição existente; (b) decomposição em 1 2 0; (c) composição dos fasores.

### 5.2.1 Operador $\underline{a}$

Para simplificar o trabalho com componentes simétricas, utiliza-se o operador  $\underline{a}$ , definido como:

$$\underline{a} = 1 \angle 120^\circ \quad (5.16)$$

tendo-se ainda as seguintes identidades:

$$\dot{a}^2 = a^{-1} \quad (5.17)$$

$$\dot{a}^3 = 1 \underline{0}^e \quad (5.18)$$

$$1 + \dot{a} + \dot{a}^2 = 0 \quad (5.19)$$

## 5.2.2 Equações Básicas

Do que foi exposto na Seção 5.2.1 e da Figura 5.1, pode-se escrever as equações:

$$\dot{E}_a = \dot{E}_{a1} + \dot{E}_{a2} + \dot{E}_{a0} \quad (5.20)$$

$$\dot{E}_b = \dot{E}_{b1} + \dot{E}_{b2} + \dot{E}_{b0} \quad (5.21)$$

$$\dot{E}_c = \dot{E}_{c1} + \dot{E}_{c2} + \dot{E}_{c0} \quad (5.22)$$

Utilizando o operador  $\underline{a}$  e observando a Figura 5.1, pode-se reescrever as Equações 5.20 a 5.22 como segue:

$$\dot{E}_a = \dot{E}_{a1} + \dot{E}_{a2} + \dot{E}_{a0} \quad (5.23)$$

$$\dot{E}_b = \dot{a}^2 \dot{E}_{a1} + \dot{a} \dot{E}_{a2} + \dot{E}_{a0} \quad (5.24)$$

$$\dot{E}_c = \dot{a} \dot{E}_{a1} + \dot{a}^2 \dot{E}_{a2} + \dot{E}_{a0} \quad (5.25)$$

as quais, por sua vez, podem ser escritas na forma matricial com a equação:

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_a \\ \dot{E}_b \\ \dot{E}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \dot{a}^2 & \dot{a} & 1 \\ \dot{a} & \dot{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} \\ \dot{E}_{a2} \\ \dot{E}_{a0} \end{bmatrix} \quad (5.26)$$

ou de maneira simplificada como:

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_s \end{bmatrix} \quad (5.27)$$

onde o vetor  $[E_f]$  é o vetor de tensões de fase do sistema desequilibrado original e  $[E_s]$  é o vetor de tensões de sequência da fase a dos três sistemas de sequência equilibrados (sistema de sequência positiva, de sequência negativa, de sequência zero). Note-se que o vetor  $[E_s]$  poderia ter sido escrito em função das tensões da fase b ou da fase c dos três sistemas.

A matriz  $[A]$  é denominada matriz de transformação de componentes simétricas, porque possibilita a transformação das componentes simétricas das tensões em tensões de fase do sistema.

O mesmo desenvolvimento pode ser aplicado às correntes, obtendo-se assim uma equação semelhante à Equação 5.27:

$$[i_f] = [A][i_s] \quad (5.28)$$

Existindo a matriz  $[A]^{-1}$ , pode-se escrever, a partir da Equação 5.27:

$$[\dot{A}]^{-1}[\dot{E}_f] = [\dot{A}]^{-1}[\dot{A}][\dot{E}_s]$$

donde:

$$[\dot{E}_s] = [\dot{A}]^{-1}[\dot{E}_f] \quad (5.29)$$

e da mesma forma:

$$[i_s] = [A]^{-1}[i_f] \quad (5.30)$$

A matriz  $[A]^{-1}$  existe e tem a forma:

$$[\dot{A}_s]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

De forma que, tendo-se as tensões ou correntes de fase, pode-se obter as tensões ou correntes de sequência diretamente empregando-se as Equações 5.29 e 5.30, respectivamente.

### EXEMPLO 5.5

Dadas as tensões de fase:  $\dot{E}_a = 3 \angle 280^\circ$  pu,  $\dot{E}_b = 4 \angle 260^\circ$  pu e  $\dot{E}_c = 1 \angle 165^\circ$  pu, calcular as tensões das fases a, b e c dos sistemas de sequência positiva, negativa e zero.

### SOLUÇÃO

$$[\dot{E}_s] = [\dot{A}]^{-1} [\dot{E}_f] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 3 \angle 280^\circ \\ 4 \angle 260^\circ \\ 1 \angle 165^\circ \end{bmatrix}$$

$$= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 3 \angle 280^\circ + 4 \angle 380^\circ + 1 \angle 405^\circ \\ 3 \angle 280^\circ + 4 \angle 500^\circ + 1 \angle 285^\circ \\ 3 \angle 280^\circ + 4 \angle 260^\circ + 1 \angle 165^\circ \end{bmatrix}$$

$$= [\dot{E}_s] = \begin{bmatrix} E_{a1} \\ E_{a2} \\ E_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,688 \angle -10,000^\circ \\ 0,884 \angle 210,568^\circ \\ 2,224 \angle 260,250^\circ \end{bmatrix}$$

### EXEMPLO 5.6

Dadas as correntes de sequência  $i_{a1} = 5,1 \angle 21^\circ$  pu,  $i_{a2} = 1,4 \angle 37,33^\circ$  pu,  $i_{a0} = 6,8 \angle -46,8^\circ$  pu calcular as correntes das fases a, b e c do sistema desequilibrado.

### SOLUÇÃO

$$[i_f] = [\dot{A}][i_s]$$

$$[i_f] = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10,77 \angle -12,22^\circ \\ 9,80 \angle -74,82^\circ \\ 3,25 \angle -74,51^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

### 5.2.3 Desacoplamento entre Sistemas de Sequência

As tensões e correntes de um sistema equilibrado estão relacionadas entre si pelas equações:

$$[\dot{E}] = [\dot{Z}][\dot{I}] \quad (5.31)$$

e:

$$[\dot{I}] = [\dot{Y}][\dot{E}] \quad (5.32)$$

Onde  $[\dot{Z}]$  e  $[\dot{Y}]$  são as matrizes de impedância e de admitância nodais do sistema, respectivamente.

Em um sistema equilibrado, em que o somatório dos fasores de corrente e dos fasores de tensão é nulo, é possível determinar, através de transformações matriciais, um valor de impedância e de admitância por fase que possibilita efetuar os cálculos para apenas uma fase do sistema, tendo em vista que os valores das duas outras fases serão iguais em módulo, porém com defasamento de  $120^\circ$  e  $240^\circ$ . Quando o sistema é desequilibrado, porém, tal procedimento não é possível.

Substituindo-se nas Equações 5.31 e 5.32 as Equações 5.27 e 5.28 obtidas para as tensões e correntes respectivamente, tem-se a equação:

$$[\dot{A}][\dot{E}_s] = [\dot{Z}][\dot{A}][\dot{I}_s] \quad (5.33)$$

que pré-multiplicada pela matriz  $[\dot{A}]^{-1}$  resulta:

$$[\dot{A}]^{-1}[\dot{A}][\dot{E}_s] = [\dot{A}]^{-1}[\dot{Z}][\dot{A}][\dot{I}_s] \quad (5.34)$$

ou:

$$[\dot{E}_s] = [\dot{Z}_s][\dot{I}_s] \quad (5.35)$$

e da mesma forma obtém-se:

$$[\dot{I}_s] = [\dot{Y}_s][\dot{E}_s] \quad (5.36)$$

sendo que as matrizes:

$$[\dot{Z}_s] = [\dot{A}]^{-1} [\dot{Z}] [\dot{A}]$$

e:

$$[\dot{Y}_s] = [\dot{A}]^{-1} [\dot{Y}] [\dot{A}]$$

são denominadas matrizes de impedância e de admitância de sequência.

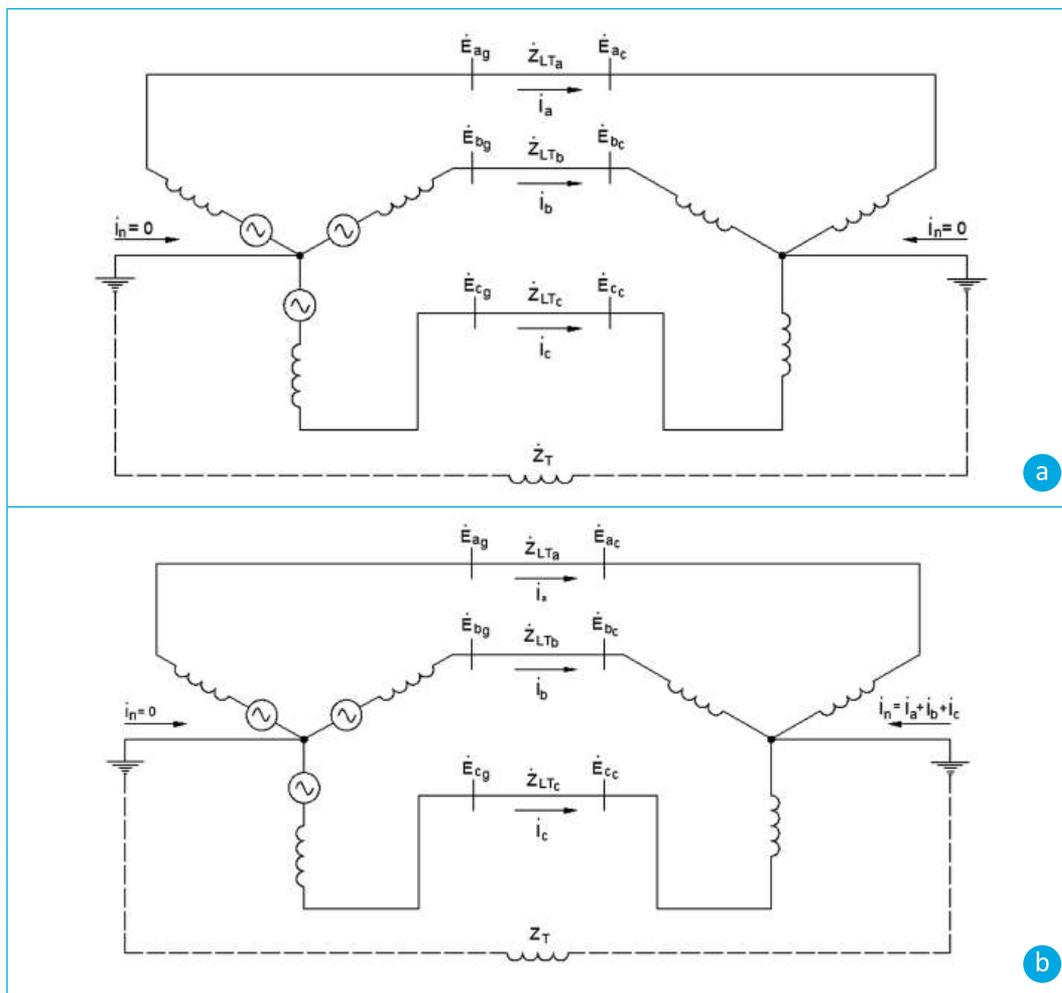


Figura 5.2 – Correntes em sistemas equilibrados e desequilibrados  
Nota: (a) carga equilibrada; (b) carga desequilibrada.

Admitindo-se uma linha de transmissão trifásica transposta suprida por uma fonte de tensões equilibradas, se a carga conectada a esta linha for simétrica e equilibrada, as tensões e correntes em ambos os extremos da linha serão equilibradas e simétricas e não haverá corrente pelo neutro (Figura 5.2a), porém se a carga for desequilibrada este desequilíbrio causará a circulação de corrente pelo neutro e o desequilíbrio das tensões e correntes (Figura 5.2b), sendo que a corrente do neutro é a resultante da soma fasorial das três correntes de fase.

No primeiro caso, a queda de tensão na linha poderá ser calculada por:

$$\Delta \dot{E}_{LT} = \dot{E}_{ag} - \dot{E}_{ac} = \dot{Z}_{LTa} \dot{I}_a \quad (5.37)$$

já que cada fase terá a mesma queda de tensão; já no segundo caso há diferentes quedas de tensão nas fases e, além disso, há queda de tensão na impedância de retorno (resistência de terra).

Tem-se as equações:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_{LTa} &= \dot{E}_{ag} - \dot{E}_{ac} = \dot{Z}_{LTa} \dot{I}_a + \dot{Z}_T [\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c] \\ \Delta \dot{E}_{LTb} &= \dot{E}_{bg} - \dot{E}_{bc} = \dot{Z}_{LTb} \dot{I}_b + \dot{Z}_T [\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c] \\ \Delta \dot{E}_{LTc} &= \dot{E}_{cg} - \dot{E}_{cc} = \dot{Z}_{LTc} \dot{I}_c + \dot{Z}_T [\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c] \end{aligned} \quad (5.38)$$

em que  $Z_{LT} = Z_{LTa} = Z_{LTb} = Z_{LTc}$ , pois as impedâncias das fases são iguais.

Colocando-se na forma matricial, vem:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{E}_{LTa} \\ \Delta \dot{E}_{LTb} \\ \Delta \dot{E}_{LTc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{ag} - \dot{E}_{ac} \\ \dot{E}_{bg} - \dot{E}_{bc} \\ \dot{E}_{cg} - \dot{E}_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{LTa} + \dot{Z}_T & \dot{Z}_T & \dot{Z}_T \\ \dot{Z}_T & \dot{Z}_{LTb} + \dot{Z}_T & \dot{Z}_T \\ \dot{Z}_T & \dot{Z}_T & \dot{Z}_{LTc} + \dot{Z}_T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

Pré-multiplicando-se a matriz de impedância da Equação 5.40 por  $[\dot{A}]^{-1}$  e pós-multiplicando-se por  $[\dot{A}]$  resulta:

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{LTa} + \dot{Z}_T & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Z}_{LTb} + \dot{Z}_T & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{LT} + 3\dot{Z}_T \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

A matriz de impedâncias de seqüência obtida é uma matriz diagonal, de onde se conclui que os três sistemas de seqüência são totalmente desacoplados.

Tem-se então que:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_1 &= \dot{Z}_{LT} \\ \dot{Z}_2 &= \dot{Z}_{LT} \\ \dot{Z}_0 &= \dot{Z}_{LT} + 3\dot{Z}_T \end{aligned} \quad (5.41)$$

Com as Equações 5.31 a 5.41 pode-se resolver os circuitos elétricos trifásicos que apresentam desequilíbrios através da solução dos três circuitos de seqüência, na forma unifilar, já que os mesmos são desacoplados. É necessário, porém, obter as impedâncias de seqüência dos vários equipamentos do sistema.

## 5.2.4 Impedâncias e Circuitos de Seqüência dos Equipamentos dos SEP

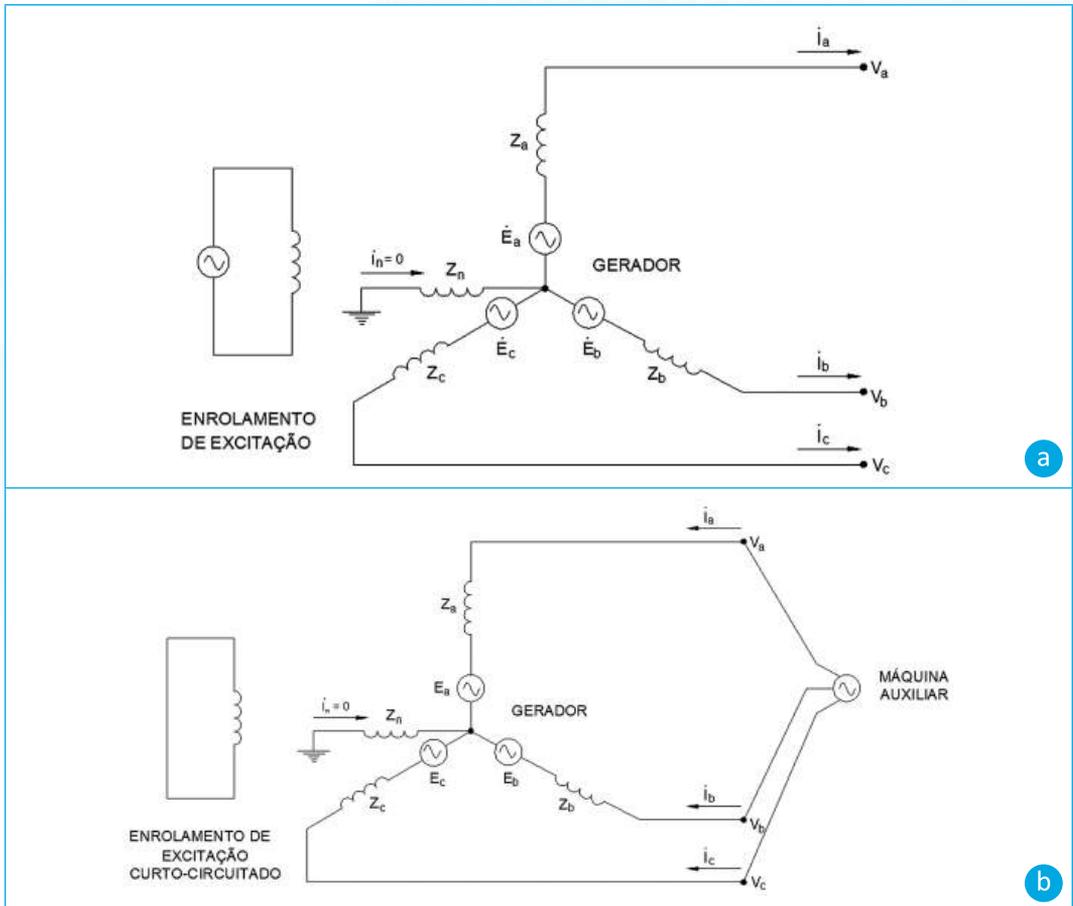
Os principais equipamentos considerados na análise dos sistemas elétricos são: geradores e compensadores síncronos, transformadores e linhas de transmissão, reatores, capacitores e cargas.

### 5.2.4.1 Máquinas síncronas

Os geradores (máquinas síncronas) são essencialmente fontes de tensão e corrente de seqüência positiva, já que são projetados para operar a uma rotação fixa e com uma determinada seqüência de fases. A impedância apresentada por um gerador quando percorrido apenas por correntes de seqüência positiva é denominada de impedância de seqüência positiva ou impedância síncrona do gerador. Essa impedância é determinada por testes de curto-circuito (conforme será visto no Capítulo 7 – Curto-Circuito). As impedâncias de seqüência negativa ou de seqüência zero dos geradores são diferentes da seqüência positiva, já que as máquinas não foram projetadas para a circulação destas correntes.

Essas impedâncias podem ser determinadas por meio de testes em que se aplicam correntes de sequência negativa ou zero, respectivamente, à máquina e medem-se as quedas de tensão, calculando-se então as impedâncias. A Figura 5.3 ilustra a forma de efetuar os testes citados.

Para ambos os testes, a máquina deverá ter seu enrolamento de excitação curto-circuitado e girar à rotação nominal, no sentido normal (de sequência positiva).



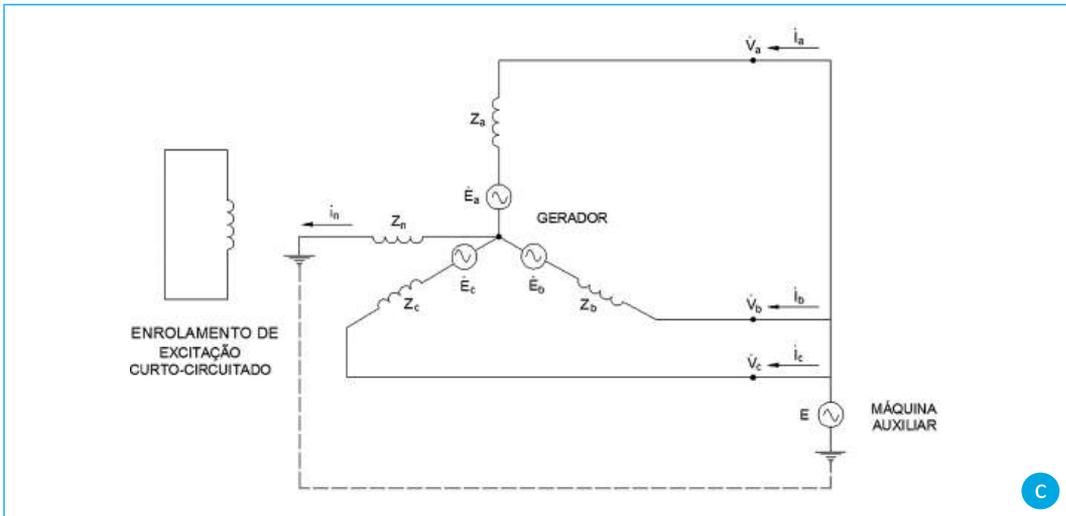


Figura 5.3 – Determinação das impedâncias de seqüência de uma máquina síncrona

Nota: (a) seqüência positiva; (b) seqüência negativa; (c) seqüência zero.

As impedâncias de seqüência negativa e zero são sensivelmente menores que a impedância síncrona.

No caso da impedância de seqüência zero, vê-se que a corrente circula também pela impedância de neutro do gerador (já que as três correntes estão em fase e a soma dos três fasores não resulta zero a cada instante). Se a impedância de neutro realmente existe, ela deverá ser adequadamente considerada nos cálculos e, para tanto, quando se trabalha na forma de circuitos monofásicos unifilares, é preciso multiplicá-la por três, pois no circuito unifilar a fase do gerador que é considerada é percorrida apenas pela corrente da própria fase, enquanto a impedância de neutro é percorrida pela corrente das três fases.

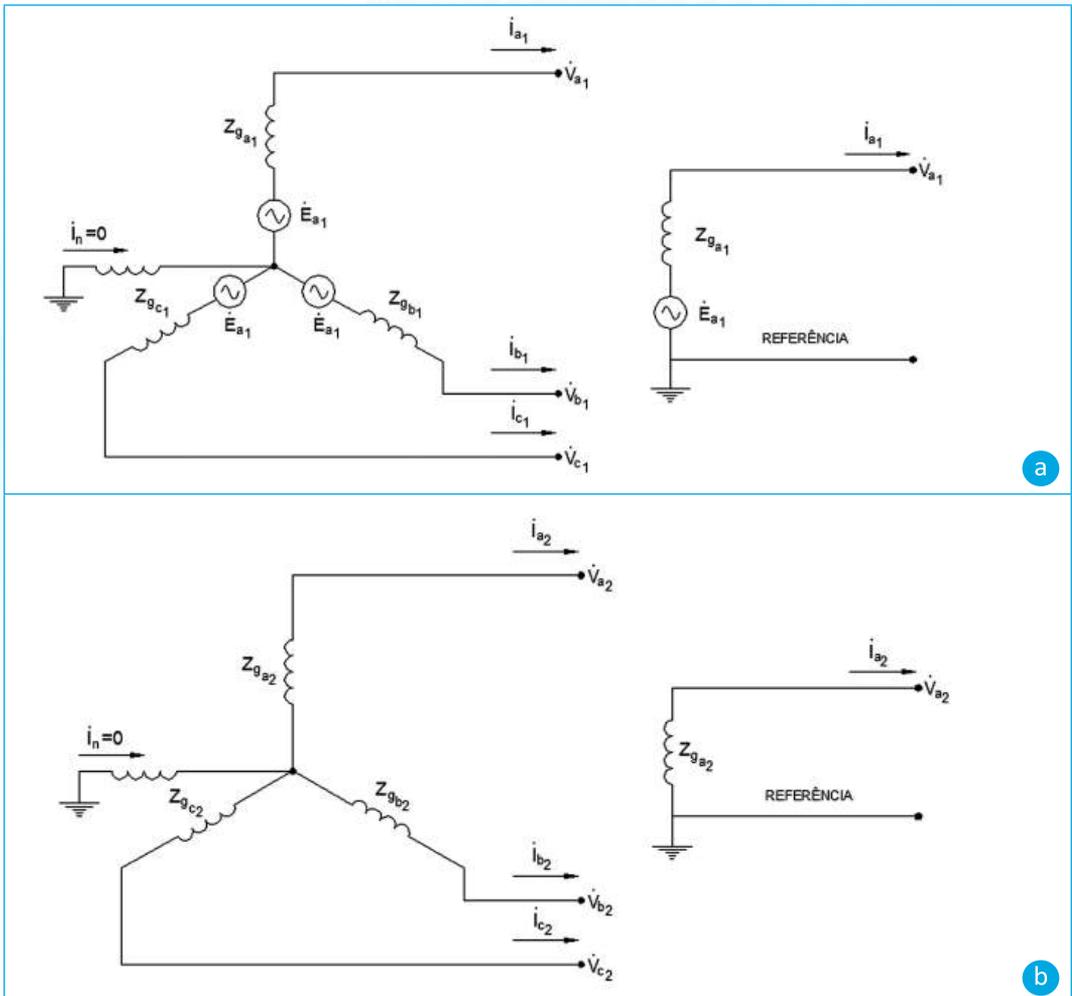
A impedância de seqüência zero dos geradores e a impedância de seqüência zero do neutro dos mesmos costuma ser representada por apenas um valor nos cálculos dos sistemas elétricos, sendo, portanto, igual a:

$$\dot{Z}_0 = \dot{Z}_{g0} + 3\dot{Z}_{n0} \quad (5.42)$$

Como mostrado na Seção 5.4, também para os geradores resulta uma matriz diagonal, indicando o desacoplamento entre os sistemas de seqüência:

$$\begin{bmatrix} \dot{Z}_{g1} \\ \dot{Z}_{gs} \\ \dot{Z}_{g2} \\ \dot{Z}_{g0} + 3\dot{Z}_{n0} \end{bmatrix} \quad (5.43)$$

Do que foi mostrado anteriormente, podem-se traçar circuitos de seqüência dos geradores, como mostrado na Figura 5.4.



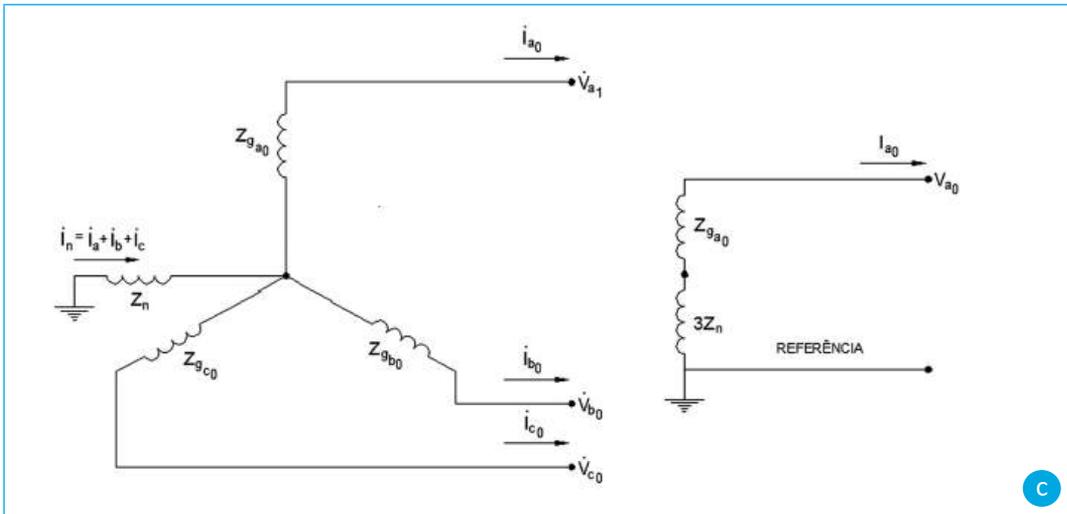


Figura 5.4 – Diagramas de seqüência de uma máquina síncrona  
 Nota: (a) seqüência positiva; (b) seqüência negativa; (c) seqüência zero.

Nos circuitos de seqüência da Figura 5.4, observa-se que apenas no circuito de seqüência positiva é que há fonte. Isso se deve ao fato de que uma máquina síncrona, projetada para fornecer tensões de seqüência positiva, simétricas e equilibradas, não poderá fornecer tensões de outras seqüências.

### 5.2.4.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são elementos passivos, estáticos, e não possuem tensões próprias. Dessa forma, o comportamento das mesmas é idêntico, quer para tensões (e correntes) de seqüência positiva, quer para tensões de seqüência negativa, resultando em impedâncias de seqüência positiva e negativa iguais.

A impedância de seqüência zero, entretanto, é completamente diferente em virtude de haver circulação de corrente pelos condutores para-raios (blindagem) que normalmente são aterrados em cada torre, como pela própria terra, conforme mostrado na Figura 5.5.

A distribuição de correntes pelos cabos para-raios e pela terra depende da impedância dos cabos para-raios e da resistividade do solo. A impedância de seqüência zero das linhas de transmissão vai depender, então, tanto das características da própria linha (cabos fase e para-raios) como do próprio solo. O valor dessa impedância é bem superior ao das impedâncias de seqüência positiva e negativa.

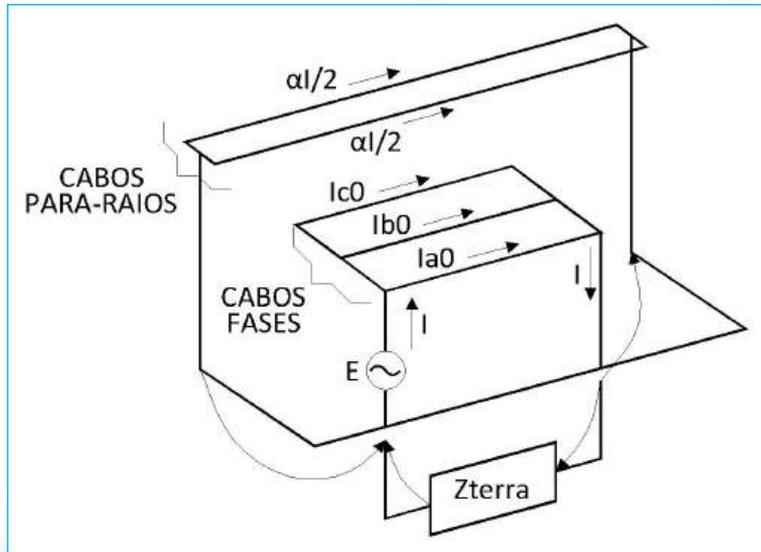


Figura 5.5 – Distribuição de correntes de curto-circuito nos cabos de uma linha de transmissão

Na Seção 5.2.3, usando como exemplo uma linha de transmissão, mostrou-se que há desacoplamento entre os sistemas de seqüência e que resulta uma matriz diagonal de impedâncias de seqüência, sendo que as impedâncias de seqüência negativa e positiva são iguais.

Os circuitos de seqüência de linhas de transmissão são mostrados na Figura 5.6.

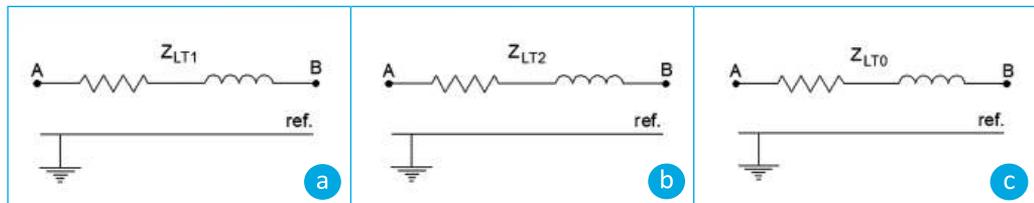


Figura 5.6 – Circuitos de seqüência de linhas de transmissão

Nota: (a) seqüência positiva; (b) seqüência negativa; (c) seqüência zero.

Em virtude de as características do solo variarem muito de um local para outro, mesmo ao longo de uma linha, normalmente se admite um valor único para a resistividade do solo (valor usual é  $100 \Omega\text{m}$ ).

### 5.2.4.3 Transformadores

Da mesma forma que as linhas de transmissão, os transformadores têm comportamento idêntico para as tensões (e correntes) de seqüência positiva e negativa, enquanto o comportamento para a seqüência zero depende do tipo de ligação dos enrolamentos do transformador e do tipo de núcleo (envolvido – *core*, envolvente – *shell*) do mesmo.

Para efeito de análise, será utilizado um transformador com ligação em estrela na alta tensão e estrela na baixa tensão, com ambos os neutros aterrados solidamente, como mostrado na Figura 5.7.

Para correntes de seqüência positiva e negativa, a soma a cada instante é zero, e não há circulação de corrente pelo neutro. A transferência de energia se dá pelo acoplamento magnético e resulta uma reatância de dispersão entre a alta e a baixa tensão.

Ao serem aplicadas correntes de seqüência zero no lado da alta tensão do transformador, porém, estas não somam zero em instante algum, e a corrente no neutro será:

$$i_{neutro} = i_{a0} + i_{b0} + i_{c0} \quad (5.44)$$

Esta corrente irá para a terra através do neutro e retornará à fonte pela terra. Devido ao acoplamento magnético, também circulam correntes no circuito de baixa tensão, as quais passam pelo neutro e pela terra, como mostrado na Figura 5.7.

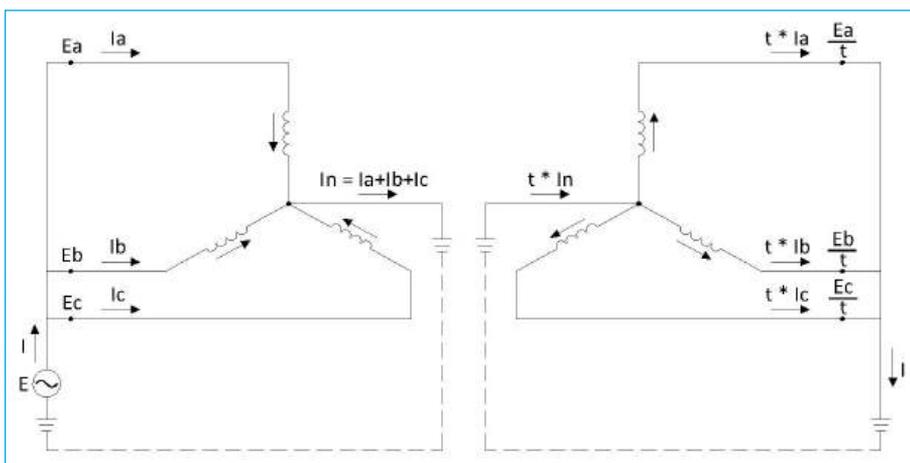


Figura 5.7 – Determinação da impedância de seqüência zero em transformadores com enrolamentos ligados em estrela

Do que foi exposto anteriormente, é importante ressaltar que:

- a) como o transformador funciona pelo princípio da compensação de ampère-espira, há corrente na alta porque é possível haver corrente na baixa tensão;
- b) como há corrente na alta e na baixa, e estes enrolamentos estão acoplados magneticamente, há uma reatância de dispersão entre a alta e a baixa tensão, para correntes de sequência zero, que é a reatância de sequência zero entre a alta e a baixa tensão.

Os circuitos de sequência positiva, negativa e zero de um transformador com ligação estrela aterrada na alta e na baixa tensão são mostrados na Figura 5.8.

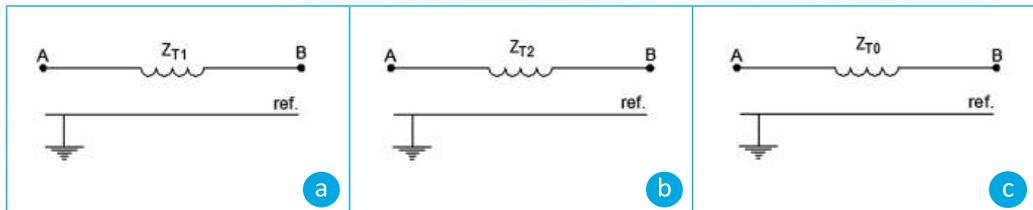


Figura 5.8 – Circuitos de sequência de transformadores conectados em estrela aterrada em ambos os lados

Nota: (a) sequência positiva; (b) sequência negativa; (c) sequência zero.

Tomando-se um transformador com ligação estrela aterrada na alta e estrela isolada na baixa tensão, como mostrado na Figura 5.9, não pode haver circulação de correntes de sequência zero na baixa tensão, o que implica em não haver correntes na alta tensão (embora o neutro deste enrolamento esteja aterrado) e assim a reatância entre a alta e a baixa tensão é infinita, ou seja, um circuito aberto.

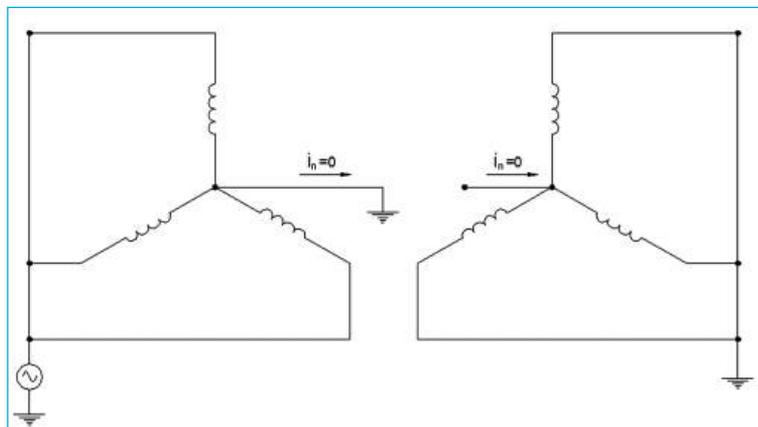


Figura 5.9 – Transformador com ligação em estrela-estrela, com o neutro de um dos lados isolado da terra

Já no caso de transformador com ligação estrela aterrada na alta e delta na baixa tensão, como os enrolamentos da baixa tensão fecham um circuito, as correntes de sequência zero podem circular dentro do delta, como é mostrado na Figura 5.10.

Neste caso as correntes não circulam nos circuitos de alta e da baixa tensão, como no caso do transformador com ligação estrela aterrada em ambos os enrolamentos, mas apenas no circuito da alta tensão e no delta da baixa tensão, e não há correntes de sequência zero no circuito de baixa tensão.

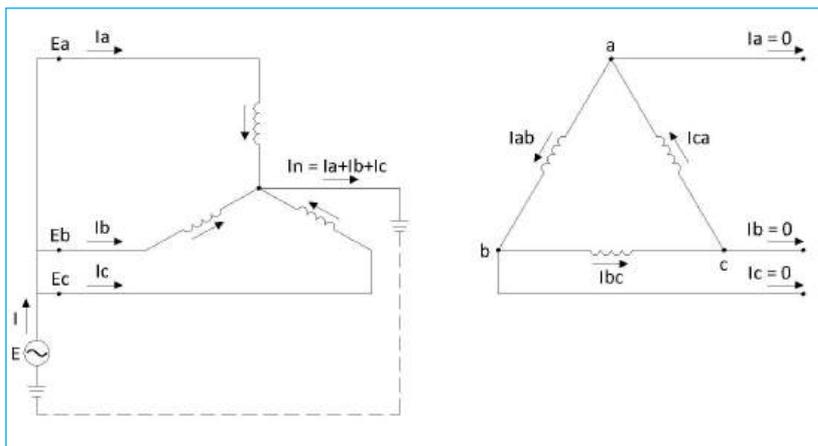


Figura 5.10 – Transformador com as conexões em estrela e delta

Os circuitos de sequência positiva e negativa são sempre idênticos, ou seja, a conexão entre os terminais de alta e de baixa tensão através da reatância de dispersão, enquanto que os circuitos de sequência zero são função do tipo de ligação dos enrolamentos do transformador, como mostrado nas Figuras 5.11 e 5.12, para transformadores de dois e de três enrolamentos.

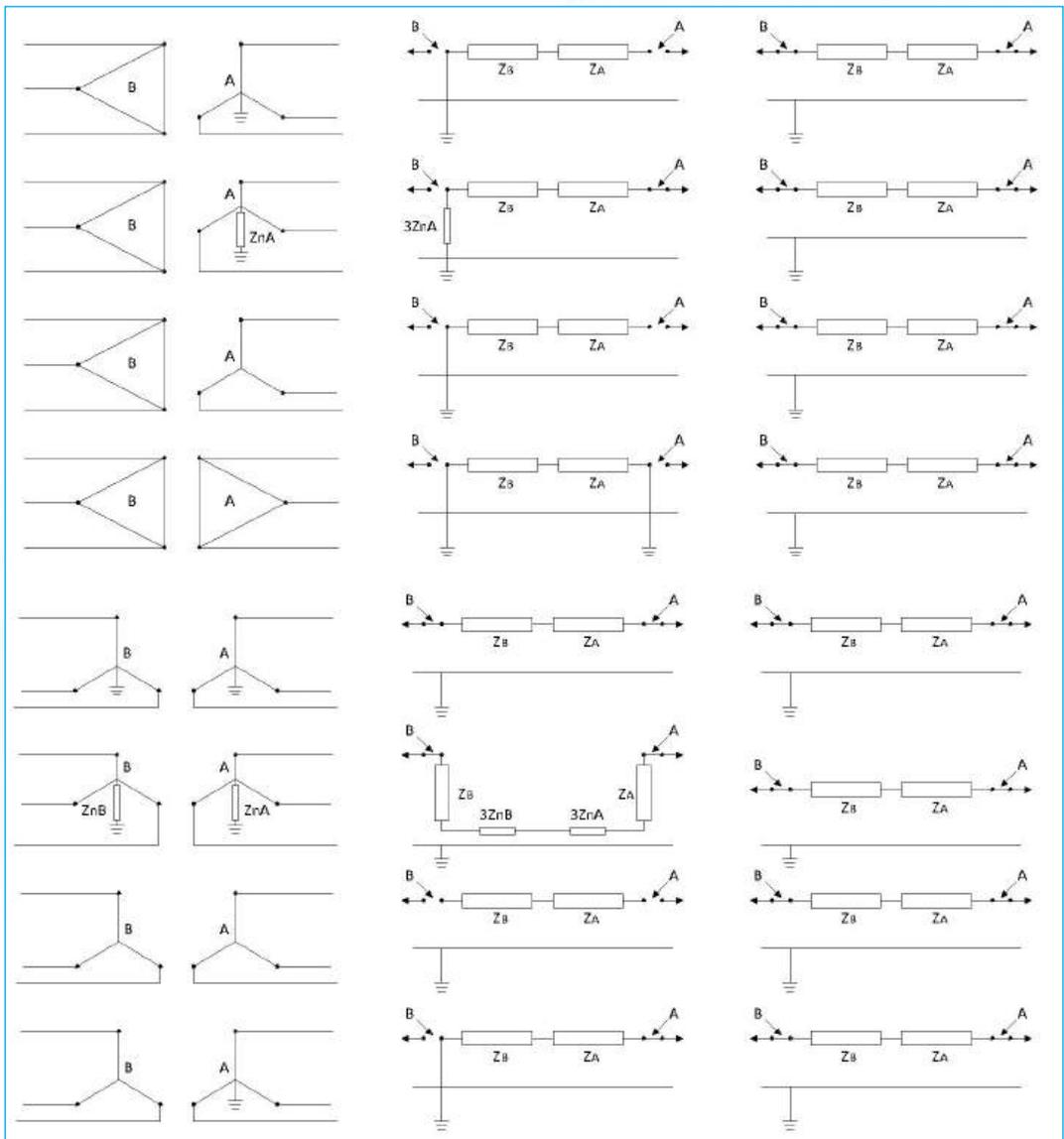


Figura 5.11 – Diagramas de seqüência de transformadores de dois enrolamentos (seqüência zero e seqüência positiva)

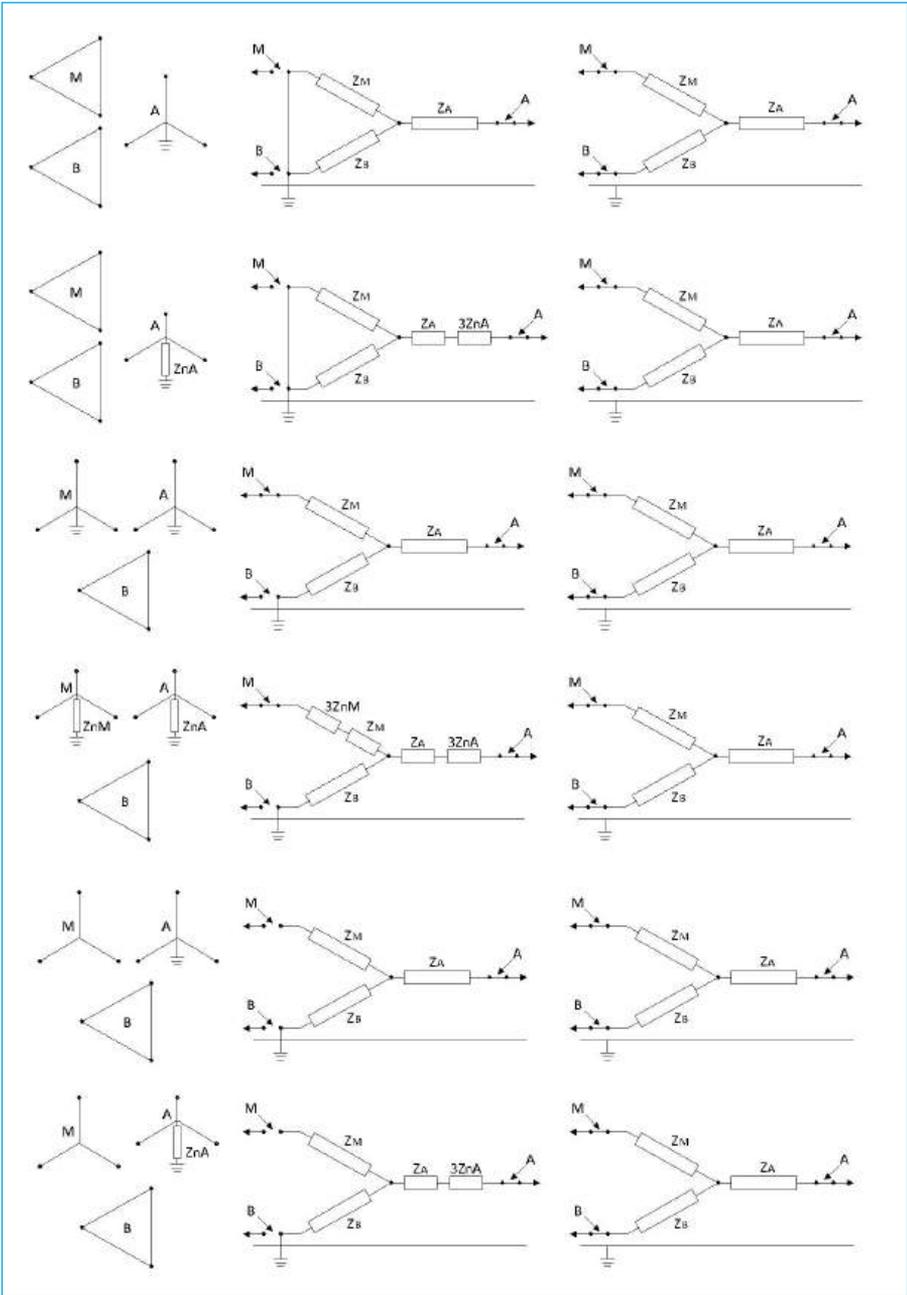


Figura 5.12 – Diagramas de seqüência de transformadores de três enrolamentos (seqüência zero e seqüência positiva e negativa)

No que diz respeito ao tipo de núcleo dos transformadores, envolvido (*core*) ou envolvente (*shell*), estes apresentam um caminho diferente ao fluxo de sequência zero, um valor diferente para a impedância de sequência zero, como mostrado na Figura 5.13.

Em transformadores com núcleo envolvente, o fluxo fica todo contido no núcleo, enquanto em transformadores com núcleo envolvido, parte do fluxo fecha o circuito pelo ar e pelo tanque do transformador, resultando em uma impedância de sequência zero menor para transformadores com este tipo de núcleo.

Normalmente se considera como infinita a impedância de sequência zero de transformadores em que a conexão dos enrolamentos é em estrela isolada, porém, como mostrado anteriormente, poderá ocorrer um encadeamento de fluxo pelo núcleo e pelo tanque do transformador, possibilitando a circulação de uma pequena corrente que poderá causar problemas, a exemplo da atuação indevida da proteção.

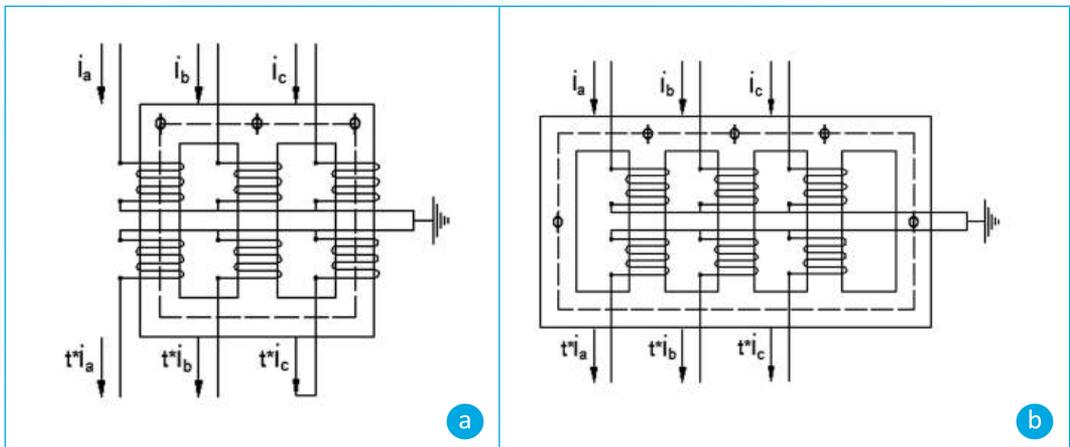


Figura 5.13 – Tipos de núcleo de transformadores

Nota: (a) envolvido; (b) envolvente.

## 5.2.5 Tensões de Sequência

Os únicos componentes ativos nos sistemas elétricos são máquinas síncronas e estas, por construção, são apenas fontes de sequência positiva, já que os fasores de tensão são simétricos e equilibrados, e o sentido de rotação é positivo. Assim, não há fontes de sequência negativa nem de sequência zero.

Dos circuitos de sequência para um gerador a vazio (Figura 5.4), pode-se escrever:

$$\begin{aligned}
 \dot{V}_{a1} &= \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} i_{a1} \\
 \dot{V}_{a2} &= 0 - \dot{Z}_{a2} i_{a2} \\
 \dot{V}_{a0} &= 0 - (\dot{Z}_{a0} + 3\dot{Z}_n) i_{a0}
 \end{aligned}
 \tag{5.45}$$

ou na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{a1} & & \\ & \dot{Z}_{a2} & \\ & & \dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix}
 \tag{5.46}$$

e considerando que esta equação é válida para qualquer uma das três fases do sistema, tem-se, abreviadamente:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dot{V}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{Z}_1 & & \\ & \dot{Z}_2 & \\ & & \dot{Z}_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_0 \end{bmatrix}
 \tag{5.47}$$

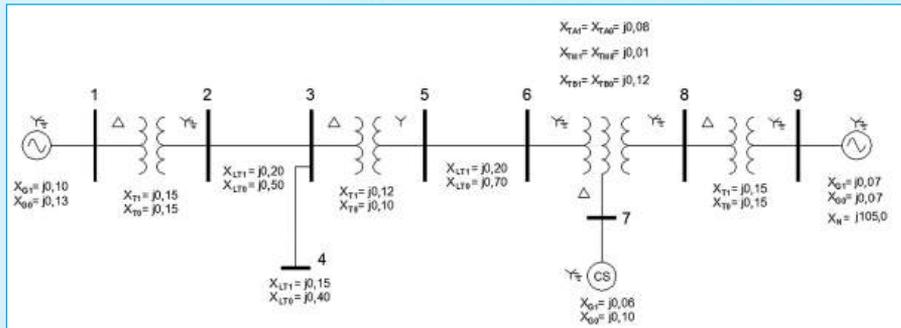
### 5.2.6 Circuitos de Sequência

A solução de um problema de um circuito com a condição de desequilíbrio (seja um curto-circuito, uma carga desequilibrada, uma linha não transposta, etc.) utilizando componentes simétricas implica na solução de três circuitos de sequência: positiva, negativa e sequência zero. Estes três circuitos são obtidos pela conexão das impedâncias dos equipamentos do sistema em estudo, impedâncias estas analisadas na Seção 5.2.5.

Efetuada as conexões das impedâncias e obtidos os circuitos, são então obtidas as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, vistas do ponto de curto-circuito. A aplicação das equações das componentes simétricas 5.26 e 5.29 e das condições de curto-circuito possibilita obter as correntes e tensões de curto-circuito para todo o sistema.

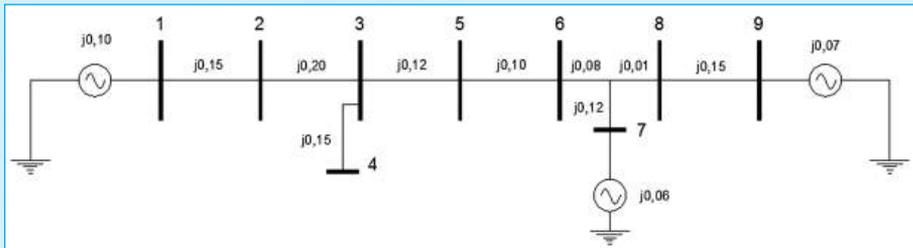
## EXEMPLO 5.7

Traçar os diagramas de seqüência positiva, negativa e zero para o sistema mostrado no diagrama:

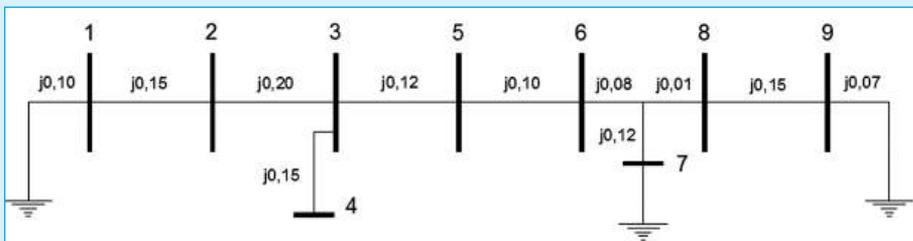


## SOLUÇÃO

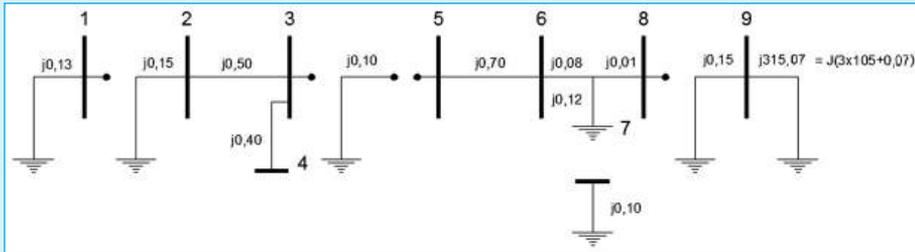
a) diagrama de seqüência positiva:



b) diagrama de seqüência negativa:



c) diagrama de sequência zero:



Observando-se os circuitos de sequência do Exemplo 5.7 verifica-se que os circuitos de sequência positiva e negativa são idênticos, a menos das fontes; o circuito de sequência zero, porém, difere totalmente dos circuitos de sequência positiva e negativa em virtude dos tipos de conexão dos enrolamentos dos transformadores, dos geradores e dos tipos de aterramento destes equipamentos.

É importante ressaltar também que, nos circuitos de sequência positiva e negativa, não havendo desequilíbrio, não haverá corrente pelo neutro, mas no circuito de sequência zero, como  $\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c$  não somam zero a cada instante, estas correntes circularão pelo neutro e causarão quedas de tensão nas impedâncias que houver entre o neutro e a terra; daí a necessidade de se considerar corretamente as impedâncias que houver entre o neutro dos equipamentos e a terra (potencial nulo efetivo), inclusive a resistência da própria terra.

### 5.2.7 Potência em Termos de Componentes de Sequência

Para se obter a potência total de um sistema trifásico quando este é desequilibrado, é necessário obter a potência de cada uma das fases e depois somá-las:

$$\dot{S}_t = \dot{S}_a + \dot{S}_b + \dot{S}_c = \dot{E}_a \dot{I}_a^* + \dot{E}_b \dot{I}_b^* + \dot{E}_c \dot{I}_c^* \quad (5.48)$$

Eventualmente poderá ser mais interessante calcular a potência diretamente a partir das componentes simétricas do que a partir das tensões e correntes de fase.

$$\dot{S}_t = \dot{E}_a \dot{I}_a^* + \dot{E}_b \dot{I}_b^* + \dot{E}_c \dot{I}_c^* = \begin{bmatrix} \dot{E}_a \\ \dot{E}_b \\ \dot{E}_c \end{bmatrix}^t \begin{bmatrix} \dot{I}_a^* \\ \dot{I}_b^* \\ \dot{I}_c^* \end{bmatrix}$$

$$= \left[ \dot{E}_f \right]^t \left[ i_f^* \right] \quad (5.49)$$

Das Equações 5.27 e 5.28, têm-se as tensões e correntes de fase em função das respectivas componentes simétricas, que substituídas na Equação 5.49 resultam:

$$S_t = \left\{ \left[ \dot{A} \right] \left[ \dot{E}_s \right] \right\}^t \left\{ \left[ \dot{A} \right] \left[ i_s \right] \right\}^* \quad (5.50)$$

Usando a propriedade das matrizes vem:

$$S_t = \left\{ \left[ \dot{E}_s \right]^t \left[ \dot{A} \right]^t \right\} \left\{ \left[ \dot{A} \right]^* \left[ i_s \right]^* \right\} \quad (5.51)$$

efetuando-se o produto:

$$\left[ \dot{A} \right]^t \left[ \dot{A} \right]^*$$

tem-se como resultado a matriz identidade multiplicada por 3, ou seja,  $3[1]$ , do que resulta:

$$\dot{S}_t = 3 \left[ \dot{E}_s \right]^t \left[ i_s \right]^* = 3\dot{E}_{a1}i_{a1}^* + 3\dot{E}_{a2}i_{a2}^* + 3\dot{E}_{a0}i_{a0}^* \quad (5.52)$$

### EXEMPLO 5.8

Calcular a potência da carga de um circuito trifásico na qual as tensões são as dadas no Exemplo 5.1 e as correntes são as dadas no Exemplo 5.2.

### SOLUÇÃO

**Utilizando tensões e correntes de fase**

$$\begin{aligned} S_t = & 3,0 \underline{280^0} \times 10,77 \underline{12,22^0} + \\ & + 4,0 \underline{260^0} \times 9,80 \underline{74,82^0} + \\ & 1,0 \underline{165^0} \times 3,25 \underline{74,51^0} \end{aligned}$$

$$\therefore S_t = 32,31 \angle 292,22^\circ + 39,20 \angle 334,82^\circ + 3,25 \angle 239,51^\circ$$

$$\therefore S_t = 67,5234 \angle 47,0073^\circ = 46,0445 - j49,3894 \text{ pu}$$

### Utilizando tensões e correntes em componentes simétricas

$$S_t = 3 \times 1,688 \angle -10,00^\circ \times 5,100 \angle -21,00^\circ + \\ + 3 \times 0,884 \angle 210,57^\circ \times 1,400 \angle -37,33^\circ + \\ + 3 \times 2,244 \angle 260,25^\circ \times 6,800 \angle 46,8^\circ$$

$$\therefore S_t = 25,83 \angle -31,00^\circ + 3,713 \angle 173,27^\circ + 45,78 \angle 307,05^\circ$$

$$\therefore S_t = 67,5239 \angle 47,0024^\circ = 46,0319 - j49,4019 \text{ pu}$$

## 5.3 EQUAÇÕES NODAIS

Os SEP são constituídos por fontes (geradores síncronos) que alimentam cargas (impedâncias) através de linhas de transmissão e transformadores (impedâncias). Têm-se, assim, circuitos elétricos com tensões nos terminais dos diversos equipamentos (nós ou barramentos) e correntes fluindo nos equipamentos que interligam dois nós (ramos). Esses circuitos, na sua forma mais simples, são radiais e, quando mais complexos, formam malhas com vários nós e vários ramos. Nesses circuitos têm-se conhecidas as tensões das fontes aplicadas em determinados nós que fazem circular correntes nos ramos e que irão determinar tensão dos demais nós do circuito, como os nós onde estão conectadas as cargas.

A solução desses circuitos implica em determinar a tensão de todos os nós do circuito e de todas as correntes dos ramos, para verificar se as tensões dos nós estão adequadas, dentro da faixa normal de operação do sistema, e se as correntes estão dentro da capacidade dos equipamentos.

Para a solução de problemas de sistemas de potência de grande porte, com grande número de nós e de ramos que formam malhas, são utilizados sistemas de equações determinadas para os nós do circuito mediante a aplicação das leis de Kirchhoff das tensões (ou das malhas) e das correntes (ou dos nós), e são utilizados métodos matriciais com o uso de programas computacionais. Os métodos matriciais utilizados são da matriz de admitâncias nodais e da matriz de impedâncias nodais.

### 5.3.1 Matriz de Admitâncias Nodais

A lei das correntes de Kirchhoff estabelece que a soma das correntes em um nó é igual a zero, sendo considerada positiva a corrente que entra e negativa a corrente que sai do nó. As correntes que chegam e saem de um nó (ou barramento de subestação) são as correntes dos ramos que estão conectados ao nó e são determinadas pela diferença das tensões dos terminais de cada ramo multiplicada pela admitância do ramo.

Considerando o circuito formado pelos componentes do sistema elétrico, utilizando-se os modelos elétricos correspondentes a cada tipo de equipamento, têm-se fontes e cargas ligadas do nó para a referência, ou terra, bem como as admitâncias dos modelos dos equipamentos ligadas para a referência, e impedâncias ligadas de um nó para outro. Assim, a tensão de um nó é a tensão do nó para a referência, e a corrente de um nó é a corrente da fonte ligada ao nó (da referência para o nó) ou a corrente da carga ligada ao nó (do nó para a referência) ou, ainda, a soma das correntes dos ramos da referência para o nó devidas aos ramos para a referência dos modelos dos componentes do sistema.

Escrevendo-se as equações das correntes em cada nó independente do circuito do sistema, obtém-se um sistema de equações no qual são conhecidas as tensões dos nós e as admitâncias dos ramos. Resolvendo-se o sistema de equações, determinam-se as correntes dos ramos.

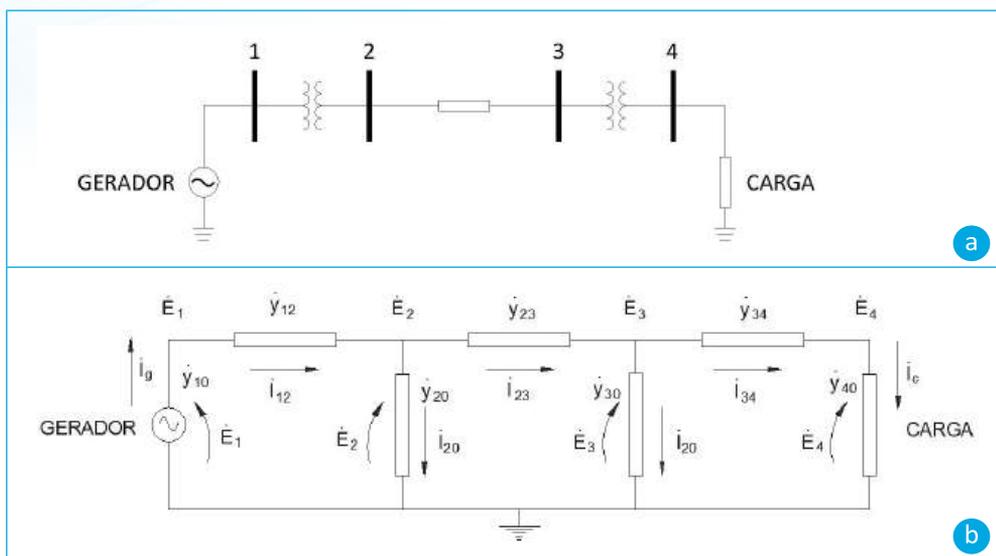


Figura 5.14 – Sistema elétrico

Nota: (a) sistema elétrico; (b) circuitos (malhas) do circuito elétrico e admitâncias.

A Figura 5.14 mostra o diagrama unifilar de um sistema elétrico radial com gerador, transformador elevador, linha de transmissão, transformador abaixador e carga, com a fonte e a carga ligadas à terra (referência) e os elementos do sistema ligados entre dois nós. Considerando a fonte sem impedância (fonte ideal), a carga e os componentes do sistema, transformadores e de linha de transmissão como admitância e com os modelos considerados para os componentes do sistema, obtém-se o circuito elétrico no qual se tem cinco nós, quatro do sistema mais um que é a referência, as tensões e as correntes dos nós.

Escrevendo as equações para os nós, tem-se:

$$\begin{aligned}
 i_1 &= (\dot{E}_1 - \dot{E}_2)\dot{Y}_{12} = \dot{E}_1\dot{Y}_{12} - \dot{E}_2\dot{Y}_{12} \\
 i_2 &= (\dot{E}_2 - \dot{E}_1)\dot{Y}_{12} + (\dot{E}_2 - \dot{E}_3)\dot{Y}_{23} + (\dot{E}_2)\dot{Y}_{20} = (-\dot{Y}_{12})\dot{E}_1 + (\dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{20} + \dot{Y}_{23})\dot{E}_2 + (-\dot{Y}_{23})\dot{E}_3 \\
 i_3 &= (\dot{E}_3 - \dot{E}_2)\dot{Y}_{23} + (\dot{E}_3 - \dot{E}_4)\dot{Y}_{34} + (\dot{E}_3)\dot{Y}_{30} = (-\dot{Y}_{23})\dot{E}_2 + (\dot{Y}_{23} + \dot{Y}_{30} + \dot{Y}_{34})\dot{E}_3 + (-\dot{Y}_{34})\dot{E}_4 \\
 i_4 &= (\dot{E}_4 - \dot{E}_3)\dot{Y}_{34} + (\dot{E}_4)\dot{Y}_{40} = (-\dot{Y}_{34})\dot{E}_3 + (\dot{Y}_{34} + \dot{Y}_{40})\dot{E}_4
 \end{aligned} \tag{5.53}$$

que colocadas na forma matricial, resultam:

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{12} & 0 & 0 \\ -\dot{Y}_{12} & (\dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{20} + \dot{Y}_{23}) & -\dot{Y}_{23} & 0 \\ 0 & -\dot{Y}_{23} & (\dot{Y}_{23} + \dot{Y}_{30} + \dot{Y}_{34}) & -\dot{Y}_{34} \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_{34} & (\dot{Y}_{34} + \dot{Y}_{40}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} \tag{5.54}$$

e utilizando-se a notação matricial, tem-se a equação matricial:

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} & \dot{Y}_{14} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} & \dot{Y}_{24} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} & \dot{Y}_{34} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Y}_{42} & \dot{Y}_{43} & \dot{Y}_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} \tag{5.55}$$

ou matriz de admitâncias nodais, usualmente denominada de matriz  $Y_{barra}$ .

Para a solução de circuitos utilizando-se a matriz de admitâncias nodais  $Y_{barra}$  é necessário, inicialmente, obter-se os elementos da matriz, para o que há algoritmos próprios ou pela inversão da matriz  $Z_{barra}$ .

O produto da matriz  $Y_{barra}$  pelo vetor de tensões de nó resulta no vetor de correntes de nó do circuito.

A matriz de admitâncias nodais de um sistema elétrico é quadrada, de dimensão  $n$ , onde  $n$  é o número de nós do sistema sem contar o nó de referência, simétrica (exceto quando há transformadores defasadores no sistema) e esparsa (ou seja, com muitos elementos nulos que, em grandes sistemas, pode chegar a mais de 95% dos elementos da matriz).

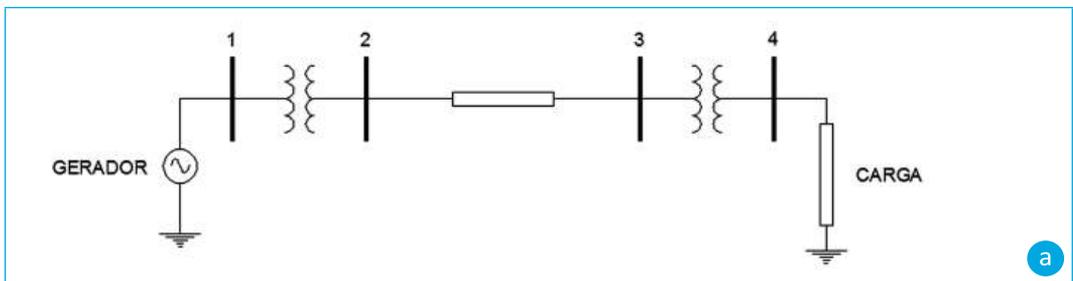
Para a utilização da matriz  $Y_{barra}$  na solução de problemas de SEP, é usual utilizarem-se algoritmos de armazenamento e de operações com matrizes esparsas, o que possibilita utilizar menos memória computacional e também reduzir o tempo de computação para a solução do problema.

### 5.3.2 Matriz de Impedâncias Nodais

Utilizando a lei das tensões de malha de Kirchhoff, e escrevendo-se as equações das tensões em cada malha independente do circuito do sistema, obtém-se um sistema de equações no qual são conhecidas as tensões e as impedâncias dos ramos. Resolvendo-se o sistema de equações, determinam-se as correntes dos ramos.

Considerando o circuito formado pelos componentes do sistema elétrico, e utilizando-se os modelos elétricos correspondentes a cada tipo de equipamento, têm-se fontes e cargas ligadas do nó para a referência, ou terra, bem como as impedâncias dos modelos dos equipamentos ligadas para a referência, e impedâncias ligadas de um nó para outro. Assim, a tensão de nó é a tensão do nó para a referência, e a corrente de nó é a corrente da fonte ligada ao nó (da referência para o nó) ou a corrente da carga ligada ao nó (do nó para a referência).

A Figura 5.15 mostra o circuito do sistema elétrico da Figura 5.14, o qual apresenta quatro nós independentes conectados pelas impedâncias dos componentes do sistema.



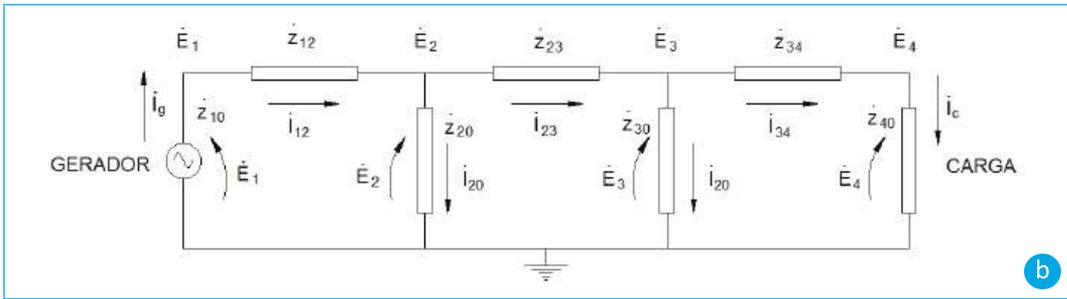


Figura 5.15 – Sistema elétrico

Nota: (a) sistema elétrico; (b) circuitos (malhas) do circuito elétrico e impedâncias.

E, utilizando-se a notação matricial, tem-se a equação:

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{11} & \dot{Z}_{12} & \dot{Z}_{13} & \dot{Z}_{14} \\ \dot{Z}_{21} & \dot{Z}_{22} & \dot{Z}_{23} & \dot{Z}_{24} \\ \dot{Z}_{31} & \dot{Z}_{32} & \dot{Z}_{33} & \dot{Z}_{34} \\ \dot{Z}_{41} & \dot{Z}_{42} & \dot{Z}_{43} & \dot{Z}_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{bmatrix} \quad (5.56)$$

ou matriz de impedâncias nodais usualmente denominada de matriz  $Z_{barra}$ .

Para obter a matriz de impedâncias nodais  $Z_{barra}$  utiliza-se um algoritmo próprio (BROWN, 1975). A matriz  $Z_{barra}$  também pode ser obtida pela inversão da matriz  $Y_{barra}$ .

A matriz de impedâncias nodais de um sistema elétrico é quadrada, de dimensão  $n$ , onde  $n$  é o número de nós do sistema sem contar o nó de referência, simétrica (exceto quando há transformadores defasadores no sistema) e cheia (todos os elementos são diferentes de zero).

O produto da matriz  $Z_{barra}$  pelo vetor de correntes de nó resulta no vetor de tensões de nó do circuito.

### 5.3.3 Formação de Matrizes Nodais

Algoritmos desenvolvidos permitem a obtenção tanto da matriz  $Z_{barra}$  como da matriz  $Y_{barra}$  diretamente a partir da configuração do circuito do sistema sob análise e utilizando os parâmetros dos componentes do sistema e os respectivos modelos.

### 5.3.3.1 Formação da matriz $Y_{barra}$

A formação da matriz  $Y_{barra}$  é preferida, porque o algoritmo existente apresenta mais facilidade do que o algoritmo utilizado para a formação da matriz  $Z_{barra}$  e também porque esta matriz é esparsa, exigindo menor quantidade de memória de armazenamento e maior velocidade de operações nos cálculos.

Das equações desenvolvidas para o circuito do sistema da Figura 5.14, obtém-se o algoritmo para a formação da matriz  $Y_{barra}$  com a obtenção dos elementos  $Y_{ij}$  :

- a) elementos da diagonal principal  $Y_{ii}$  : soma das admitâncias conectadas ao nó  $i$ , com  $i = 1, 2, \dots, n$ ;
- b) elementos fora da diagonal principal  $Y_{ij}$  : admitância conectada entre os nós  $i$  e  $j$ , com  $j \neq i$ , **com o sinal trocado**, sendo  $a$  soma das admitâncias conectadas entre os nós  $i$  e  $j$  no caso de circuitos em paralelo.

### 5.3.3.2 Formação da matriz $Z_{barra}$

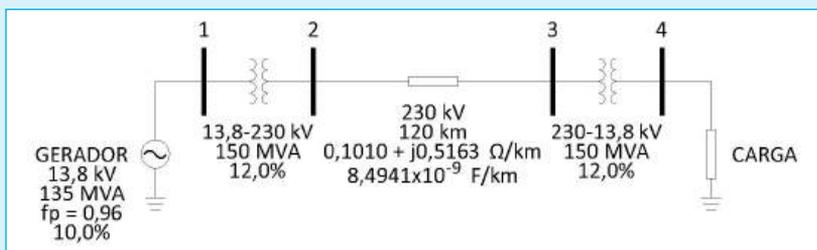
A formação da matriz  $Z_{barra}$  utiliza um algoritmo mais trabalhoso e mais demorado e leva à obtenção de uma matriz cheia, o que implica em maior necessidade de memória de armazenamento da matriz e em maior tempo na execução dos cálculos (BROWN, 1975).

A matriz  $Z_{barra}$  é também obtida pela inversão total da matriz  $Y_{barra}$  ou pela inversão parcial quando necessária apenas para alguns nós do sistema.

#### EXEMPLO 5.9

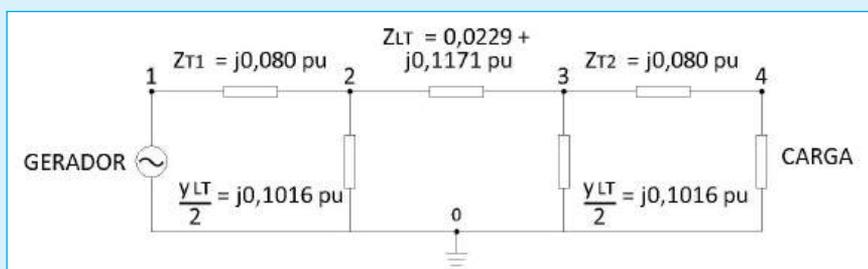
Para o sistema apresentado, considerando  $S_B = 100$  MVA:

- a) calcular a matriz  $Y_{barra}$  ;
- b) calcular a matriz  $Z_{barra}$  ;
- c) calcular as tensões e correntes dos nós para a tensão no nó 4 (carga) igual a  $1,00 \angle 0,00^\circ$  pu;
- d) calcular as tensões e correntes dos nós para a tensão no nó 1 (gerador) igual a  $1,03 \angle 0,00^\circ$  pu.



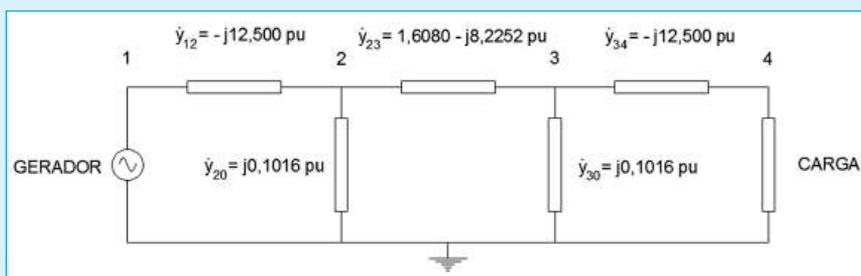
## SOLUÇÃO

Dados em pu:



## Matriz de admitâncias $Y_{barra}$

Colocando todos os dados do sistema na forma de admitâncias, tem-se:



Com o algoritmo de formação da matriz  $Y_{barra}$ , obtêm-se os elementos da matriz e a matriz completa:

$$\dot{Y}_{11} = \dot{y}_{12} = -j12,500 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{12} = -\dot{y}_{12} = j12,500 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{21} = -\dot{y}_{12} = j12,500 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{22} = (\dot{y}_{12} + \dot{y}_{20} + \dot{y}_{23}) = 1,6080 - j20,6236 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{23} = -\dot{y}_{23} = -1,6080 + j8,2252 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{32} = -\dot{y}_{23} = -1,6080 + j8,2252 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{33} = (\dot{y}_{23} + \dot{y}_{30} + \dot{y}_{34}) = 1,6080 - j20,6236 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{34} = -\dot{y}_{34} = j12,500 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{43} = -\dot{y}_{34} = j12,500 \text{ pu}$$

$$\dot{Y}_{44} = (\dot{y}_{34} + \dot{y}_{40}) = -j12,500 \text{ pu}$$

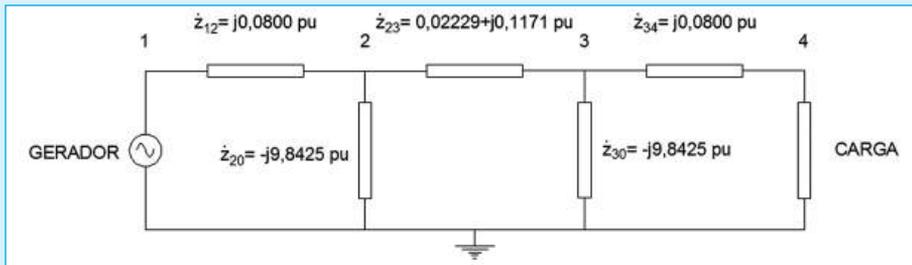
$$[Y_{barra}] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} & \dot{Y}_{14} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} & \dot{Y}_{24} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} & \dot{Y}_{34} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Y}_{42} & \dot{Y}_{43} & \dot{Y}_{44} \end{bmatrix}$$

$$[Y_{barra}] = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{12} & -\dot{Y}_{12} & 0 & 0 \\ -\dot{Y}_{12} & (\dot{Y}_{12} + \dot{Y}_{20} + \dot{Y}_{23}) & -\dot{Y}_{23} & 0 \\ 0 & -\dot{Y}_{23} & (\dot{Y}_{23} + \dot{Y}_{30} + \dot{Y}_{34}) & -\dot{Y}_{34} \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_{34} & (\dot{Y}_{34} + \dot{Y}_{40}) \end{bmatrix}$$

$$[Y_{barra}] = \begin{bmatrix} 0,0000 - j12,5000 & 0,0000 + j12,5000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j12,5000 & 1,6080 - j20,6236 & -1,6080 + j8,2252 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & -1,6080 + j8,2252 & 1,6080 - j20,6236 & 0,0000 + j12,5000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j12,5000 & 0,0000 - j12,5000 \end{bmatrix}$$

## Matriz de impedâncias $Z_{barra}$

Colocando todos os dados do sistema na forma de impedâncias, tem-se:



Com o algoritmo de formação da matriz  $Z_{barra}$ , ou pela inversão da matriz  $Y_{barra}$ , obtêm-se os elementos da matriz e a matriz completa:

$$[Z_{barra}] = [Y_{barra}]^{-1}$$

$$[Z_{barra}] = \begin{bmatrix} 0.0058 - j4.8094 & 0.0058 - j4.8894 & -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 \\ 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8894 & -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 \\ -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 & 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8894 \\ -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 & 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8094 \end{bmatrix}$$

**Tensões e correntes dos nós para a tensão no nó 4 (carga) igual a  $1,00 \angle 0,00^\circ$  pu**

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{11} & \dot{Z}_{12} & \dot{Z}_{13} & \dot{Z}_{14} \\ \dot{Z}_{21} & \dot{Z}_{22} & \dot{Z}_{23} & \dot{Z}_{24} \\ \dot{Z}_{31} & \dot{Z}_{32} & \dot{Z}_{33} & \dot{Z}_{34} \\ \dot{Z}_{41} & \dot{Z}_{42} & \dot{Z}_{43} & \dot{Z}_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_1 \\ \dot{i}_2 \\ \dot{i}_3 \\ \dot{i}_4 \end{bmatrix}$$

Calculando as correntes dos nós considerando as tensões dos nós iguais a  $1,00 \angle 0,00^\circ$  tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_1 \\ \dot{i}_2 \\ \dot{i}_3 \\ \dot{i}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4750 + j0,0500 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ -0,4750 + j0,1562 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0058 - j4.8094 & 0.0058 - j4.8894 & -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 \\ 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8894 & -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 \\ -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 & 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8894 \\ -0.0058 - j4.9483 & -0.0058 - j4.9483 & 0.0058 - j4.8894 & 0.0058 - j4.8094 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,4750 + j0,0500 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ -0,4750 + j0,1562 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0189 + j0,0653 \\ 1,0229 + j0,0273 \\ 1,0056 - j0,0274 \\ 0,9931 - j0,0654 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0210 & \underline{3,6670^\circ} \\ 1,0233 & \underline{1,5288^\circ} \\ 1,0060 & \underline{-1,5608^\circ} \\ 0,9953 & \underline{-3,7677^\circ} \end{bmatrix} pu$$

### Observações:

As correntes foram calculadas considerando, para o nó 4, as condições de tensão e carga dadas e, para o nó 1, considerando o reativo natural (capacitivo) da linha que causa uma corrente capacitiva no gerador.

Os resultados obtidos para as tensões não são corretos, porque a corrente do nó 1 não é conhecida e não pode ser calculada isoladamente.

As tensões dos nós somente podem ser calculadas por meio de um processo iterativo (como será mostrado no Capítulo 7 – Curto-Circuito).

### Tensões e correntes dos nós para a tensão no nó 1 (gerador) igual a $1,03 \underline{0,00^\circ}$ pu

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} & \dot{Y}_{14} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} & \dot{Y}_{24} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} & \dot{Y}_{34} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Y}_{42} & \dot{Y}_{43} & \dot{Y}_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix}$$

Considerando as tensões dos demais nós iguais a  $1,00 \underline{0,00^\circ}$ , tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0000 - j12,5000 & 0,0000 + j12,5000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j12,5000 & 1,6080 - j20,6236 & -1,6080 + j8,2252 & 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 & -1,6080 + j8,2252 & 1,6080 - j20,6236 & 0,0000 + j12,5000 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j12,5000 & 0,0000 - j12,5000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1,0189 + j0,0653 \\ 1,0229 + j0,0273 \\ 1,0056 - j0,0274 \\ 0,9931 - j0,0654 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4750 + j0,0500 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ -0,4750 + j0,1562 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4776 \angle 6,00^\circ \\ 0,0000 \angle 0,00^\circ \\ 0,0000 \angle 0,00^\circ \\ 0,5000 \angle 161,80^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

Observação:

São válidas as mesmas considerações do item Tensões e correntes dos nós para a tensão no nó 4 (carga) igual a 1,00  $\angle 0,00^\circ$  pu.

### 5.3.3.3 Inversão parcial de matrizes nodais

As matrizes  $Y_{barra}$  podem ser invertidas parcialmente, permitindo o cálculo de circuitos com a utilização simultânea de correntes e tensões de nó em um mesmo vetor.

O algoritmo para a inversão parcial de uma matriz é apresentado em Brown (1975).

Tomando-se a matriz  $Z_{barra}$  da Equação 5.56 e invertendo-se parcialmente para o nó 1, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Z}'_{12} & \dot{Z}'_{13} & \dot{Z}'_{14} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Z}'_{22} & \dot{Z}'_{23} & \dot{Z}'_{24} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Z}'_{32} & \dot{Z}'_{33} & \dot{Z}'_{34} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Z}'_{42} & \dot{Z}'_{43} & \dot{Z}'_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \end{bmatrix} \quad (5.57)$$

Com o que é possível calcular as tensões dos nós 2, 3 e 4 (de carga) tendo-se a tensão  $E_1$  (do gerador) do nó 1.

#### EXEMPLO 5.10

Calcular a inversa parcial da matriz  $Z_{barra}$  do Exemplo 5.9 para o nó 1.

Calcular a corrente do nó 1 e a tensão dos nós 2, 3 e 4, considerando a tensão do nó 1 e a corrente do nó 4 obtidas no Exemplo 5.9.

## SOLUÇÃO

$$[Z_{barra}] = \begin{bmatrix} 0,0058 - j4,8094 & 0,0058 - j4,8894 & -0,0058 - j4,9483 & -0,0058 - j4,9483 \\ 0,0058 - j4,8894 & 0,0058 - j4,8894 & -0,0058 - j4,9483 & -0,0058 - j4,9483 \\ -0,0058 - j4,9483 & -0,0058 - j4,9483 & 0,0058 - j4,8894 & 0,0058 - j4,8894 \\ -0,0058 - j4,9483 & -0,0058 - j4,9483 & 0,0058 - j4,8894 & 0,0058 - j4,8094 \end{bmatrix}$$

Com a inversão parcial da matriz  $Z_{barra}$  para o nó 1, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}'_1 \\ \dot{E}'_2 \\ \dot{E}'_3 \\ \dot{E}'_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,0003 - j0,2079 & -1,0166 + j0,0000 & -1,0289 + j0,0024 & -1,0289 + j0,0024 \\ -1,0166 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0813 & 0,0002 + j0,0823 & 0,0002 + j0,0823 \\ -1,0289 + j0,0024 & 0,0002 + j0,0823 & 0,0238 + j0,2018 & 0,0238 + j0,2018 \\ -1,0289 + j0,0024 & 0,0002 + j0,0823 & 0,0238 + j0,2018 & 0,0238 + j0,2818 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1,0253 + j0,1288 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ 0,0000 + j0,0000 \\ 0,4750 - j0,1562 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}'_1 \\ \dot{E}'_2 \\ \dot{E}'_3 \\ \dot{E}'_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4618 + j0,0513 \\ 1,0294 + j0,0919 \\ 1,0124 + j0,0379 \\ 0,9999 - j0,0001 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,4646 \underline{6,34^\circ} \\ 1,0335 \underline{5,10^\circ} \\ 1,0131 \underline{2,14^\circ} \\ 1,0000 \underline{0,00^\circ} \end{bmatrix} \quad \text{pu}$$

### 5.3.3.4 Redução de matrizes nodais

Quando não é necessário utilizar as condições de todos os nós do circuito para a realização dos cálculos necessários à solução do sistema, as matrizes nodais podem ser reduzidas pela eliminação de linhas e colunas referentes aos nós não necessários com a utilização da redução de Kron, como apresentado em Brown (1975).

A matriz de impedâncias de uma linha de transmissão trifásica e com um cabo para-raios tem dimensão 4 x 4.

$$Z = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} & \dot{Z}_{ap} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} & \dot{Z}_{bp} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} & \dot{Z}_{cp} \\ \dot{Z}_{pa} & \dot{Z}_{pb} & \dot{Z}_{pc} & \dot{Z}_{pp} \end{bmatrix}$$

Considerando que o cabo para-raios é aterrado (em cada torre), a tensão neste cabo é zero.

Para a obtenção da impedância da linha, necessita-se dos termos da matriz referentes apenas aos cabos fase, mas que levem em consideração o efeito do acoplamento magnético com o cabo para-raios.

Efetuada-se a redução de Kron para a linha e coluna referente ao para-raios, tem-se:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{aa} & \dot{Z}_{ab} & \dot{Z}_{ac} \\ \dot{Z}_{ba} & \dot{Z}_{bb} & \dot{Z}_{bc} \\ \dot{Z}_{ca} & \dot{Z}_{cb} & \dot{Z}_{cc} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{Z}_{ap} \\ \dot{Z}_{bp} \\ \dot{Z}_{cp} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{Z}_{ap} & \dot{Z}_{bp} & \dot{Z}_{cp} \end{bmatrix} Z_{pp}^{-1}$$

### EXEMPLO 5.11

Uma linha de transmissão de 230 kV utiliza condutores CAA 636 MCM e um cabo para-raios de aço 3/8"HS. Os cabos fase estão em um plano horizontal, separados por 7,8 m e a 24,8 m do solo, e o cabo para-raios está no centro da torre a 34,0 m de altura.

Calcular a matriz de indutâncias para a linha dada, por quilômetro, considerando os cabos fase e o cabo para-raios e reduzir a matriz L pela eliminação do nó referente ao para-raios.

### SOLUÇÃO

Utilizando as equações para o cálculo de indutâncias de linhas de transmissão, obtém-se a matriz:

$$L_{ABCP} = \begin{bmatrix} 0,0015 & 0,0001 & 0,0000 & -0,0004 \\ 0,0000 & 0,0013 & 0,0000 & -0,0003 \\ 0,0000 & 0,0001 & 0,0015 & -0,0004 \\ -0,0004 & -0,0003 & -0,0004 & 0,0016 \end{bmatrix} \quad \text{H/km}$$

e efetuando-se a redução de Kron para o nó referente ao para-raios, tem-se:

$$L_{ABC} = \begin{bmatrix} 0,0015 & 0,0001 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0013 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0001 & 0,0015 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -0,0004 \\ -0,0003 \\ -0,0004 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -0,0004 & -0,0003 & -0,0004 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 0,0016 \end{bmatrix}$$

$$L_{ABC} = \begin{bmatrix} 0,0015 & 0,0001 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0013 & 0,0000 \\ 0,0000 & 0,0001 & 0,0015 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,000100 & 0,000075 & 0,000100 \\ 0,000075 & 0,000056 & 0,000075 \\ 0,000100 & 0,000075 & 0,000100 \end{bmatrix}$$

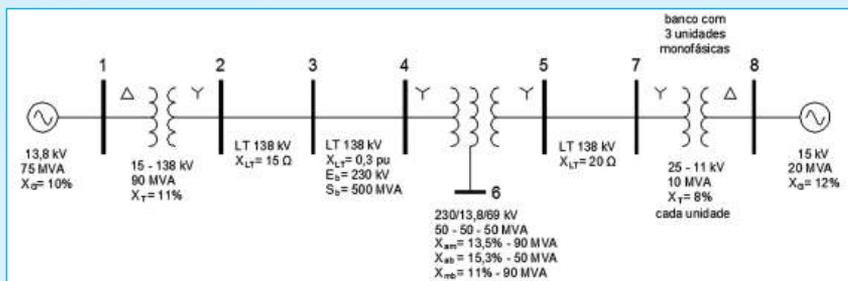
$$L_{ABC} = \begin{bmatrix} 0,0014 & 0,0000 & -0,0001 \\ -0,0001 & 0,0012 & -0,0001 \\ -0,0001 & 0,0000 & 0,0014 \end{bmatrix}$$

Considerando os valores de indutância próprios (elementos da diagonal principal), e multiplicando por  $\omega$ , tem-se a reatância de serviço:

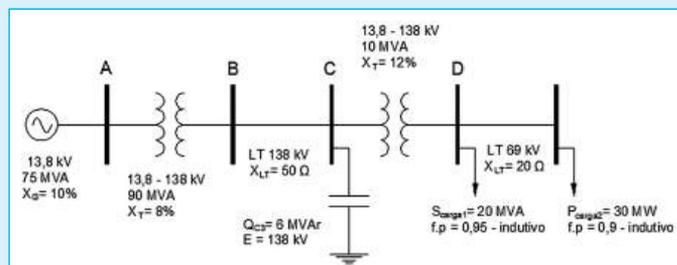
$$X_{LT} = 0,5027 \ \Omega / \text{km}$$

## PROBLEMAS

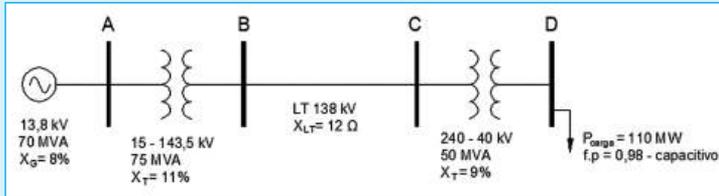
1. Calcular os parâmetros em pu considerando as bases de 100 MVA e 13,8 kV no barramento 1. Apresentar os resultados em diagrama unifilar, na forma cartesiana:



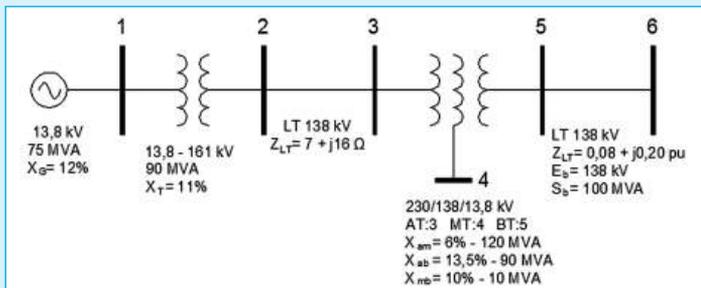
2. Calcular em pu os valores dos parâmetros dos componentes do sistema, utilizando a base de 50 MVA e a base de tensão no barramento A igual a 13,8 kV.



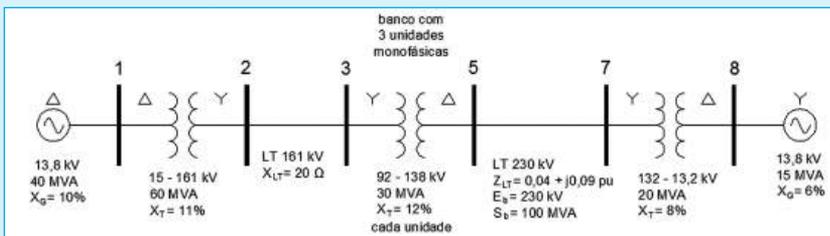
3. Calcular a tensão que deverá ser mantida no barramento A do sistema, para que a tensão no barramento D seja 20 kV. A carga nesse barramento é 110 MW, com  $FP=0,98$  capacitivo. Utilizar a potência base de 100 MVA e a tensão base de 13,8 kV no barramento A.



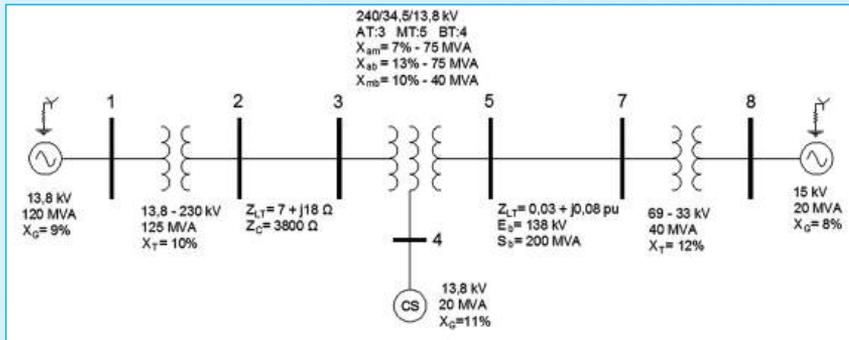
4. Passar para pu os parâmetros do sistema mostrado no diagrama, considerando as bases de 13,8 kV e 100 MVA no barramento 1. Apresentar os resultados na forma cartesiana, sobre um diagrama unifilar. Indicar no diagrama a tensão base de cada barramento.



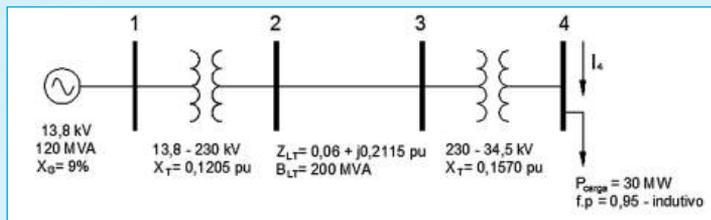
5. Para o diagrama dado passar para pu os parâmetros do sistema considerando as bases de 13,8 kV e 200 MVA no barramento 1. Apresentar os resultados na forma cartesiana sobre um diagrama unifilar.



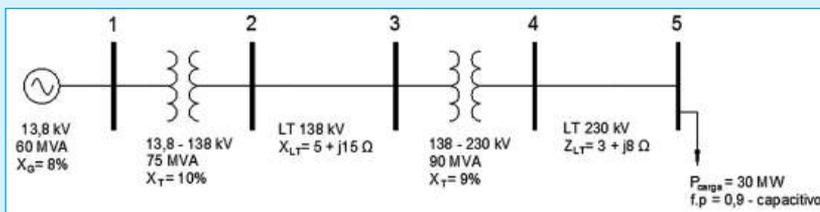
6. Passar para pu os parâmetros do sistema mostrado no diagrama, considerando as bases de 34,5 kV e 50 MVA no barramento 1. Apresentar os resultados na forma cartesiana, sobre um diagrama unifilar. Indicar no diagrama a tensão base de cada barramento.



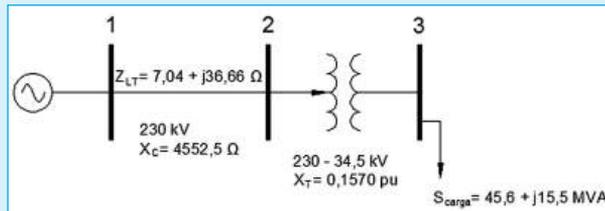
7. Para o sistema mostrado no diagrama unifilar a seguir, calcular a tensão no barramento 1 para que a tensão no barramento 4 seja mantida em 35 kV. Os parâmetros já estão em pu, nas bases 13,8 kV e 100 MVA no barramento 1. Apresentar o resultado final em pu (módulo e ângulo) e em kV, na forma polar.



8. Para o sistema mostrado no diagrama unifilar a seguir, calcular a tensão no barramento 1 para que a tensão no barramento 5 seja mantida em 235 kV. Utilizar as bases 13,8 kV e 100 MVA no barramento 1. Apresentar os parâmetros em pu.



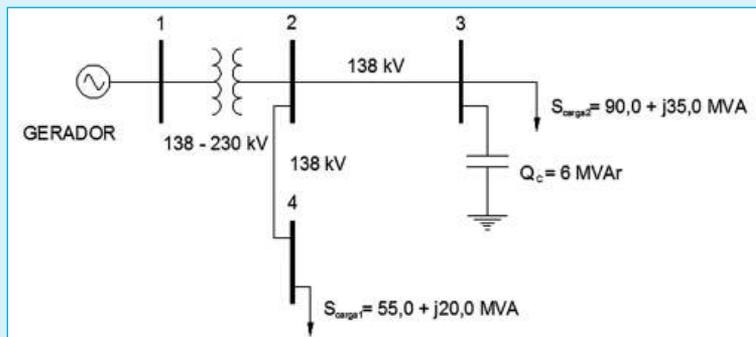
9. Calcular a tensão nos barramentos 1 e 2 do sistema a seguir. A tensão no barramento 3 é mantida em  $1,015 \angle -5,0^\circ$  pu. Utilizar as bases de 230 kV e 100 MVA no barramento 1. Apresentar os parâmetros em pu e o resultado final em pu (módulo e ângulo) e em kV, na forma polar. Considerar o tap do transformador em 220 kV.



10. Determinar as correntes de sequência positiva, negativa e zero em que as correntes de fase são  $I_a = 1,5 \angle 0,0^\circ$ ,  $I_b = 1,7 \angle 36,7^\circ$ ,  $I_c = 1,2 \angle 109,0^\circ$  em pu.

11. Para o sistema dado, determinar:

- diagrama unifilar com os dados em pu, nas bases de tensão nominal e 100 MVA;
- diagrama unifilar de admitâncias com modelos pi de linhas e transformadores;
- matriz de admitâncias nodais;
- matriz de impedâncias nodais.



## REFERÊNCIAS

- BARTHOLD, L. O.; REPPEN, N. D.; HEDMAN, D. E. **Análise de circuitos de sistemas de potência**. 2. ed. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 1983.
- BROWN, H. E. **Solution of large networks by matrix methods**. New York: Wiley, 1975.
- GROSS, C. A. **Power system analysis**. 2<sup>nd</sup> ed. New York: J. Wiley, 1986.
- IEEE. **Recommended practice for power system analysis**. 1980. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/18478/citations>>. Acesso em: 17 ago. 2017.
- NEUENSWANDER, J. R. **Modern power systems**. New York: International Textbook Company, 1971.
- STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.
- WAGER, C. L.; EVANS, R. D.; FORTESCUE, C. L. **Symmetrical components as applied to the analysis of unbalanced electrical circuits**. Malabar, EUA: Robert E. Krieger Publishing Company, 1986. Disponível em: <[https://books.google.com.br/books/about/Symmetrical\\_components\\_as\\_applied\\_to\\_the.html?id=3GUhAAAAMAAJ&redir\\_esc=y](https://books.google.com.br/books/about/Symmetrical_components_as_applied_to_the.html?id=3GUhAAAAMAAJ&redir_esc=y)>. Acesso em: 01 fev. 2018.
- ZANETTA JÚNIOR, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Livraria da Física, 2006.



---

**FLUXO DE POTÊNCIA**

---



Um sistema elétrico de potência (SEP) deve ser adequado para transmitir a potência dos geradores a ele conectados e suprir a carga dos consumidores a qualquer instante sob condição adequada de tensão, e manter a continuidade do suprimento em regime permanente. Para assegurar que os consumidores serão sempre supridos, é necessário verificar as condições de operação do SEP para todas as condições de carga a que o mesmo estará submetido no período considerado.

A verificação, ou análise das condições operacionais dos SEP, que podem ocorrer na prática, de modo a se conhecer de antemão qual será o seu desempenho, é feita pela determinação dos valores das tensões nos nós (barras) e das correntes nos ramos (linhas e transformadores) do sistema, e denomina-se simulação do sistema e é feita para a condição de regime permanente em um determinado instante, ou seja, em que a geração e a carga não variam. Embora se tenham correntes nos ramos, prefere-se trabalhar com potências em virtude de, tanto as cargas como as gerações, serem expressas em termos de potências e, com isso, se facilita a análise – daí o termo fluxo de potência.

A simulação de Fluxo de Potência é uma das mais poderosas ferramentas de análise de SEP, sendo utilizada para a análise de sistemas existentes (operação de sistemas) ou de sistemas futuros (planejamento de sistemas). No primeiro caso, verifica-se a possibilidade de suprir as cargas em condições normais e as ações corretivas no caso de falhas que venham a ocorrer em algum equipamento do sistema, enquanto que, no segundo caso, determinam-se os novos componentes a adicionar ao sistema para que este possa atender as cargas futuras.

## 6.1 HISTÓRICO

A análise do comportamento de um SEP, por mais simples que seja, representa um tremendo volume de cálculo, tornando-se inviável a sua solução por meio de cálculos manuais. A partir do momento em que, devido ao aumento das cargas dos consumidores, tornou-se necessário supri-los a partir de mais de uma usina e com mais de uma linha de transmissão, formando-se, assim, um sistema elétrico (ou também uma rede ou uma malha), não foi mais possível utilizar simplesmente as equações de linhas de transmissão, já que estas possibilitam a determinação das condições de apenas um dos ramos da malha.

A necessidade de método de cálculo mais rápido levou ao desenvolvimento, já em 1929, do analisador de circuitos, que era um computador analógico especialmente projetado para a análise das condições de um circuito de CA. Por meio da utilização de um circuito elétrico em escala reduzida, semelhante ao circuito do sistema elétrico real, esse equipamento possibilitava determinar os fluxos de potência nas linhas e transformadores e as tensões das barras da malha para a condição de operação em regime permanente (tanto em condição normal como em condições de emergência ou falha de algum equipamento), possibilitando ainda obter as condições do sistema durante transitórios resultantes de curtos-circuitos ou de chaveamentos. A utilização destes equipamentos como ferramentas de planejamento dos SEP durou até meados da década de 1950. Embora os analisadores de circuitos atendessem às necessidades de cálculo da época, eram equipamentos enormes, caros e só disponíveis em grandes empresas concessionárias ou consultoras, sendo de utilização demorada face à necessidade de se executar toda a montagem e os testes do circuito elétrico análogo ao sistema real antes de se efetuarem os estudos.

Já no final da década de 1940, houve utilização de computadores digitais na área de eletricidade, porém, somente em meados da década de 1950, foi que, com o aparecimento de computadores digitais de grande porte (para a época), tornou-se possível sua utilização prática em SEP, sendo que em 1956, Ward e Hale apresentaram um algoritmo prático para a solução dos cálculos. Isso também provocou uma modificação dos métodos de cálculo, passando-se a utilizar, principalmente, métodos matriciais na solução de equações.

## 6.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Em um SEP tem-se um conjunto de cargas ou potências determinadas pelos consumidores, e que constituem impedâncias em derivação para a terra em determinados pontos do sistema (barras ou nós da malha), que deverão ser supridas por usinas situadas em outros pontos do sistema, distantes das cargas, sendo que, entre as barras de geração e de carga têm-se as linhas de transmissão e os transformadores de subestações do sistema, que formam os ramos da malha e constituem as impedâncias série do circuito elétrico. Além destes componentes, têm-se ainda outras impedâncias em derivação para a terra, constituídas pelos reatores e pelos bancos de capacitores.

Em regime permanente, o somatório das potências das cargas mais o somatório das perdas deverá igualar o somatório das potências geradas pelas usinas:

$$\sum P_{gerada} = \sum P_{carga} + \sum P_{perdas} \quad (6.1)$$

Porém, embora as cargas sejam constantes e a configuração do sistema seja única, a potência gerada em cada usina (potência despachada), bem como a tensão terminal dos geradores, pode variar dentro de uma faixa relativamente ampla, dando origem, desta forma, a uma infinidade de soluções ao problema de fluxo de potência de um SEP (que atendem a Equação 6.1). Para cada conjunto de condições de potências geradas e tensões dos nós há um conjunto de tensões nos demais nós e de fluxos no sistema e, conseqüentemente, diferentes perdas.

Considerando-se as variáveis envolvidas, têm-se como elementos conhecidos: a potência ativa e reativa das cargas (valor constante), a configuração (topologia) do sistema, a potência, ativa e reativa, que cada usina (ou máquina) pode gerar, e a tensão em seus terminais; como elementos desconhecidos: a tensão em cada barra de carga, o fluxo de potência em cada linha ou transformador e as perdas no sistema.

### 6.3 EQUACIONAMENTO DO PROBLEMA

As equações utilizadas para a solução de problemas de fluxo de potência são obtidas com base na aplicação das leis de Kirchhoff aos nós e às malhas do sistema. Estando o sistema em regime permanente, com tensões senoidais (na frequência nominal do sistema), a soma algébrica das correntes em cada nó deve ser nula. A solução das equações escritas (uma para cada nó do sistema) fornecerá a tensão de cada nó. Com as tensões calculadas e com as admitâncias dos ramos do sistema, calcula-se, então, a corrente dos ramos. Na prática, como se trabalha com potência dos geradores e das cargas, prefere-se trabalhar com potência que flui nos ramos (linhas e transformadores) e, por isso, calculam-se as potências com estas correntes e as tensões das barras – daí o nome fluxo de potência, ou também fluxo de carga (em inglês *load flow*).

Tomando parte de um sistema com uma barra (nó) na qual um gerador injeta potência sob determinada tensão e à qual estão conectadas duas linhas de transmissão, ligando outras duas barras, conforme a Figura 6.1.

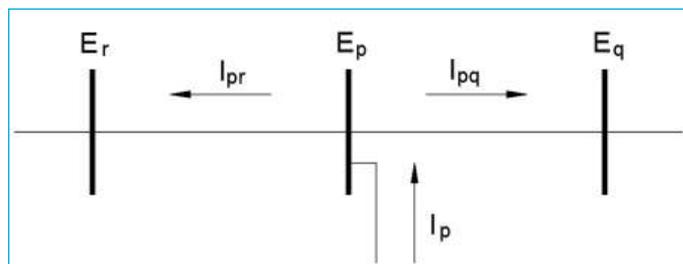


Figura 6.1 – Segmento de sistema

E, aplicando a primeira Lei de Kirchhoff ao nó  $p$  tem-se:

$$\dot{i}_p + \dot{i}_{pq} + \dot{i}_{pr} = 0 \quad (6.2)$$

onde:

$\dot{i}_p$  = corrente de nó

$\dot{i}_{pq}$  e  $\dot{i}_{pr}$  = correntes de ramos

e considerando-se a tensão dos nós  $\dot{E}_p$ ,  $\dot{E}_q$  e  $\dot{E}_r$  e as admitâncias série das linhas  $\dot{y}_{pq}$  e  $\dot{y}_{pr}$ , tem-se:

$$\frac{\dot{S}_p^*}{\dot{E}_p^*} + (\dot{E}_p - \dot{E}_q)\dot{y}_{pq} + (\dot{E}_p - \dot{E}_r)\dot{y}_{pr} = 0 \quad (6.3)$$

rearranjando os termos e explicitando a tensão  $\dot{E}_p$ , vem:

$$\dot{E}_p = \frac{-\frac{\dot{S}_p^*}{\dot{E}_p^*} + \dot{E}_q\dot{y}_{pq} + \dot{E}_r\dot{y}_{pr}}{(\dot{y}_{pq} + \dot{y}_{pr})} \quad (6.4)$$

A aplicação do método em um sistema generalizado implica utilizar as equações das correntes nos nós do sistema.

Considerando-se um sistema de  $n$  nós, tem-se a seguinte equação, que relaciona correntes e tensões nodais por meio da matriz de admitâncias nodais:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \dot{I}_5 \\ \dot{I}_p \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11} & \dot{Y}_{12} & \dot{Y}_{13} & \dot{Y}_{14} & \dot{Y}_{15} & \dot{Y}_{1p} & \dot{Y}_{1n} \\ \dot{Y}_{21} & \dot{Y}_{22} & \dot{Y}_{23} & \dot{Y}_{24} & \dot{Y}_{25} & \dot{Y}_{2p} & \dot{Y}_{2n} \\ \dot{Y}_{31} & \dot{Y}_{32} & \dot{Y}_{33} & \dot{Y}_{34} & \dot{Y}_{35} & \dot{Y}_{3p} & \dot{Y}_{3n} \\ \dot{Y}_{41} & \dot{Y}_{42} & \dot{Y}_{43} & \dot{Y}_{44} & \dot{Y}_{45} & \dot{Y}_{4p} & \dot{Y}_{4n} \\ \dot{Y}_{51} & \dot{Y}_{52} & \dot{Y}_{53} & \dot{Y}_{54} & \dot{Y}_{55} & \dot{Y}_{5p} & \dot{Y}_{5n} \\ \dot{Y}_{p1} & \dot{Y}_{p2} & \dot{Y}_{p3} & \dot{Y}_{p4} & \dot{Y}_{p5} & \dot{Y}_{pp} & \dot{Y}_{pn} \\ \dot{Y}_{n1} & \dot{Y}_{n2} & \dot{Y}_{n3} & \dot{Y}_{n4} & \dot{Y}_{n5} & \dot{Y}_{np} & \dot{Y}_{nn} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \dot{E}_3 \\ \dot{E}_4 \\ \dot{E}_5 \\ \dot{E}_p \\ \dot{E}_n \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

ou:

$$\begin{bmatrix} \dot{I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Y} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{E} \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

onde:

$\begin{bmatrix} \dot{I} \end{bmatrix}$  = vetor de correntes dos nós

$\begin{bmatrix} \dot{Y} \end{bmatrix}$  = matriz de admitâncias nodais (ou matriz  $Y_{\text{barra}}$ )

$\begin{bmatrix} \dot{E} \end{bmatrix}$  = vetor de tensões dos nós

sendo:

$$\begin{aligned} \dot{S}_p &= \dot{E}_p I_p^* \\ \dot{I}_p &= \frac{\dot{S}_p^*}{\dot{E}_p} \end{aligned} \quad (6.7)$$

com  $\dot{I}_p$  a corrente injetada no nó.

Efetuando-se o produto  $\begin{bmatrix} \dot{Y} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{E} \end{bmatrix}$  da Equação 6.6 considerando-se a equação obtida para o nó  $p$ , vem:

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{S}_p^*}{\dot{E}_p} = Y_{p1} \cdot \dot{E}_1 + Y_{p2} \cdot \dot{E}_2 + \dots + Y_{pp} \cdot \dot{E}_p + \dots + Y_{pn} \cdot \dot{E}_n \quad (6.8)$$

da qual, remanejando-se os termos, resulta:

$$\dot{E}_p = \frac{\dot{S}_p^* / \dot{E}_p - Y_{p1} \cdot \dot{E}_1 - Y_{p2} \cdot \dot{E}_2 - \dots - Y_{pn} \cdot \dot{E}_n}{Y_{pp}} \quad (6.9)$$

generalizando-se, para qualquer nó, tem-se:

$$\dot{E}_p = \frac{\begin{pmatrix} \dot{S}_p^* \\ \dot{E}_p \end{pmatrix} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n \left( Y_{pq} \dot{E}_q \right)}{Y_{pp}} \quad (6.10)$$

Considerando-se que um nó de um circuito elétrico é um ponto de conexão de linhas, geradores, transformadores e cargas, este nó nada mais é do que a barra (ou barramento) de uma subestação, daí a nomenclatura de sistemas elétricos utilizar o termo barra.

A Equação 6.5 indica que, para um sistema de  $n$  barras, são necessárias  $n$  equações semelhantes à Equação 6.10. Na prática, entretanto, uma das barras é tomada como referência, considerando-se esta tensão como conhecida.

Como dito anteriormente, o somatório das potências geradas deve igualar o somatório das potências das cargas mais o total das perdas, mas, como as perdas são função do quadrado da corrente e como a corrente nos ramos é uma das incógnitas do problema, o que se faz é fixar a potência das cargas e das gerações, exceto uma, a qual fornecerá a diferença de potência necessária para que a Equação 6.1 seja verificada, considerando-se

a tensão desta barra como a referência para os cálculos. Esta barra é denominada de barra de referência ou barra *swing* (do inglês *swing bus*) ou barra oscilante.

A Equação 6.6 relaciona correntes e tensões por meio da matriz de admitâncias nodais do sistema. Nesta equação tem-se como conhecida a matriz  $[Y]$  e como incógnitas as tensões e as correntes nas barras. A Equação 6.10 é obtida para cada barra, resultante do produto indicado pela Equação 6.6. Decomposta em suas partes real e imaginária, resulta em duas equações para cada barra, com quatro incógnitas. Neste caso, para que seja possível obter uma solução para o sistema de equações, torna-se necessário conhecer duas das incógnitas de cada barra, resultando em um número de incógnitas igual ao número de equações.

As variáveis associadas a cada barra do sistema são: potência ativa e reativa (corrente na Equação 6.8), módulo e ângulo da tensão. Assim, considerando as variáveis existentes em cada barra, pode-se caracterizar três tipos de barra nos SEP:

- a) barras PQ: barra de carga – onde são conhecidas as potências ativa e reativa das cargas e são desconhecidos o módulo e o ângulo da tensão;
- b) barras PV: barra de geração – onde são conhecidas a potência ativa e o módulo da tensão e são desconhecidas a potência reativa e o ângulo da tensão;
- c) barras V $\theta$ : barra de referência – onde são conhecidos o módulo e o ângulo da tensão e são desconhecidas a potência ativa e a potência reativa.

Tem-se, assim, o Quadro 6.1 de tipos de variáveis:

Barra tipo	Variáveis conhecidas	Variáveis desconhecidas
PQ	P, Q	E, $\theta$
PV	P, E	Q, $\theta$
V $\theta$	E, $\theta$	P, Q

Quadro 6.1 – Tipos de variáveis

As equações necessárias à obtenção da tensão das barras, embora sejam algébricas, não são lineares e, assim, não é possível utilizar os métodos diretos de solução de circuitos elétricos, sendo, para tanto, utilizados métodos iterativos. A não linearidade das equações se deve, basicamente, ao fato de que, tanto os geradores como as cargas, são modelados como potência constante e não como tensão constante ou impedância constante, como consideradas em circuitos elétricos.

A consideração de potência constante, em vez de impedância constante, implica na não linearidade do problema e também em que as cargas e as gerações são especificadas, mas

as perdas são desconhecidas, sendo que a Equação 6.1 deve ser atendida. Uma solução para este problema é especificar a potência (ativa) de todos os geradores, exceto um e, neste gerador, especificar a tensão (módulo), ou seja, mudar as variáveis desconhecidas nesta barra (de  $Q\theta$  para  $PQ$ ). Após a solução do problema, com a determinação das tensões em todas as barras, calcula-se a corrente nos ramos (linhas e transformadores) e a potência (ativa e reativa) na barra de referência, de forma a atender a Equação 6.1 e determinar as perdas do sistema.

A solução das equações de fluxo de potência somente é possível por meio de métodos iterativos, não havendo uma solução exata, mas, sim, uma solução com um erro menor do que um valor muito pequeno (tolerância), especificado a priori. Dentre os métodos iterativos usados, citam-se: Gauss, Gauss-Seidel, Newton-Raphson, matriz  $Z_{barra}$ , desacoplado rápido e CC (corrente contínua).

Métodos iterativos para a solução de equações podem ser convergentes ou divergentes, mas no caso da aplicação a sistemas elétricos, de uma maneira geral, obtêm-se convergência.

Uma vez obtida uma Equação do tipo 6.10 para cada barra do sistema, inicia-se o processo iterativo arbitrando um valor provável para o módulo da tensão em cada barra, com os quais, resolvendo-se as equações, obtém-se um primeiro resultado (módulo e ângulo) para a tensão de cada barra. Os valores arbitrados serão considerados como iteração zero e os resultados do primeiro cálculo, como iteração 1. Comparam-se agora os dois valores do módulo da tensão em cada barra e, se a diferença for menor do que a tolerância arbitrada  $\varepsilon$ , tem-se a solução; caso contrário, é necessária uma nova iteração. Na segunda iteração, o valor do módulo e do ângulo da tensão, a serem utilizados nas equações, serão aqueles obtidos na primeira iteração, e assim sucessivamente, até que se obtenha uma solução (diferenças entre valores do módulo da tensão em cada barra, entre as iterações sucessivas, menor do que a tolerância).

Em condição normal de funcionamento do SEP, a tensão em cada barra deve ser a mais próxima possível da nominal, ou 1,0 pu. Desta forma, como valor inicial arbitrado para iniciar o processo iterativo, usa-se o valor de 1,0 pu com ângulo zero, para todas as barras onde a tensão é uma incógnita, somente sendo utilizados valores diferentes deste nas barras terminais de geradores, onde se conhece o módulo, e na barra oscilante (referência), onde se conhece o módulo e o ângulo da tensão (normalmente arbitrado como  $0^\circ$  (zero grau)).

Serão examinadas as técnicas numéricas de solução de sistemas de equações de fluxo de potência mais frequentemente utilizadas nos programas digitais existentes. Alguns destes métodos já caíram em desuso, como os métodos de Gauss e de Gauss-Seidel, pois, conforme será analisado, o método de Newton-Raphson se comporta muito melhor no

caso de grandes sistemas. No entanto, devido ao seu grande valor didático, os métodos de Gauss e de Gauss-Seidel serão discutidos de forma resumida a seguir.

## 6.4 MÉTODO DE GAUSS

Um método para a solução de equações não lineares, ou transcendentais, ou de sistemas de equações não lineares, como é o caso de SEP é o método de Gauss. Trata-se de um método iterativo e, como tal, possibilita obter, não uma solução exata, mas uma solução com uma precisão dentro de uma tolerância especificada.

Este método, sendo iterativo, pode não ser convergente e, neste caso, não possibilitar obter uma solução, situação esta que pode ocorrer quando da solução de sistemas elétricos.

O método de Gauss foi utilizado no primeiro programa computacional desenvolvido para a solução do problema de fluxo de potência. Este método tem a vantagem de não necessitar de muita memória de computador, já que a matriz  $\dot{Y}_{barra}$  não precisa ser armazenada. Sua desvantagem, porém, é não poder apresentar impedâncias negativas (como é o caso da representação das impedâncias de transformadores de três enrolamentos na forma de estrela) e utilizar muito tempo de computação para obter a convergência, além de, às vezes, apresentar dificuldade em convergir para uma solução.

### EXEMPLO 6.1

Resolver a equação transcendental pelo método de Gauss, considerando uma tolerância de  $10^{-6}$ :

$$x - x^2 + \frac{e^x}{4} = 0$$

### SOLUÇÃO

Essa equação deve ser reescrita na forma:

$$\begin{aligned}x &= f(x) \\ \therefore x &= x^2 - \frac{e^x}{4}\end{aligned}$$

a qual permite que se proponha um processo iterativo para a solução:

$$x_{k+1} = x_k^2 - \frac{e_k^x}{4}$$

que se traduz em:

A partir da estimativa de x na iteração k,  $x_k$ , obtém-se o novo valor de x, com o auxílio da equação para  $x_{k+1}$  determina-se a diferença entre a estimativa feita e o valor determinado:  $x_{k+1} - x_k$ . Se a diferença obtida for menor do que um valor (tolerância) preestabelecido, tem-se a solução e, em caso contrário, repete-se o processo utilizando, agora, o valor anteriormente determinado, até que se atinja a tolerância estabelecida.

A Tabela 6.1 representa os resultados obtidos das iterações feitas. O resultado correto, com precisão superior a  $10^{-6}$ , é -0,177714. Observe-se que foi obtida uma das soluções da equação.

Tabela 6.1 – Resultados do cálculo da variável x

Iteração	$x_{k-1}$	X	Erro
0		1,500000	0
1	1,500000	1,129578	0,3704223
2	1,129578	0,502358	0,6272193
3	0,502358	-0,160790	0,6631480
4	-0,160790	-0,187015	0,0262250
5	-0,187015	-0,172383	-0,0146310
	...		
	...		
	...		
20	-0177712	-0,17714	0,0000028
21	-0177714	-0,17713	-0,0000016
22	-0177713	-0,17714	0,0000009
23	-0177714	-0,17713	-0,0000005
24	-0177713	-0,17714	0,0000003
25	-0177714	-0,17713	-0,0000002

A Figura 6.2 ilustra a aplicação do método de Gauss.

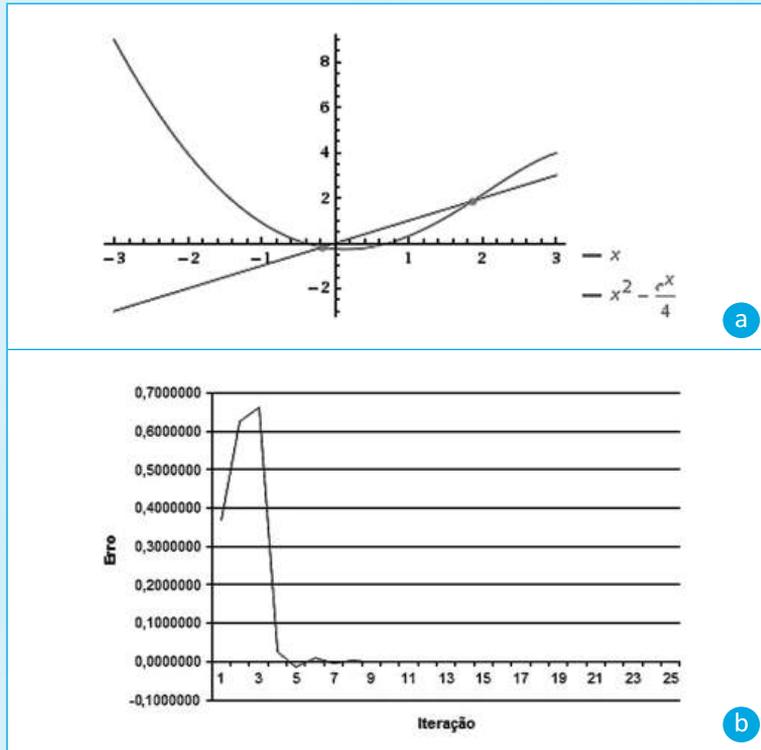


Figura 6.2 – Método de Gauss

Nota: (a) solução gráfica; (b) processo de convergência.

No caso de SEP, como mostrado anteriormente, tem-se um sistema de equações não lineares, e o método de Gauss pode ser generalizado para a solução deste sistema de equações em um processo iterativo, resolvendo-se o sistema de  $n$  equações do tipo 6.10, onde  $n$  é o número de barras do sistema elétrico, obtendo-se o valor das tensões dos nós.

Assim, seja o sistema de equações obtido para um sistema elétrico de  $n$  barras, na forma da Equação 6.3 onde as variáveis são as tensões das barras:

$$\begin{cases} F_1(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) = 0 \\ F_2(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) = 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ F_n(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) = 0 \end{cases} \quad (6.11)$$

Seguindo os mesmos passos como mostrado no caso da solução de uma equação, vem:

a) reescrever o sistema de equações na forma da Equação 6.10:

$$\begin{cases} E_1 = f_1(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) \\ E_2 = f_2(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) \\ \cdot \\ \cdot \\ E_n = f_n(E_1, E_2, E_3, \dots, E_n) \end{cases} \quad (6.12)$$

b) executar o processo iterativo, iniciando com uma estimativa para a tensão de cada barra, e obter um novo valor de tensão; comparar então com o valor estimado inicialmente com o valor obtido e verificar se a condição  $E_p^{k+1} - E_p^k \leq \varepsilon$  é atendida; em caso afirmativo, tem-se a solução e, em caso negativo, repetir o processo até que todos os valores obtidos sejam menores que a tolerância  $\varepsilon$  predefinida:

$$\begin{cases} E_1^{k+1} = f_1(E_1^k, E_2^k, E_3^k, \dots, E_n^k) \\ E_2^{k+1} = f_2(E_1^k, E_2^k, E_3^k, \dots, E_n^k) \\ \cdot \\ \cdot \\ E_n^{k+1} = f_n(E_1^k, E_2^k, E_3^k, \dots, E_n^k) \end{cases} \quad (6.13)$$

### EXEMPLO 6.2

Determinar as tensões das barras do sistema elétrico de transmissão mostrado no diagrama da Figura 6.3 utilizando o método de Gauss. O sistema está em regime permanente e supre as cargas indicadas, em um determinado momento (como, por exemplo, na hora da ponta de carga de um determinado dia).

As tensões estão em pu, na base de tensão nominal, e a tensão da barra 4 é tomada como referência. A potência das cargas e a potência do gerador da barra 1 estão em MW e Mvar e as impedâncias e admitâncias das linhas e do transformador estão em pu na base de tensão nominal dos equipamentos e na base de potência de 100 MVA. Executar três iterações e verificar se houve a convergência do processo iterativo considerando uma tolerância (erro) de  $10^{-4}$ .

Nota: A barra 1 é o equivalente de um sistema vizinho de grande porte.

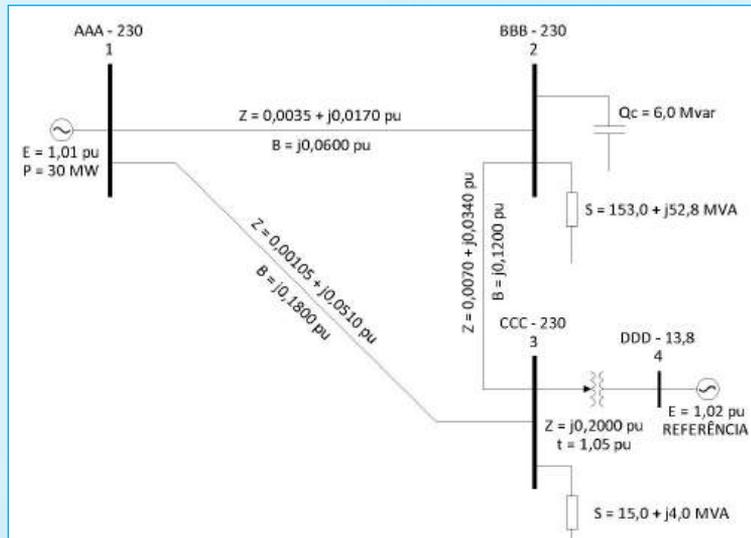


Figura 6.3 – Diagrama unifilar com os dados do sistema: impedâncias, gerações e cargas

## SOLUÇÃO

Para o sistema dado, têm-se os tipos de barras e os dados na Tabela 6.2, com os dados em pu.

Tabela 6.2 – Dados das barras

Barra	Tipo	P	Q	Cap/Reat	E	$\theta$
1	PV	0,30			1,01	-
2	PQ	1,54	0,528	0,06	-	-
3	PQ	0,15	0,040	-	-	-
4	V $\theta$	-	-	-	1,02	0,00

E os dados dos ramos (linhas e transformadores) na Tabela 6.3, com os dados em pu.

Tabela 6.3 – Dados dos ramos

Linha/Transformador	R	X	B	TAP
1 – 2	0,0035	0,0170	0,0300	-
1 – 3	0,0105	0,0510	0,0900	-
2 – 3	0,0070	0,0340	0,0600	-
3 – 4	0,0000	0,2000	0,0000	1,0500

Escrevendo-se uma equação, na forma da Equação 6.10, para cada barra do sistema, tem-se o sistema de equações já no formato adequado para o processo iterativo pelo método de Gauss. Nestas equações  $\dot{Y}_{pp}$  e  $\dot{Y}_{pq}$  são os elementos da matriz de admitâncias nodais, ou matriz  $\dot{Y}_{barra}$ .

Para o cálculo da matriz  $\dot{Y}_{barra}$  utilizam-se os valores das admitâncias dos ramos, como mostrado na Figura 6.4 obtendo-se a matriz:

$$\dot{Y}_{barra} = \begin{bmatrix} 15,4911 - j75,1220 & -11,6183 + j56,4315 & -3,8728 + j18,8105 & 0,0000 + j0,0000 \\ -11,6183 + j56,4315 & 17,4274 - j84,4973 & -5,8091 + j28,2158 & 0,0000 + j0,0000 \\ -3,8728 + j18,8105 & -5,8091 + j28,2158 & 9,6819 - j51,4114 & 0,0000 + j4,7619 \\ 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j4,7619 & 0,0000 - j5,0000 \end{bmatrix}$$

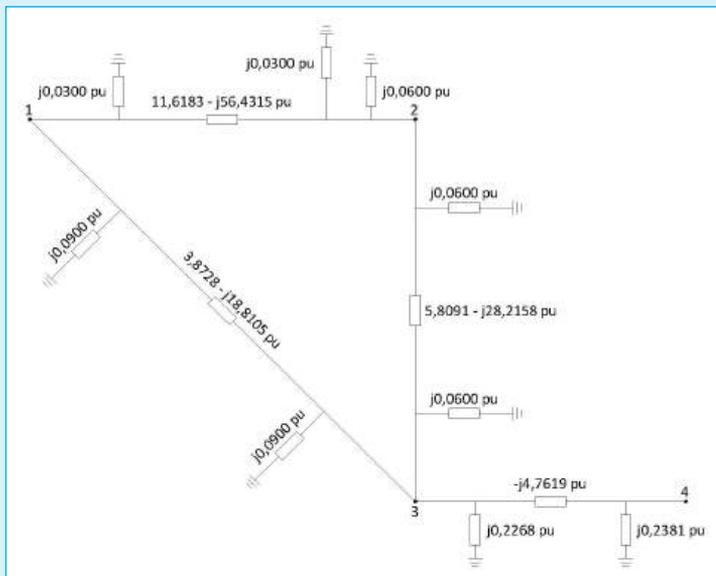


Figura 6.4 – Diagrama unifilar de admitâncias dos modelos de linhas e transformadores

Observe-se que na matriz  $\dot{Y}_{barra}$  a admitância do banco de capacitores foi incluída como ramo, porém as cargas e as gerações, consideradas como potências constantes, não foram incluídas.

Tomando-se a barra 4, de geração, como referência (barra oscilante), tem-se:

a) tensões das barras:

– barras de geração:  $\dot{E}_1 = 1,01 pu$  – módulo conhecido e ângulo a determinar

$\dot{E}_4 = 1,02 \angle 0,0^\circ pu$  – módulo e ângulo conhecidos nestas barras

– o módulo da tensão é conhecido, por ser geração, e será mantido pelo gerador, que pode controlar a tensão;

– o ângulo só é conhecido na barra de referência ( $0,0^\circ$ ) e para as demais barras de geração é estimado (arbitrado) o valor de ( $0,0^\circ$ ) para iniciar o processo iterativo;

– barras de carga:  $\dot{E}_2$  – módulo e ângulo a determinar

$\dot{E}_3$  – módulo e ângulo a determinar

nestas barras o módulo e o ângulo da tensão não são conhecidos

e será utilizado o valor  $1,00 \angle 0,0^\circ pu$  para iniciar o processo iterativo;

b) potência das barras: a potência da barra é sempre a soma algébrica da potência da geração com a potência da carga da barra:  $\dot{S}_p = \dot{S}_{Gp_1} + \dot{S}_{Cp}$  pu sendo  $\dot{S}_G$  positiva e  $\dot{S}_C$  negativa:

– barras de geração:  $\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1$  pu sendo  $P_1$  conhecido e  $Q_1$  a determinar em cada iteração

$\dot{S}_4 = P_4 + jQ_4$  pu sendo  $P_4$  e  $Q_4$  desconhecidos, a serem determinados ao final do processo iterativo, pois esta é a barra de referência (oscilante) e deve suprir a potência necessária para atender a equação:

$$\sum P_{gerada} = \sum P_{carga} + \sum P_{perdas}$$

– barras de carga:  $\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$  conhecidos

$\dot{S}_3 = P_3 + jQ_3$  conhecidos.

Para o cálculo das tensões, com as equações na forma da Equação 6.10, é necessário antes determinar os valores de potência ativa e reativa e o ângulo da tensão que ainda não são conhecidos.

## 6.4.1 Primeira Iteração

Calculando as potências das barras, tem-se:

$$\dot{S}_1 = 0,30 + jQ_1 \text{ pu}$$

sendo P o valor dado e Q o valor a ser gerado para manter a tensão na barra em 1,01 pu:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \dot{E}_1 \left[ (\dot{E}_1 - \dot{E}_2) \dot{Y}_{12} + (\dot{E}_1 - \dot{E}_3) \dot{Y}_{13} + \dot{E}_1 \dot{Y}_{10} \right] \\ &= 1,01 \left[ (1,01 - 1,00)(11,618 - j56,432) + (1,01 - 1,00)(3,873 - j18,81) + 1,01(0,00 + j0,12) \right] \text{ pu} \\ &= 0,1565 + j0,6375 \text{ pu} \end{aligned}$$

= 0,30 + j0,6375 (a potência ativa é a definida para o gerador desta barra e a reativa é a calculada):

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 &= \dot{S}_{2\text{gerado}} - \dot{S}_{2\text{carga}} \\ &= (0 + j0) - (1,54 + j0,528) \text{ pu} \\ &= -1,54 - j0,528 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_3 &= \dot{S}_{3\text{gerado}} - \dot{S}_{3\text{carga}} \\ \dot{S}_3 &= (0 + j0) - (0,15 + j0,04) \text{ pu} \\ &= -0,15 - j0,04 \text{ pu} \end{aligned}$$

$\dot{S}_4$  somente será calculada ao final do processo iterativo.

Escrevendo as equações para o cálculo da tensão nas barras, tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^* &= \dot{E}_1^* \left[ \dot{Y}_{12} \dot{E}_2 + \dot{Y}_{13} \dot{E}_3 \right] \\ \dot{E}_1 &= \frac{\dot{S}_1^*}{\dot{E}_1^*} \\ &= \frac{0,30 - j0,6375}{1,01 - j0,00} - \frac{\left[ (-11,618 + j56,432)(1,0 \angle 0,0^\circ) + (-3,873 + j18,811)(1,0 \angle 0,0^\circ) \right]}{(15,4910 - j75,1220)} \\ &= 1,0104 \angle 0,1029^\circ \text{ pu} \end{aligned}$$

desse valor, é utilizado apenas o argumento, já que o módulo de tensão em  $E_1$  deve ser sempre 1,01 pu (pois é uma barra de geração, e o gerador controlará a tensão gerando o reativo necessário).

$$\begin{aligned} \dot{E}_2^1 &= \frac{\dot{S}_2^* - (Y_{21}\dot{E}_1 + Y_{23}\dot{E}_3)}{\dot{Y}_{22}} \\ &= \frac{-1,54 - j0,528}{1,00 - j0,00} \frac{\left[ (-11,6180 + j56,4320)(1,01|0,00^\circ) + (-5,8090 + j28,2160)(1,00|0,00^\circ) \right]}{(17,4270 - j84,4970)} \\ &= 0,9989 |0,9521^\circ \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_3^1 &= \frac{\dot{S}_3^* - (Y_{31}\dot{E}_1 + Y_{32}\dot{E}_2 + Y_{34}\dot{E}_4)}{\dot{Y}_{33}} \\ &= \frac{\frac{(-0,15 + j0,04)}{(1,00 |0,0^\circ)}}{(9,682 - j51,4116)} \left[ (-3,873 + j18,811)(1,01|0,0^\circ) + (-5,809 + j28,216)(1,00 |0,0^\circ) + (0 + j4,762)(1,02 |0,0^\circ) \right] \\ &= 1,0113|-0,2427^\circ \text{ pu} \\ \dot{E}_4^1 &= 1,0200 |0,0000^\circ \text{ pu} \end{aligned}$$

A tensão da barra  $E_4$  é sempre mantida constante, e igual ao valor dado, pois é a barra de referência (e de geração).

Comparando-se o valor do módulo da tensão arbitrado para cada barra, para o início do cálculo iterativo, com o valor calculado na primeira iteração, tem-se:

- a) barra 1:      1,0100 – 1,0104      -> erro = -0,0004;
- b) barra 2:      1,0000 – 0,9989      -> erro = 0,0011;
- c) barra 3:      1,0000 – 1,0113      -> erro = -0,0113.

Verificando-se, portanto, um erro maior do que a tolerância estipulada. Assim, não foi obtida a solução para o valor das tensões (diz-se: não houve convergência do processo iterativo).

## 6.4.2 Segunda Iteração

Calcula-se a potência para as barras utilizando os valores de tensão calculados na primeira iteração, substitui-se nas equações para a tensão das barras e calcula-se a tensão resultante nesta iteração com o valor obtido na primeira iteração. Determina-se, então, o erro entre o módulo das tensões entre os valores da primeira e da segunda iterações; se o erro para todas as barras for menor do que a tolerância, tem-se a solução e, caso contrário, segue-se para a terceira iteração, e assim sucessivamente, até ser atingida a tolerância predeterminada.

Efetuada-se o cálculo iterativo, após 350 iterações obtém-se a convergência para os valores de tensão, com uma tolerância de  $10^{-4}$  pu:

$$\dot{E}_1 = 1,0100 \quad \underline{-17,5150^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_2 = 1,0035 \quad \underline{-18,1040^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_3 = 1,0144 \quad \underline{-16,4789^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_4 = 1,0200 \quad \underline{0,0000^0} \text{ pu}$$

Com as tensões das barras calculadas, tem-se a primeira parte do problema resolvido. A seguir, com as tensões das barras e com a admitância dos ramos (linhas e transformadores), conforme o modelo utilizado para representá-los, calcula-se a potência em cada ramo do sistema, como é mostrado na Seção 6.10.

## 6.5 MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL

O método de Gauss-Seidel é um aperfeiçoamento do Método de Gauss e possibilita uma convergência mais rápida do processo.

No método de Gauss-Seidel, o valor calculado  $E_i^k$  para a tensão da barra  $i$  na iteração  $k$  é utilizado para o cálculo da tensão das demais barras na própria iteração  $k$ , o mesmo sendo feito para cada tensão calculada. Assim, tem-se:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_1^{k+1} = f_1(E_1^k, E_2^k, E_3^k, \dots, E_n^k) \\ E_2^{k+1} = f_2(E_1^{k+1}, E_2^k, E_3^k, \dots, E_n^k) \\ E_i^{k+1} = f_i(E_1^{k+1}, E_2^{k+1}, \dots, E_{i-1}^{k+1}, E_i^k, \dots, E_n^k) \\ \cdot \\ \cdot \\ E_n^{k+1} = f_n(E_1^{k+1}, E_2^{k+1}, \dots, E_i^{k+1}, \dots, E_{n-1}^{k+1}, E_n^k) \end{array} \right. \quad (6.14)$$

Ambos os métodos são usados na solução do sistema de equações de fluxo de potência, mas, por sua maior velocidade de convergência, o método de Gauss-Seidel é mais indicado.

O método de Gauss-Seidel converge mais rapidamente quando se utiliza um fator de aceleração  $\alpha$ , para determinar a tensão de uma barra, a ser utilizada nas equações das tensões das demais barras, na mesma iteração:

$$E_{acelerado}^{k+1} = E^k + \alpha \Delta E \quad (6.15)$$

com:

$$\Delta E = E^{k+1} - E^k \quad (6.16)$$

onde  $\alpha$  é um número empírico que pode assumir o valor entre 1 e 2.

O método de Gauss-Seidel tem as mesmas vantagens e desvantagens do método de Gauss, somente apresentando um menor tempo de computação para convergir para uma solução.

## 6.6 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON

O método de Newton-Raphson, para a solução de fluxo de potência, se baseia na expansão em série de Taylor de uma função de duas ou mais variáveis.

Para um melhor entendimento do método este será aplicado inicialmente para a solução de um sistema de equações não lineares, e posteriormente será feita a aplicação do método para a solução do problema do fluxo de potência.

Seja o sistema de equações:

$$f(x) = y \quad (6.17)$$

Seja  $f$  o vetor das funções  $f_1$  e  $f_2$ ,  $x$  é o vetor das variáveis  $x_1$  e  $x_2$  e  $y$  é o vetor de constantes. Deseja-se obter  $x_1$  e  $x_2$ , tal que:

$$\begin{aligned} f_1(x_1; x_2) &= y_1 \\ f_2(x_1; x_2) &= y_2 \end{aligned} \tag{6.18}$$

sendo  $x_1^0$  e  $x_2^0$  as estimativas iniciais para as variáveis, e  $\Delta x_1$  e  $\Delta x_2$  as correções necessárias para que se atenda às Equações 6.18, vem:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1; x_2^0 + \Delta x_2) &= y_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1; x_2^0 + \Delta x_2) &= y_2 \end{aligned} \tag{6.19}$$

Expandindo-se as Equações 6.19 em série de Taylor, tem-se:

$$f_1(x_1^0 + \Delta x_1; x_2^0 + \Delta x_2) = f_1(x_1^0 + x_2^0) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 + \dots \text{derivadas parciais de ordem superior} \tag{6.20}$$

$$f_2(x_1^0 + \Delta x_1; x_2^0 + \Delta x_2) = f_2(x_1^0 + x_2^0) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 + \dots \text{derivadas parciais de ordem superior}$$

Se a estimativa inicial para as variáveis  $x_1$  e  $x_2$  for boa, o valor das correções  $\Delta x_1$  e  $\Delta x_2$  será pequeno e os termos com derivadas parciais de ordem superior à primeira poderão ser desprezados.

Tem-se então:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + x_2^0) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 &= y_1 \\ f_2(x_1^0 + x_2^0) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 &= y_2 \end{aligned} \tag{6.21}$$

que, remanejando os termos e colocando na forma matricial, resulta em:

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^0, x_2^0) \\ y_2 - f_2(x_1^0, x_2^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 \\ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \quad (6.22)$$

ou abreviadamente:

$$[D] = [J] \times [C] \quad (6.23)$$

onde:

[D] = vetor de diferenças

[J] = Jacobiano das funções  $f_1$  e  $f_2$

[C] = vetor das correções  $\Delta x_1$  e  $\Delta x_2$

Resolvendo-se a Equação 6.23 para obter as correções, vem:

$$[C] = [J]^{-1} \times [D] \quad (6.24)$$

Com o que se obtém os valores das correções  $\Delta x_1$  e  $\Delta x_2$  que, somados às estimativas iniciais, resultam em um novo valor para  $x_1$  e  $x_2$ :

$$\begin{aligned} x_1^1 &= x_1^0 + \Delta x_1 \\ x_2^1 &= x_2^0 + \Delta x_2 \end{aligned} \quad (6.25)$$

Se a diferença entre o valor efetivo da função ( $y_1$  e  $y_2$ ) e o valor calculado ( $f_1$  e  $f_2$ ) for suficientemente pequeno (menor do que um  $\varepsilon$  arbitrado) tem-se a solução, caso contrário o processo de solução é iterativo e consiste no cálculo das matrizes [D] e [J] a partir dos últimos valores calculados  $x_1^1$  e  $x_2^1$  para  $x_1$  e  $x_2$ , resolução das Equações 6.23 e 6.24, obtenção de novas correções  $\Delta x_1$  e  $\Delta x_2$  e, assim, de novos valores de  $x_1^2$  e  $x_2^2$ , até que a diferença entre o valor de  $y_1 - f_1$  e  $y_2 - f_2$  em duas iterações sucessivas seja menor do que a tolerância  $\varepsilon$  estipulada.

As diferenças  $\Delta x$  não constituem fator suficiente para assegurar a convergência, e sim as diferenças  $y_1 - f_1$  e  $y_2 - f_2$ . Assim, na solução de fluxo de potência, usa-se como critério de convergência  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  e não  $\Delta E$  e  $\Delta \theta$ .

Para aplicar o método à solução do problema de fluxo de potência, é necessário definir o sistema de equações a ser resolvido e as condições iniciais a serem utilizadas para que se obtenha a solução pelo método iterativo.

Em um sistema de potência, as incógnitas são as tensões das barras ( $E, \delta$ ), módulo e ângulo em barra de carga ou ângulo em barra de geração, e são conhecidas as potências ( $P, Q$ ) (correntes) injetadas nas barras devidas às cargas ou gerações.

Utilizando-se as equações da potência nas barras, que são conhecidas, nas quais as tensões das barras são as incógnitas e para um sistema de  $n$  barras e tendo-se:

$$\dot{E}_p = E_p \angle \delta_p \quad \text{tensão da barra } p$$

$$\dot{E}_q = E_q \angle \delta_q \quad \text{tensão na barra } q$$

$$\dot{Y}_{pq} = Y_{pq} \angle \varphi_{pq} = G_{pq} + jB_{pq} \quad \text{elemento da matriz de admitâncias nodais } Y_{\text{barra}}$$

As equações necessárias para a solução do sistema são:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1 = \dot{E}_1 \sum_{q=1}^n (\dot{E}_q \dot{Y}_{1q}^*) \\ \dot{S}_p &= P_p + jQ_p = \dot{E}_p \sum_{q=1}^n (\dot{E}_q \dot{Y}_{pq}^*) \\ \dot{S}_n &= P_n + jQ_n = \dot{E}_n \sum_{q=1}^n (\dot{E}_q \dot{Y}_{nq}^*) \end{aligned} \quad (6.26)$$

que, usando-se a barra genérica  $p$ , podem ser colocadas na forma polar como:

$$\dot{S}_p = P_p + jQ_p = \dot{E}_p \sum_{q=1}^n (\dot{E}_q \dot{Y}_{pq}^*) = E_p \sum_{q=1}^n (E_q Y_{pq} \angle \delta_p - \delta_q - \varphi_{pq}) \quad (6.27)$$

e separando-se a parte real da parte imaginária e fazendo-se:

$$\begin{aligned}\theta_p &= \delta_p - \delta_q \\ P_p &= E_p \sum_{q=1}^n (E_q Y_{pq} \cos(\theta_p - \varphi_{pq})) \\ Q_p &= E_p \sum_{q=1}^n (E_q Y_{pq} \text{sen}(\theta_p - \varphi_{pq}))\end{aligned}\tag{6.28}$$

ou utilizando-se a parte real e imaginária dos elementos da Matriz de admitâncias:

$$\begin{aligned}P_p &= E_p \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \cos(\theta_{pq}) + B_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}))] \\ Q_p &= E_p \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}) - B_{pq} \cos(\theta_{pq}))]\end{aligned}\tag{6.29}$$

Para a solução do problema de fluxo de potência do sistema é necessário determinar o valor das tensões das barras em módulo e ângulo, com as quais, posteriormente, se calculam os fluxos nos ramos, que são as linhas e transformadores que formam o sistema.

A solução do sistema de equações consiste em iniciar o processo iterativo com valores arbitrados para as tensões  $\dot{E}_p^0$  (valores iniciais) e calcular as correções necessárias  $\Delta \dot{E}_p$  que, somadas aos valores iniciais, determinam os valores  $\dot{E}_p^1$ , e assim sucessivamente até que as diferenças:

$$\left[ \Delta \dot{E}_p \right] = \left[ \dot{E}_p^1 \right] - \left[ \dot{E}_p^0 \right]\tag{6.30}$$

sejam menores que um valor  $\epsilon$  estipulado.

Utilizando-se o sistema de Equações 6.26, o processo de solução consiste nos seguintes passos:

a) arbitra-se o valor inicial das tensões das barras:  $\left[ \dot{E}_p^0 \right] = \begin{bmatrix} E_p^0 \\ \theta_p^0 \end{bmatrix};$

b) com as tensões arbitradas para as barras calculam-se as potências das barras:

$$\left[ \dot{S}_p^1 \right] = \begin{bmatrix} P_p^1 \\ Q_p^1 \end{bmatrix} \text{ com as Equações 6.26 e calcula-se } \left[ \Delta \dot{S}_p \right] = \begin{bmatrix} \Delta P_p \\ \Delta Q_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_p^1 \\ Q_p^1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P_p^0 \\ Q_p^0 \end{bmatrix};$$

c) se  $\left[ \Delta \dot{S}_p \right] \leq \varepsilon$  tem-se a solução, que é o vetor de tensões  $\begin{bmatrix} E_p^0 \\ \theta_p^0 \end{bmatrix}$ ;

d) se não foi obtida a solução, calcula-se a matriz Jacobiana, utilizando-se o vetor de tensões de c) acima;

e) inverte-se a matriz Jacobiana;

f) resolve-se a Equação 6.24:  $\begin{bmatrix} \Delta E_p \\ \Delta \theta_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \Delta P_p \\ \Delta Q_p \end{bmatrix}$  obtendo-se o vetor de correções das tensões;

g) calcula-se o novo valor das tensões:  $\begin{bmatrix} E_p^1 \\ \theta_p^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_p^0 \\ \theta_p^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta E_p \\ \Delta \theta_p \end{bmatrix}$ ;

h) volta-se ao passo b) e utilizam-se os novos valores calculados para as tensões das barras.

Para o cálculo do Jacobiano, determinam-se as derivadas parciais das equações de potência da Equação 6.28 em relação às variáveis  $E$  e  $\theta$ , módulo e ao ângulo da tensão, ou seja:

$$\frac{\partial P_p}{\partial \theta_q}; \frac{\partial P_p}{\partial E_q}; \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_q}; \frac{\partial Q_p}{\partial E_q} \quad (6.31)$$

obtendo-se:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_p}{\partial \theta_q} & \frac{\partial P_p}{\partial E_q} \\ \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_q} & \frac{\partial Q_p}{\partial E_q} \end{bmatrix} \quad (6.32)$$

Para simplificar a notação descrevendo a programação, é conveniente utilizar símbolos alfabéticos para as derivadas parciais. Os símbolos mostrados na sequência foram os primeiros utilizados e são aceitos agora geralmente como padrão, sendo as submatrizes representadas da seguinte forma:

$$H = \frac{\partial P_p}{\partial \theta_q} \quad N = \frac{\partial P_p}{\partial E_q} \quad (6.33)$$

$$M = \frac{\partial Q_p}{\partial \theta_q} \quad L = \frac{\partial Q_p}{\partial E_q}$$

podendo-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta E \end{bmatrix} \quad (6.34)$$

As componentes das submatrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$  da matriz Jacobiana são obtidas pela diferenciação das Equações 6.29, resultando nas equações a seguir, onde os subíndices iguais ( $pp$ ) indicam elemento da diagonal, e subíndices diferentes ( $pq$ ) indicam elemento fora da diagonal da submatriz:

a) submatriz  $H$  :

$$\begin{aligned} H_{pp} &= -E_p^2 B_{pp} - E_p \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}) - B_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}))] \\ H_{pq} &= E_p E_q [(G_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}) - B_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}))] \end{aligned} \quad (6.35)$$

b) submatriz  $M$  :

$$\begin{aligned} M_{pp} &= -E_p^2 G_{pp} - E_p \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}) + B_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}))] \\ M_{pq} &= -E_p E_q [(G_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}) + B_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}))] \end{aligned} \quad (6.36)$$

c) submatriz  $N$  :

$$\begin{aligned} N_{pp} &= E_p G_{pp} + \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}) + B_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}))] \\ N_{pq} &= E_p [(G_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}) + B_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}))] \end{aligned} \quad (6.37)$$

d) submatriz  $L$  :

$$\begin{aligned} L_{pp} &= -E_p B_{pp} - \sum_{q=1}^n E_q [(G_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}) - B_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}))] \\ L_{pq} &= E_p [(G_{pq} \text{sen}(\theta_{pq}) - B_{pq} \text{cos}(\theta_{pq}))] \end{aligned} \quad (6.38)$$

Comparando-se as Equações 6.35 a 6.38, das submatrizes  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$ , com as Equações 6.34, das potências, verifica-se que as equações das diagonais das submatrizes podem ser escritas em função das potências ativas e reativas nas barras:

$$\begin{aligned}
 H_{pp} &= -Q_p - E_p^2 B_{pp} \\
 N_{pp} &= P_p + E_p^2 G_{pp} \\
 M_{pp} &= P_p - E_p^2 G_{pp} \\
 L_{pp} &= Q_p - E_p^2 B_{pp}
 \end{aligned}
 \tag{6.39}$$

Um sistema com  $n$  barras terá uma matriz Jacobiana com dimensão  $2n$ , já que a mesma é calculada em termos de  $P$  e  $Q$ , como mostra a Equação 6.34, que relaciona as diferenças  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  às correções  $\Delta E$  e  $\Delta \theta$ .

É necessário considerar que a barra de referência tem sua tensão fixa, em módulo e ângulo, e não é necessário calculá-los e, assim, as equações relativas a estes termos não precisam ser consideradas (e não são colocadas na matriz Jacobiana).

Também as barras de tensão controlada (barras geradoras) têm o módulo da tensão mantido fixo, variando apenas o ângulo e, assim, a equação referente ao módulo da tensão não necessita ser considerada (e não é colocada na matriz Jacobiana).

A solução do problema de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson é obtida com poucas iterações, porém, necessita armazenar a matriz de admitâncias nodais na memória do computador e utiliza a matriz Jacobiana que deverá ser obtida e invertida a cada iteração.

Considerando que a matriz de admitâncias nodais é esparsa (com a maior parte dos elementos nulos), e para facilitar e acelerar a solução do problema, foram desenvolvidos métodos computacionais para o armazenamento da matriz de admitâncias nodais com apenas os elementos não nulos e do Jacobiano, que também têm as mesmas características, de forma a diminuir a capacidade de memória computacional necessária; também foram desenvolvidos métodos para a inversão do Jacobiano para diminuir o tempo necessário para cada iteração.

### EXEMPLO 6.3

Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método de Newton-Raphson.

### SOLUÇÃO

Para o Sistema dado, no qual se considera a barra 4 como referência, e que tem como incógnitas:  $\delta_1, \delta_2, \delta_3, E_2$  e  $E_3$ , o *Jacobiano* tem a forma apresentada a seguir:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta E \end{bmatrix}$$
$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_1}{\partial E_2} & \frac{\partial P_1}{\partial E_3} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial E_2} & \frac{\partial P_2}{\partial E_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial E_2} & \frac{\partial P_3}{\partial E_3} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_1}{\partial E_2} & \frac{\partial Q_1}{\partial E_3} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial E_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial E_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \end{bmatrix}$$

As componentes das submatrizes do *Jacobiano*  $H, M, N, L$  são dadas pelas Equações 6.35 a 6.38.

Os elementos das submatrizes  $H_{kk}, M_{kk}, N_{kk}, L_{kk}$  podem ser colocados em função das injeções de potência ativa e reativa na barra  $k$ , conforme se deduz das expressões anteriores:

#### Primeira iteração:

tensão nas barras

dados do Exemplo 6.2

módulo da tensão em pu e ângulo em graus:

$$E_1^1 = 1,01 \quad | \quad 0,00^\circ$$

$$E_2^1 = 1,00 \angle 0,00^\circ \text{ – valor inicial arbitrado}$$

$$E_3^1 = 1,00 \angle 0,00^\circ \text{ – valor inicial arbitrado}$$

$$E_4^1 = 1,02 \angle 0,00^\circ$$

potências nas barras

com os valores das tensões e dos elementos da matriz de admitâncias nodais, calculam-se as potências nas barras com as seguintes expressões:

$$\dot{S}_1 = \dot{E}_1 \left[ (\dot{Y}_{11} \dot{E}_1)^* + (\dot{Y}_{12} \dot{E}_2)^* + (\dot{Y}_{13} \dot{E}_3)^* + (\dot{Y}_{14} \dot{E}_4)^* \right]$$

$$\dot{S}_1 = 1,0100 \angle 0,0000^\circ \left[ ((15,4911 - j75,1220)(1,0100 + j0,0000))^* + ((-11,6183 + j56,4315)(1,000 + j0,0000))^* + \right. \\ \left. + ((-3,8728 + j18,8105)(1,0000 + j0,0000))^* + ((0,0000 + j0,0000)(1,0200 + j0,0000))^* \right]$$

$$\dot{S}_1 = (0,1565 + j0,6375) \text{ pu}$$

$$\dot{S}_2 = \dot{E}_2 \left[ (\dot{Y}_{21} \dot{E}_1)^* + (\dot{Y}_{22} \dot{E}_2)^* + (\dot{Y}_{23} \dot{E}_3)^* + (\dot{Y}_{24} \dot{E}_4)^* \right]$$

$$\dot{S}_2 = 1,0000 \angle 0,0000^\circ \left[ ((-11,6183 + j56,4315)(1,0100 + j0,0000))^* + ((17,4274 - j84,4973)(1,000 + j0,0000))^* + \right. \\ \left. + ((-5,8091 + j28,2158)(1,0000 + j0,0000))^* + ((0,0000 + j0,0000)(1,0200 + j0,0000))^* \right]$$

$$\dot{S}_2 = (-0,1162 - j0,7143) \text{ pu}$$

$$\dot{S}_3 = \dot{E}_3 \left[ (\dot{Y}_{31} \dot{E}_1)^* + (\dot{Y}_{32} \dot{E}_2)^* + (\dot{Y}_{33} \dot{E}_3)^* + (\dot{Y}_{34} \dot{E}_4)^* \right]$$

$$\dot{S}_3 = 1,0000 \angle 0,0000^\circ \left[ ((-3,8728 + j18,8105)(1,0100 + j0,0000))^* + ((-5,8091 + j28,2158)(1,0000 + j0,0000))^* + \right. \\ \left. + ((9,6819 - j51,4114)(1,0000 + j0,0000))^* + ((0,0000 + j4,7619)(1,0000 + j0,0000))^* \right]$$

$$\dot{S}_3 = (-0,0387 - j0,6601) \text{ pu}$$

do que resultam as diferenças:

$$\Delta P_1 = 0,3000 - 0,1565 = 0,1435 \text{ pu}$$

$$\Delta Q_1 = 0,6375 - 0,6375 = 0 \text{ pu}$$

$$\Delta P_2 = -1,5400 - (-0,1162) = -1,4238 \text{ pu}$$

$$\Delta Q_2 = -0,5280 - (-0,7143) = 0,1863 \text{ pu}$$

$$\Delta P_3 = -0,1500 - (-0,0387) = -0,1113 \text{ pu}$$

$$\Delta Q_3 = -0,0400 - (-0,6601) = -0,6201 \text{ pu}$$

determinação dos elementos do Jacobiano

**submatriz H**

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} = -Q_1 - E_1^2 B_{11} = -0,6375 - (1,0)^2 (-75,1220)$$

$$= 75,9945 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} = -Q_2 - E_2^2 B_{22} = -(-0,7143) - (1,0)^2 (-84,4973)$$

$$= 85,2116 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} = -Q_3 - E_3^2 B_{33} = -(0,6601) - (1,0)^2 (-51,4114)$$

$$= 52,0715 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} = E_1 E_2 (G_{12} \text{sen} \theta_{12} - B_{12} \text{cos} \theta_{12}) = 1,01 \times 1,0 \times (-11,6183 \text{sen} 0^\circ - 56,4315 \text{cos} 0^\circ)$$

$$= -56,9958 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_3} = E_1 E_3 (G_{13} \text{sen} \theta_{13} - B_{13} \text{cos} \theta_{13}) = 1,011 \times 1,000 \times (-3,8728 \text{sen} 0^\circ - 18,8105 \text{cos} 0^\circ)$$

$$= -18,9986 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} = E_2 E_1 (G_{21} \text{sen} \theta_{21} - B_{21} \text{cos} \theta_{21}) = 1,000 \times 1,010 \times (-11,6183 \text{sen} 0^\circ - 56,4315 \text{cos} 0^\circ)$$

$$= -56,9986 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} = E_2 E_3 (G_{23} \text{sen} \theta_{23} - B_{23} \text{cos} \theta_{23}) = 1,010 \times 1,000 \times (-5,8091 \text{sen} 0^\circ - 28,2158 \text{cos} 0^\circ)$$

$$= -28,2158 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_3}{\partial \delta_1} &= E_3 E_1 (G_{31} \text{sen} \theta_{31} - B_{31} \text{cos} \theta_{31}) = 1,000 \times 1,010 \times (-3,8728 \text{sen} 0^\circ - 18,8105 \text{cos} 0^\circ) \\ &= -18,9986 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} &= E_3 E_2 (G_{32} \text{sen} \theta_{32} - B_{32} \text{cos} \theta_{32}) = 1,000 \times 1,000 \times (-5,8091 \text{sen} 0^\circ - 28,2158 \text{cos} 0^\circ) \\ &= -28,2158 \text{ pu}\end{aligned}$$

### submatriz *M*

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} &= -P_2 - E_2^2 G_{22} = -0,1161 - (1,0)^2 \times (-17,4274) \\ &= 17,5435 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} &= -P_3 - E_3^2 G_{33} = -0,0387 - (1,0)^2 \times (-9,6819) \\ &= 9,7206 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} &= E_2 E_1 (G_{21} \text{cos} \theta_{21} + B_{21} \text{sen} \theta_{21}) = 1,000 \times 1,010 \times (-11,6183 \text{cos} 0^\circ + 56,4315 \text{sen} 0^\circ) \\ &= 11,7344 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_3}{\partial \delta_1} &= -E_3 E_1 (G_{31} \text{cos} \theta_{31} + B_{31} \text{sen} \theta_{31}) = 1,000 \times 1,010 \times (-3,8728 \text{cos} 0^\circ + 18,8305 \text{sen} 0^\circ) \\ &= 3,9115 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} &= -E_3 E_2 (G_{32} \text{cos} \theta_{32} + B_{32} \text{sen} \theta_{32}) = 1,000 \times 1,000 \times (-5,8091 \text{cos} 0^\circ + 28,2158 \text{sen} 0^\circ) \\ &= 5,8091 \text{ pu}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} &= -E_2 E_3 (G_{23} \text{cos} \theta_{23} + B_{23} \text{sen} \theta_{23}) = -1,000 \times 1,000 \times (-5,8091 \text{cos} 0^\circ + 28,2158 \text{sen} 0^\circ) \\ &= 5,8091 \text{ pu}\end{aligned}$$

### submatriz N

$$\frac{\partial P_2}{\partial E_2} = -E_2^{-1} (-P_2 + E_2^2 G_{22}) = -1,000^{-1} \times (-0,1161 + 1,000^2 \times (-17,4274))$$

$$= 17,3112 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial E_3} = -E_3^{-1} (-P_3 + E_3^2 G_{33}) = -1,000^{-1} \times (-0,0387 + 1,000^2 \times 9,6819)$$

$$= 9,6431 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial E_2} = E_1(G_{12} \cos \theta_{12} + B_{12} \text{sen} \theta_{12}) = 1,010 \times (-11,6183 \cos 0^\circ + 56,4315 \text{sen} 0^\circ)$$

$$= -11,7344 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial E_3} = E_1(G_{13} \cos \theta_{13} + B_{13} \text{sen} \theta_{13}) = 1,010 \times (-3,8728 \cos 0^\circ + 18,8105 \text{sen} 0^\circ)$$

$$= -3,9115 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial E_3} = E_2(G_{23} \cos \theta_{23} + B_{23} \text{sen} \theta_{23}) = 1,000 \times (-5,8091 \cos 0^\circ + 28,2158 \text{sen} 0^\circ)$$

$$= -5,8091 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial E_2} = E_3(G_{32} \cos \theta_{32} + B_{32} \text{sen} \theta_{32}) = 1,000 \times (-5,8091 \cos 0^\circ + 28,2158 \text{sen} 0^\circ)$$

$$= -5,8091 \text{ pu}$$

### submatriz L

$$\frac{\partial Q_2}{\partial E_2} = -E_2^{-1} (-Q_2 + E_2^2 B_{22}) = 1,000^{-1} \times (-0,7143 + 1,000^2 \times (-84,4973))$$

$$= 83,7829 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial E_3} = E_3^{-1} (Q_3 - E_3^2 B_{33}) = 1,000^{-1} \times (-0,6601 - 1,000^2 \times (-51,4114))$$

$$= 50,7512 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial E_3} = E_2(G_{23} \sin \theta_{23} - B_{23} \cos \theta_{23}) = 1,000 \times 1,000 \times (-5,8091 \sin 0^\circ - 28,2158 \cos 0^\circ)$$

$$= -28,215 \text{ pu}$$

$$\frac{\partial Q_3}{\partial E_2} = -E_3(G_{32} \sin \theta_{32} - B_{32} \cos \theta_{32}) = 1,000 \times 1,000 \times (-5,8091 \sin 0^\circ - 28,2158 \cos 0^\circ)$$

$$= -28,2158 \text{ pu}$$

do que resulta o Jacobiano:

$$J = \begin{bmatrix} 75,9944 & -56,9958 & -18,9986 & -11,7345 & -3,9115 \\ -56,9958 & 85,2116 & -28,2158 & 17,3112 & -5,8091 \\ -18,9986 & -28,2158 & 52,0715 & -5,8091 & 9,6432 \\ 11,7345 & -17,5436 & 5,8091 & 83,7829 & -28,2158 \\ 3,9115 & 5,8091 & -9,7206 & -28,2158 & 50,7512 \end{bmatrix}$$

e a inversa do Jacobiano:

$$J^{-1} = \begin{bmatrix} 0,23113823 & 0,22290366 & 0,20588256 & 0,00247161 & 0,00558313 \\ 0,22272556 & 0,22852841 & 0,20588256 & -0,00040988 & 0,00397656 \\ 0,20572859 & 0,20589311 & 0,20588256 & 0,00079910 & 0,00074783 \\ -0,00161731 & 0,00128345 & 0,00000000 & 0,01408938 & 0,00785543 \\ -0,00480306 & -0,00318838 & 0,00000000 & 0,00784265 & 0,02332903 \end{bmatrix}$$

considerando que:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix}$$

e sendo:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,143540 \\ -1,423820 \\ -0,111270 \\ 0,186315 \\ 0,620143 \end{bmatrix}$$

determinam-se os valores:

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,303182 \\ -0,313931 \\ -0,285920 \\ 0,005437 \\ 0,019778 \end{bmatrix}$$

sendo os ângulos em radianos, obtêm-se os valores das tensões das barras calculados na primeira iteração:

$$E_1 = 1,0100 \angle -17,3710^\circ \text{ pu}$$

$$E_2 = 1,0054 \angle -17,9869^\circ \text{ pu}$$

$$E_3 = 1,0198 \angle -16,3820^\circ \text{ pu}$$

Comparando-se os valores obtidos para as tensões com aqueles do item a), verifica-se que são diferentes e, portanto, não se tem a solução do problema, sendo necessário continuar o processo iterativo.

Com os valores das tensões obtidos na primeira iteração, volta-se ao item b) e efetua-se uma nova iteração, e assim sucessivamente, até se obter a convergência do processo iterativo a menos de um erro  $\epsilon$  preestabelecido.

Efetuando-se o processo iterativo, ao final da terceira iteração, tem-se a solução:

$$E_1 = 1,010 \angle -17,5^\circ \text{ pu}$$

$$E_2 = 1,003 \angle -18,1^\circ \text{ pu}$$

$$E_3 = 1,014 \angle -16,5^\circ \text{ pu}$$

## 6.7 MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO

Embora o método de Newton-Raphson possibilite a solução do problema de fluxo de potência com poucas iterações, com a utilização de técnicas computacionais de armazenamento e de inversão de matrizes, ainda é significativo o tempo necessário para a solução de fluxo de potência de grandes sistemas (com milhares de barras). Assim, visando diminuir o tempo de solução, principalmente para o caso de análise de emergências no sistema elétrico, desenvolveram-se métodos mais rápidos de cálculo, embora com menor precisão nos resultados. Estes métodos, designados desacoplado e desacoplado rápido, são aproximados e assumem certas simplificações, mas oferecem precisão suficiente para as análises de fluxo de potência.

O método desacoplado resulta da observação de que é pequena a variação dos fluxos de potência ativa com a variação do módulo das tensões, bem como é pequena a variação dos fluxos de potência reativa com a variação dos ângulos das tensões. Assim, considerando a Equação 6.39, desprezam-se as submatrizes  $M$  e  $N$ , tendo-se então:

$$\begin{aligned} [\Delta P] &= [H][\Delta\theta] \\ [\Delta Q] &= [L][\Delta E] \end{aligned} \quad (6.40)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta E \end{bmatrix} \quad (6.41)$$

do que resultam dois sistemas de equações independentes.

Com os elementos das submatrizes  $H$  e  $L$  calculados pelas Equações 6.35 e 6.38 e cuja solução requer menor capacidade de memória para armazenamento de matrizes e de menor quantidade de processamento para a solução do fluxo de potência.

A solução do problema é obtida seguindo os passos indicados no método de Newton-Raphson porém, com dois sistemas de equações independentes que podem ser resolvidos ao mesmo tempo em cada iteração ou então primeiramente o sistema de equações para  $\Delta P$  e depois o sistema de equações para  $\Delta Q$ , em que a solução de um realimenta o outro, em uma mesma iteração, pois os elementos  $\theta$  e  $E$  estão presentes nas matrizes  $H$  e  $L$ .

O método desacoplado rápido deriva do método desacoplado mostrado com a introdução de mais simplificações, além de se desprezarem as submatrizes  $M$  e  $N$ , considerando-se as Equações 6.40, 6.35 e 6.38, e fazendo-se as aproximações:

$$\begin{aligned}
 \cos\theta &\cong 1,0 \\
 G_{pq} \operatorname{sen}\theta &\ll B_{pq} \\
 Q_p &\ll B_{pp} E_p^2
 \end{aligned}
 \tag{6.42}$$

têm-se as matrizes  $H'$  e  $L'$ , cujos elementos são obtidos pelas equações:

$$\begin{aligned}
 H'_{pp} &= E_p^2 B'_{pp} \\
 H'_{pq} &= E_p B'_{pq} E_q \\
 L'_{pp} &= E_p^2 B''_{pp} \\
 L'_{pq} &= E_p B''_{pq} E_q
 \end{aligned}
 \tag{6.43}$$

sendo que os elementos  $B'$  e  $B''$  são obtidos da matriz  $\hat{B}$ , de susceptâncias, a partir da matriz de admitâncias nodais  $\hat{Y}_{barra}$ , considerando-se apenas a parte imaginária, ou susceptância, de cada elemento da matriz, multiplicadas por -1.

As duas primeiras aproximações são válidas para sistemas de transmissão, em particular para EAT e UAT, pois para linhas de transmissão acima de 230 kV, a relação  $B_{pq} / G_{pq}$  tem magnitude maior que 5, podendo ser da ordem de 20 em linhas de 500 kV. A terceira aproximação em geral também é válida, pois se baseia no fato de as reatâncias em derivação (*shunt*), reatores, capacitores, capacitâncias de linhas, de uma rede de transmissão serem muito maiores que as reatâncias série de linhas e transformadores.

Considerando-se nas expressões todas as aproximações mencionadas têm-se os jacobianos:

$$\begin{aligned}
 H' &\cong B' \\
 L' &\cong B''
 \end{aligned}
 \tag{6.44}$$

Em que as matrizes  $B'$  e  $B''$  só dependem dos parâmetros da rede e são, portanto, constantes, não dependendo, portanto, das variáveis de estado do sistema (ângulos e magnitudes das tensões nodais). Essas duas matrizes são semelhantes à matriz de susceptâncias  $B$  (lembrar que a matriz de admitâncias nodais  $\hat{Y}_{barra}$  é colocada na forma  $[Y] = [G + jB]$ ), com a diferença de que em  $B'$  não aparecem as linhas e colunas referentes às barras  $V\theta$  e em  $B''$  não aparecem as linhas e colunas referentes às barras  $PV$  e às barras  $V\theta$ , ou seja, as matrizes  $B'$  e  $B''$  mantêm as estruturas das submatrizes jacobianas  $H$  e  $L$  e são reais e esparsas.

As matrizes  $B'$  e  $B''$  têm estruturas diferentes devido à existência de barras  $PV$  (as colunas e linhas correspondentes a essas barras não aparecem na matriz  $B''$ , da mesma forma que não aparecem na matriz jacobiana). Pode-se, entretanto, trabalhar com matrizes  $B'$  e  $B''$  de dimensões e estruturas semelhantes, desde que se utilize o artifício de construir a matriz  $B''$  como se todas as barras  $PV$  fossem do tipo  $PQ$  e adicionar-se um número muito grande aos elementos da diagonal principal correspondentes às barras que, de fato, são do tipo  $PV$ .

Outra aproximação possível neste método é de, na formação da matriz  $B'$ , desprezarem-se as resistências dos elementos série do sistema (linhas e transformadores), aproximando-se  $b_{pq}$  por  $1/x_{pq}$ . Têm-se, então, os elementos das matrizes  $B'$  e  $B''$  determinados, respectivamente, por:

$$\begin{aligned} B'_{pp} &= \sum_{q=1}^{nb} x_{pq}^{-1} \\ B'_{pq} &= -x_{pq}^{-1} \\ B''_{pp} &= -B'_{pp} \\ B''_{pq} &= -B'_{pq} \end{aligned} \tag{6.45}$$

O cálculo iterativo para este método é o mesmo que o mostrado para o método de Newton-Raphson desacoplado.

#### EXEMPLO 6.4

Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método desacoplado rápido.

#### SOLUÇÃO

Da matriz de admitâncias nodais (calculada no Exemplo 6.3), sem considerar os ramos em derivação (shunt), obtém-se a matriz de susceptâncias  $B$ :

$$B = \begin{bmatrix} -j75,2420 & j56,4315 & j18,8105 & j0,0000 \\ j56,4315 & -j84,6473 & j28,2158 & j0,0000 \\ j18,8105 & j28,2158 & -j52,0263 & j5,0000 \\ j0,0000 & j0,0000 & j5,0000 & -j5,0000 \end{bmatrix}$$

e desta, eliminando-se a linha e a coluna referentes à barra de referência, resulta a matriz  $B'$  :

$$B' = \begin{bmatrix} -75,2420 & 56,4315 & 18,8105 \\ 56,4315 & -84,6473 & 28,2158 \\ 18,8105 & 28,2158 & -52,0263 \end{bmatrix}$$

e a matriz  $B''$  :

$$B'' = \begin{bmatrix} 84,6473 & -28,2158 \\ -28,2158 & 52,0263 \end{bmatrix}$$

invertendo-se as matrizes  $B'$  e  $B''$  e com os valores de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  (calculados no Exemplo 6.3), tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,226581 & -0,217721 & -0,200000 \\ -0,217721 & -0,223627 & -0,200000 \\ -0,200000 & -0,200000 & -0,200000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,143540 \\ -1,423820 \\ -0,111270 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta E_1 \\ \Delta E_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,014421 & 0,007821 \\ 0,007821 & 0,023463 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,186315 \\ 0,620143 \end{bmatrix}$$

obtendo-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \Delta E_2 \\ \Delta E_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,363622 \\ -0,373248 \\ -0,340054 \\ 0,007632 \\ 0,016251 \end{bmatrix}$$

que, somados aos valores iniciais, resultam em:

$$\begin{bmatrix} \theta_1^1 \\ \theta_2^1 \\ \theta_3^1 \\ E_2^1 \\ E_3^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,363622 \\ -0,373248 \\ -0,340054 \\ 1,007632 \\ 1,016251 \end{bmatrix}$$

com os ângulos em radianos.

Continuando-se o processo iterativo, ao final de 12 iterações tem-se o resultado das tensões:

$$\dot{E}_1 = 1,0100 \underline{-17,5150^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_2 = 1,0035 \underline{-18,1040^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_3 = 1,0144 \underline{-16,4789^0} \text{ pu}$$

$$\dot{E}_4 = 1,0200 \underline{0,0000^0} \text{ pu}$$

## 6.8 MÉTODO CC

O método CC é um método linear de cálculo de fluxo de potência ativa, simplificado, baseado na condição observada de que o em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular das tensões terminais da linha e se desloca no sentido dos ângulos maiores para os ângulos menores.

O fluxo de potência em uma linha de transmissão, no sentido  $p-q$ , é calculado por:

$$S_{pq} = \{ \dot{E}_p [(\dot{E}_p - \dot{E}_q) \dot{y}_{pq}]^* + \dot{E}_p \dot{E}_p^* \dot{y}_{p0} \} \quad (6.46)$$

Sendo que o fluxo de potência ativa é:

$$\begin{aligned} P_{pq} &= \text{Re} \{ \dot{E}_p [(\dot{E}_p - \dot{E}_q) \dot{y}_{pq}]^* + \dot{E}_p \dot{E}_p^* \dot{y}_{p0} \} \\ &= \text{Re} \{ E_p^2 \dot{y}_{pq}^* - \dot{E}_p \dot{E}_q \dot{y}_{pq}^* + E_p^2 \dot{y}_{p0} \} \\ &= \{ E_p^2 g_{pq} - E_p E_q g_{pq} \cos \theta_{pq} + E_p E_q b_{pq} \text{sen} \theta_{pq} \} \end{aligned} \quad (6.47)$$

Sendo:

$$g_{pq} = \frac{r_{pq}}{r_{pq}^2 + x_q^2} \text{ e } b_{pq} = \frac{x_{pq}}{r_{pq}^2 + x_{pq}^2}$$

e considerando-se as aproximações:

Resistências das linhas nulas ( $r_{pq} = 0$ )

$$\text{sen}\theta_{pq} \cong \theta_{pq}$$

$$E_p \cong E_p \cong 1,0 \text{ pu} \quad (6.48)$$

obtém-se o fluxo de potência ativa  $P_{pq}$  :

$$P_{pq} = \frac{\theta_p - \theta_q}{x_{pq}} = x_{pq}^{-1} \theta_{pq} \quad (6.49)$$

A Equação 6.49 é semelhante à equação para o cálculo da corrente em um circuito resistivo em corrente contínua, com a diferença angular comparada com a diferença de tensões terminais e com a reatância comparada com a resistência do elemento série e, com a aplicação deste princípio, desenvolve-se um modelo de solução de fluxo de potência, em sistemas elétricos de corrente alternada, aproximado mas muito rápido e apenas para a determinação do fluxo de potência ativa, denominado fluxo de potência CC.

O modelo CC é aplicável em sistemas de alta e extra-alta tensão, em que a relação  $x/r$  das linhas é muito alta (maior do que 5, normalmente) e, no caso em que determinação das tensões dos nós não é importante, mas sim o fluxo de potência, como é o caso dos estudos de emergências (ou contingências), como o desligamento de linhas de transmissão ou de transformadores que leva a uma redistribuição do fluxo e pode provocar uma sobrecarga nos elementos remanescentes. Uma vez determinados os casos críticos de emergência, utiliza-se, então, um dos métodos exatos para a solução do problema com a determinação das tensões e dos fluxos de potência reativa.

Este método, apesar de ser aproximado, tem a vantagem de ser muito rápido e de sempre apresentar uma solução, o que nem sempre ocorre com os outros modelos, em que pode ocorrer a divergência durante a solução, devido à falta de reativo no sistema ou de sobrecarga em linhas ou transformadores.

Considerando a Equação 6.49, do modelo linearizado desenvolvido determina-se a potência de barra:

$$P_p = \sum_{q=1}^n x_{pq}^{-1} \theta_{pq} \quad (6.50)$$

que pode ser escrita na forma matricial:

$$[P] = [B][\theta] \quad (6.51)$$

Tem-se, então, um sistema elétrico de corrente alternada que pode ser representado na forma da Equação 6.51 por um modelo de corrente contínua formado por um circuito de resistores alimentado por fontes de corrente contínua, em que  $[P]$  é o vetor das potências ativas das barras (como se fossem injeções de corrente),  $[\theta]$  é o vetor dos ângulos das tensões (como se fossem as tensões nodais) e  $[B]$  é a matriz admitâncias, formada apenas com as susceptâncias nodais (como se fossem resistores). Assim sendo, todas as propriedades válidas para circuitos em corrente contínua podem ser utilizadas.

Por não se levar em conta as perdas nas linhas de transmissão e transformadores do sistema, nem os elementos em derivação para a terra (capacitâncias de linhas e reatores e capacitores de barra), a matriz  $B$  é singular. A maneira encontrada para a solução do problema é a eliminação de uma das equações do sistema de equações da 6.51, correspondente a uma das barras do sistema, tomando esta barra como referência, com  $\theta = 0^\circ$  e ligando-a à terra, como mostrado na Figura 6.5 para o sistema do Exemplo 6.2.

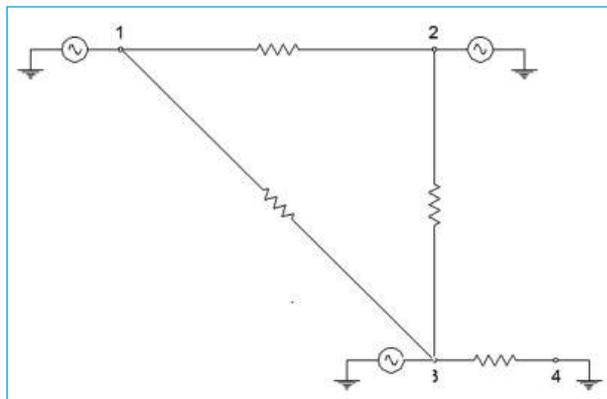


Figura 6.5 – Modelo CC para o sistema exemplo de quatro barras

A solução do problema é obtida resolvendo-se:

$$[\theta] = [B']^{-1} [P] \tag{6.52}$$

sendo  $[B']$  a matriz reduzida de  $[B]$  com o que se determinam os ângulos  $\theta_p$  das tensões das barras. Com as reatâncias dos ramos  $X_{pq}$  na Equação 6.49, determinam-se os fluxos de potências ativas nos ramos  $P_{pq}$ .

A solução do problema de fluxo de potência com o modelo CC apresenta precisão suficiente para uma análise rápida de emergências ou mesmo para estudos de planejamento da expansão de sistemas, embora na formulação do modelo tenham sido desprezadas as

perdas nas linhas de transmissão e transformadores do sistema. Entretanto, no caso de sistemas muito grandes, com grandes gerações e cargas, pode ocorrer um erro significativo no valor de geração da barra de referência, já que na solução do problema esta barra deve fechar o balanço geração – carga conforme a Equação 6.1.

Para aumentar a precisão do método CC, desenvolveu-se uma maneira aproximada e de baixo custo computacional para incluir o efeito das perdas de transmissão.

O método desenvolvido consiste em calcular a perda em cada linha, de forma aproximada, e somar a metade deste valor em cada lado da linha ao fluxo de potência calculado para a linha e, então, utilizar-se o modelo matricial desenvolvido, conforme a Equação 6.51.

A perda em uma linha é obtida pela soma das potências das barras terminais para a linha (lembrar a convenção de sinais para o fluxo de potência saindo ou chegando da linha para a barra):

$$\Delta P = P_{pq} + P_{qp} \quad (6.53)$$

e conforme a Equação 6.46 e as aproximações 6.47, a perda na linha é determinada por:

$$\Delta P = P_{pq} + P_{qp} = g_{pq} \theta_{pq}^2 \quad (6.54)$$

Assim, para a solução do modelo de fluxo de potência CC, considerando as perdas nas linhas e transformadores, tem-se o seguinte procedimento, utilizando-se o sistema de Equações 6.51 com os passos:

a) calcular uma solução temporária utilizando os ângulos determinados sem considerar as perdas:

$$[P] = [B'] [\theta^{temp}] \quad (6.55)$$

b) calcular as perdas aproximadas nos ramos pela expressão:

$$\Delta P_{pq} = g_{pq} (\theta_{pq}^{temp})^2 \quad (6.56)$$

e acrescentar a metade deste valor, em cada extremidade da linha (ou transformador) ao fluxo de potência calculado e determinar o novo vetor de injeções líquidas nas barras:

$$P_{p_{novo}} = P_p - \Delta P_p \quad (6.57)$$

c) recalculer os ângulos considerando o valor corrigido para a injeção de potência nas barras:

$$\begin{bmatrix} \theta_{P_{novo}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{P_{novo}} \end{bmatrix} \quad (6.58)$$

Na análise de contingências de linhas/transformadores, é necessário resolver vários sistemas semelhantes que correspondem a uma série de configurações da rede obtidas a partir de uma configuração básica pela remoção de uma (ou mais) linha/transformador por vez. Neste tipo de aplicação, pode-se considerar, sem deteriorar a qualidade dos resultados, que o vetor  $P_{perdas}$  permanece o mesmo para todas as contingências. Isso significa que basta calcular o vetor de perdas para a configuração básica.

### EXEMPLO 6.5

Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método CC.

### SOLUÇÃO

Do Exemplo 6.4 tem-se a matriz  $\begin{bmatrix} B' \end{bmatrix}$ :

$$B' = \begin{bmatrix} -75,2420 & 56,4315 & 18,8105 \\ 56,4315 & -84,6473 & 28,2158 \\ 18,8105 & 28,2158 & -52,0263 \end{bmatrix}$$

cuja inversa é:

$$B'^{-1} = \begin{bmatrix} -0.226581 & -0.217721 & -0.200000 \\ -0.217721 & -0.223627 & -0.200000 \\ -0.200000 & -0.200000 & -0.200000 \end{bmatrix}$$

que multiplicada pelo vetor de potências das barras:

$$P = \begin{bmatrix} 0,30 \\ -1,54 \\ -0,15 \end{bmatrix}$$

resulta no vetor de ângulos das barras:

$$\theta = \begin{bmatrix} 0.297315 \\ 0.309070 \\ 0.278000 \end{bmatrix}$$

com os quais obtém-se o defasamento angular entre as tensões das barras:

$$\theta_{1-2} = \theta_1 - \theta_2 = -0,011715$$

$$\theta_{1-3} = \theta_1 - \theta_3 = 0,019315$$

$$\theta_{2-3} = \theta_2 - \theta_3 = 0,031070$$

$$\theta_{3-4} = \theta_3 - \theta_4 = 0,278000$$

e com os defasamentos angulares e com os elementos da matriz  $B'$ , calculam-se os fluxos nas linhas e transformadores:

$$P_{1-2} = x_{1-2}^{-1} \theta_{1-2} = 0,6914 \text{ pu} = 69,14 \text{ MW}$$

$$P_{1-3} = x_{1-3}^{-1} \theta_{1-3} = -0,3633 \text{ pu} = -36,33 \text{ MW}$$

$$P_{2-3} = x_{2-3}^{-1} \theta_{2-3} = -0,8767 \text{ pu} = -87,67 \text{ MW}$$

$$P_{3-4} = x_{3-4}^{-1} \theta_{3-4} = -1,3900 \text{ pu} = -139,00 \text{ MW}$$

## 6.9 MÉTODO DA MATRIZ $Z_{\text{barra}}$

Este método, como o próprio nome indica, utiliza a matriz  $\dot{Z}_{\text{barra}}$  do sistema para definir as equações de tensão para cada barra do sistema.

Com o valor das cargas de cada barra e com o valor inicial de tensão (disponível ou arbitrado), calcula-se o valor da corrente em cada barra. Resolve-se então a equação:

$$[E] = \left[ \dot{Z}_{\text{barra}} \right] [I] \quad (6.59)$$

Obtendo-se um novo valor de tensão para cada barra. Comparam-se os valores das tensões entre iterações sucessivas, verificando-se se a diferença é menor do que uma tolerância  $\mathcal{E}$  especificada. Não havendo convergência, calculam-se novos valores de corrente com os valores de tensão calculados na iteração anterior, e assim sucessivamente.

## 6.10 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM LINHAS E EM TRANSFORMADORES DO SISTEMA

Uma vez calculadas as tensões das barras e tendo-se as admitâncias dos ramos do sistema (linhas e transformadores), conforme o modelo de representação adotado para os mesmos, calculam-se as correntes nestes ramos e, com as tensões e correntes, calculam-se as potências ativas e reativas nos mesmos, tendo-se, então, a solução do problema, com o que se pode efetuar a análise da operação do sistema para a condição de geração e carga dada.

A Figura 6.6 mostra um segmento de um sistema elétrico, onde, em uma barra, estão ligados um gerador e uma carga e, através de uma linha de transmissão e de um transformador, esta barra está conectada ao restante do sistema.

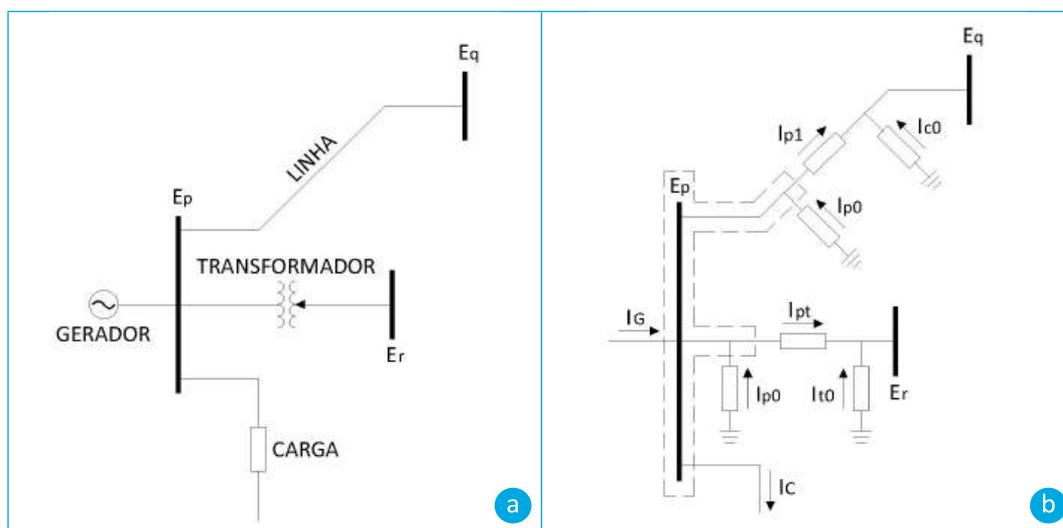


Figura 6.6 – Barra e conexões

Nota: (a) diagrama unifilar; (b) modelos  $\pi$  de linha e transformador.

Para a solução dos problemas de fluxo de potência, utiliza-se normalmente o modelo  $\pi$  nominal para linhas e transformadores, como mostrado na Figura 6.6b.

Com as tensões calculadas na primeira fase da solução do problema de fluxo de potência e, com as admitâncias dos modelos de linhas e transformadores, calculam-se as correntes no elemento série e nos elementos em derivação dos modelos e, somando-se a corrente no elemento série com a corrente no elemento em derivação de um lado e de outro, tem-se a corrente total injetada na barra.

Para determinar o sentido das correntes injetadas nas barras e dos fluxos de potência nos ramos, considera-se a seguinte convenção de sinais:

- a) corrente de barra: corrente injetada por geração, carga ou elemento em derivação: positiva quando entra na barra (caso de geração) e negativa quando sai da barra (caso de carga), o mesmo valendo para os elementos em derivação; reator – corrente negativa e capacitor – corrente positiva;
- b) corrente de ramo: corrente em linha de transmissão ou em transformador, positiva quando sai da barra e negativa quando entra na barra.

As correntes para o segmento de sistema da Figura 6.6 estão mostradas com o sentido indicado por uma seta.

Observe-se que, na representação de linha ou transformador pelo modelo  $\pi$  nominal, têm-se elementos em série e em derivação conectados por condutor ideal e, assim, tudo o que está conectado a uma barra está em um mesmo nó, conforme indicado pela linha fechada indicada na Figura 6.6.

Tomando-se a linha  $pq$  da Figura 6.6b, onde no modelo  $\pi$  nominal se tem:

a) admitância série:  $\dot{Y}_{pq}$  ;

b) admitâncias em derivação:  $\frac{\dot{Y}_{bpq}}{2}$  do lado da barra  $p$  e  $\frac{\dot{Y}_{bqp}}{2}$  do lado da barra  $q$ , sendo  $\dot{Y}_{bpq}$  a admitância total em derivação da linha, tem-se a corrente no elemento série e a corrente nos elementos em derivação do modelo obtidas pelas seguintes equações:

– corrente no ramo série  $pq$ :

$$\begin{aligned} \dot{i}_{pq} &= (\dot{E}_p - \dot{E}_q) \dot{Y}_{pq} \\ \dot{i}_{qp} &= (\dot{E}_q - \dot{E}_p) \dot{Y}_{qp} \end{aligned} \quad (6.60)$$

– corrente no ramo derivação do lado da barra  $p$  :

$$\dot{i}_{bpq} = (\dot{E}_p - 0) \frac{\dot{Y}_{bpq}}{2} \quad (6.61)$$

– corrente no ramo derivação do lado da barra  $q$  :

$$\dot{i}_{bqp} = (\dot{E}_q - 0) \frac{\dot{Y}_{bqp}}{2} \quad (6.62)$$

donde se obtêm as correntes injetadas nas barras  $p$  e  $q$  :

$$\begin{aligned} \dot{i}_p &= \dot{i}_{pq} + \dot{i}_{bpq} \\ \dot{i}_q &= \dot{i}_{qp} + \dot{i}_{bqp} \end{aligned} \quad (6.63)$$

e as potências injetadas nas barras:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{pq} &= \dot{E}_p \dot{i}_{pq}^* = E_p (\dot{i}_{pq} + \dot{i}_{bpq})^* \\ \dot{S}_{qp} &= \dot{E}_q \dot{i}_{qp}^* = E_q (\dot{i}_{qp} + \dot{i}_{bqp})^* \end{aligned} \quad (6.64)$$

Tendo-se a potência injetada na barra por cada um dos ramos e a corrente injetada na barra pela geração e pela carga da barra, obtêm-se a potência total da barra:

$$\dot{S}_p = \dot{S}_{pg} + \dot{S}_{pc} + \dot{S}_{pq} \quad (6.65)$$

e considerando-se que o processo de solução do fluxo de potência é um cálculo iterativo e, portanto, aproximado a menos de um a tolerância  $\varepsilon$ , determina-se o erro na barra por:

$$\Delta \dot{S}_p = \dot{S}_p^{DADO} - \dot{S}_p^{CALC} \quad (6.66)$$

Sendo utilizado o termo em inglês *mismatch* para o erro determinado para a potência da barra, o qual será utilizado como um dos critérios para determinar a convergência do cálculo do fluxo de potência do sistema.

### EXEMPLO 6.6

Calcular o fluxo de potência nos ramos do sistema do Exemplo 6.2. Calcular também o erro em cada barra. Apresentar, em um diagrama unifilar, o resultado do fluxo de potência indicando o valor e o sentido das potências em cada ramo e as tensões das barras.

### SOLUÇÃO

Com as tensões calculadas no Exemplo 6.2:

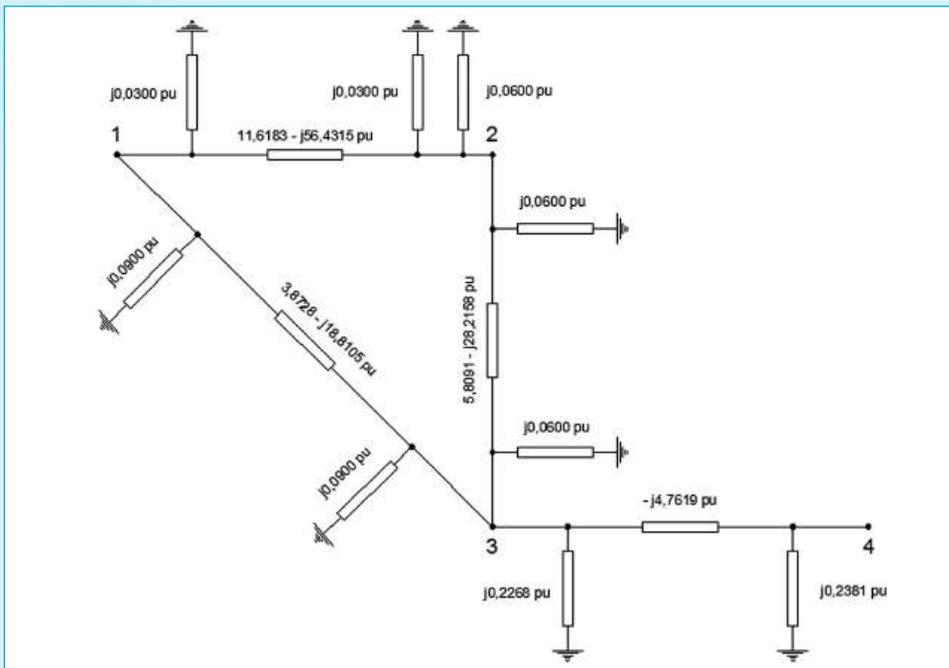
$$\dot{E}_1 = 1,0100 \angle -17,5150^\circ \text{ pu}$$

$$\dot{E}_2 = 1,0035 \angle -18,1040^\circ \text{ pu}$$

$$\dot{E}_3 = 1,0144 \angle -16,4789^\circ \text{ pu}$$

$$\dot{E}_4 = 1,0200 \angle 0,0000^\circ \text{ pu}$$

e os valores das admitâncias das linhas e transformadores do sistema, de acordo com o modelo  $\pi$  adotado para os mesmos:



têm-se os fluxos nas linhas e transformador:

$$\dot{S}_{12} = |E_1|^2 \left( y_{12}^* + \frac{y_{b12}^*}{2} \right) - \dot{E}_1^* E_2 y_{12}^*$$

$$\dot{S}_{12} = 0,6654 + j0,2244 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{12} = 66,54 + j22,44 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{21} = |E_2|^2 \left( y_{21}^* + \frac{y_{b21}^*}{2} \right) - \dot{E}_2^* E_1 y_{21}^*$$

$$\dot{S}_{21} = -0,6626 - j0,2717 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{21} = -66,26 - j27,17 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{13} = |E_1|^2 \left( y_{13}^* + \frac{y_{b13}^*}{2} \right) - \dot{E}_1^* E_3 y_{13}^*$$

$$\dot{S}_{13} = -0,3651 - j0,1005 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{13} = -36,51 - j10,05 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{31} = |E_3|^2 \left( y_{31}^* + \frac{y_{b31}^*}{2} \right) - \dot{E}_3^* E_1 y_{31}^*$$

$$\dot{S}_{31} = 0,3664 - j0,0773 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{31} = 36,64 - j7,73 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{32} = |E_3|^2 \left( y_{32}^* + \frac{y_{b32}^*}{2} \right) - \dot{E}_3 E_2^* y_{32}^*$$

$$\dot{S}_{32} = 0,8814 + j0,0953 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{32} = 88,14 + j9,53 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{23} = |E_2|^2 \left( y_{23}^* + \frac{y_{b23}^*}{2} \right) - \dot{E}_2 E_3^* y_{23}^*$$

$$\dot{S}_{23} = -0,8760 - j0,2514 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{23} = -87,60 - j25,14 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{34} = |E_3|^2 \left( y_{34}^* + \frac{y_{b34}^*}{2} \right) - \dot{E}_3 E_4^* y_{34}^*$$

$$\dot{S}_{34} = -1,3982 - j0,0579 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{34} = -139,82 - j5,79 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{43} = |E_4|^2 \left( y_{43}^* + \frac{y_{b43}^*}{2} \right) - \dot{E}_4 E_3^* y_{43}^*$$

$$\dot{S}_{43} = 1,3982 + j0,4775 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{43} = 139,82 + j47,75 \text{ MVA}$$

a potência nas barras:

$$\dot{S}_1 = 0,3004 + j0,1239 \text{ pu} = 30,04 + j12,39 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_2 = -1,5395 - j0,5281 \text{ pu} = -153,95 - j52,81 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_3 = -0,1497 - j0,0400 \text{ pu} = -14,97 - j4,00 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_4 = 1,3975 + j0,4772 \text{ pu} = 139,75 + j47,72 \text{ MVA}$$

e as diferenças ou erros (*mismatches*) nas barras:

$$\dot{S}_{1(\text{geração})} = 30,00 + j12,39 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_1 = 30,00 - 30,04 = 0,04 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_1 = 12,39 - 12,39 = 0,00 \text{ Mvar}$$

$$\dot{S}_{2(\text{carga})} = -154,00 - j52,80 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_2 = -154,00 - (-153,95) = -0,05 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_2 = -52,80 - (-52,81) = 0,01 \text{ Mvar}$$

$$\dot{S}_{3(\text{carga})} = -15,00 - j4,00 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_3 = -0,15 - (-14,97) = -0,03 \text{ MW}$$

$$\Delta Q_3 = -4,00 - (-4,00) = 0,00 \text{ Mvar}$$

## 6.11 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS

Programas computacionais de cálculo de fluxo de potência utilizam a matriz  $\dot{Y}_{\text{barra}}$  calculada diretamente a partir dos dados de barras e de ramos fornecidos e armazenados com técnicas de esparsidade possibilitando a redução do espaço de memória necessária e do tempo de processamento.

Os dados de barra – tensões, potências de geração e carga – e de ramos – impedância das linhas e transformadores – devem ser codificados conforme uma formatação pré-definida, diretamente ou através de uma interface gráfica, como mostrado na Figura 6.7.

1  
CAPITULO 6 - EXEMPLO 6.2 - 4 BARRAS - 3 LINHAS - 1 TRANSFORMADOR

4

1	2	.35	1.70	6.00	.000	.000	.000	150	200
2	3	.70	3.40	12.00	.000	.000	.000	150	200
1	3	1.05	5.10	18.00	.000	.000	.000	150	200
3	4		20.00		1.0501	.0501	.050	150	200

9999

5

1	1	AAA-230	1010	.0	30.0	5.0-99.0	99.0	0.0	0.0	0.0
2	0	BBB-230	1000	.0	0.0	0.0	.0	154.0	52.8	6.0
3	0	CCC-230	1000	.0	0.0	0.0	.0	15.0	4.0	0.0
4	2	DDD--13	1020	.0	200.0	0.0-99.0	99.0	0.0	0.0	0.0

9999

11

30

a

1CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS DEEI / DUSE / GSEL ELETROBRAS - 0002-10.88  
CAPITULO 6 - EXEMPLO 6.2 - 4 BARRAS - 3 LINHAS - 1 TRANSFORMADOR DATE 4/ 5/2010 TIME 0: 0: 0 PAGE 8

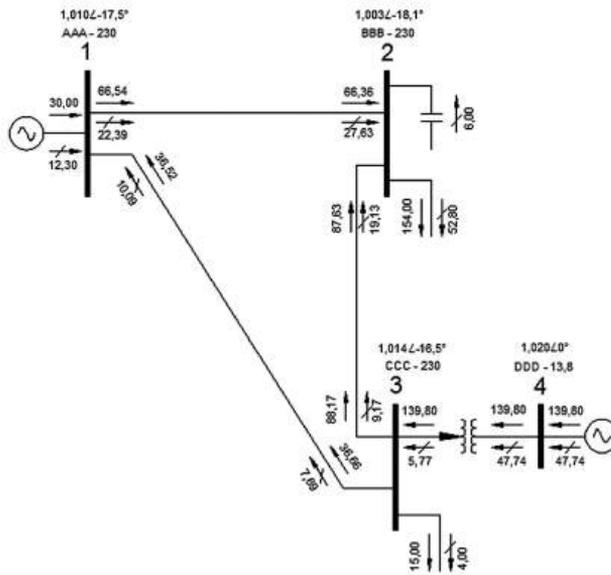
FLUXO DE POTENCIA UTILIZANDO O METODO DE NEWTON-RAPHSON, SENDO INICIALIZADO POR UMA ITERACAO DE GAUSS-SEIDEL  
REPORT OF POWER FLOW CALCULATIONS FOR AREA 1, 3 ITERATIONS, SWING BUS IS 4.

X-----BUS-DATA-----X-----LINE-FLOW-----X

BUS	NAME	VOLTS	ANGLE	X-GENERATION-X MW	MVAR	X-LOAD-X MW	MVAR	CAP/REAC MVAR	TO BUS	NAME	MW	MVAR	TAP	SHIFT
1	AAA-230	1.010	-17.5	30.0	12.30	00.0	00.0		2	BBB-230	66.54	22.39		
									3	CCC-230	-36.52	-10.09		
2	BBB-230	1.003	-18.1	00.0	00.0	154.0	52.8	6.0	1	AAA-230	-66.36	-27.63		
									3	CCC-230	-87.63	-19.13		
3	CCC-230	1.014	-16.5	00.0	00.0	15.0	4.0		1	AAA-230	36.66	-7.69		
									2	BBB-230	88.17	9.57		
									4	DDD--13	-139.82	-5.77	1.050	
4	DDD--13	1.020	.0	139.8	47.7	00.0	00.0		3	CCC-230	139.82	47.74		
AREA TOTALS				169.8	60.0	169.0	56.8	6.0						
								SOLUTION TIME	.00 SECONDS.					
								TOTAL TIME	.00 SECONDS.					

0

b



c

Figura 6.7 – Fluxo de potência

Nota: (a) arquivos de dados; (b) resultados; (c) apresentação gráfica.

A Figura 6.7 mostra o arquivo de dados necessário para calcular o fluxo de potência do sistema do Exemplo 6.2 com um programa computacional comercial de fluxo de potência e o resultado numérico impresso obtido com o mesmo para os valores das tensões das barras e para os fluxos de potência (ativa e reativa) nas linhas e transformadores, sendo a direção dos fluxos de potência ativa e reativa indicada pelo sinal dos valores. Os resultados podem ser apresentados de forma gráfica, como na Figura 6.7, lançados manualmente em um diagrama unifilar ou com uma interface gráfica, para melhor visualização e entendimento, com os valores de potência ativa e reativa com a direção indicada por uma seta (indicativa da potência reativa marcada com um traço inclinado no meio). Atualmente os programas computacionais de fluxo de potência permitem a visualização gráfica dos resultados diretamente na tela.

## 6.12 ANÁLISE COMPARATIVA DOS MÉTODOS DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A solução do fluxo de potência é obtida por métodos iterativos e apresenta peculiaridades específicas para cada método e que devem ser utilizadas adequadamente para a maior eficiência na solução de um problema.

Métodos de Gauss e Gauss-Seidel:

- a) número de iterações que varia com o número de barras;
- b) tempo computacional função do quadrado do número de barras;
- c) não requer o armazenamento de matrizes, exigindo menor memória computacional;
- d) na determinação dos elementos da matriz  $Y$  é necessária uma equação para cada barra do sistema, exceto para a barra de referência;
- e) não requer a inversão de matrizes;
- f) tempo de solução grande, se comparado com método de Newton-Raphson;
- g) impossibilidade de utilizar reatâncias negativas;
- h) pouca sensibilidade aos valores iniciais;
- i) facilidade para encontrar erros de dados e problemas no sistema, pois mesmo um caso não convergente, apresenta resultado coerente;
- j) apresenta uma convergência oscilatória e lenta;
- k) requer fator de aceleração para tornar a convergência mais rápida;
- l) dificuldade de convergência para grandes sistemas;
- m) convergência lenta ou impossível em casos onde existam admitâncias de ramos com ordem de grandeza muito diferente;
- n) sensibilidade à escolha da barra de referência;
- o) dificuldade para obter a convergência em sistemas onde existam linhas radiais muito longas.

### Método de Newton Raphson:

- a) número de iterações praticamente independentemente do número de barras do sistema;
- b) tempo computacional linearmente proporcional ao número de barras;
- c) necessidade de armazenar a matriz Jacobiana do sistema, que é muito esparsa e utiliza muita memória, exigindo, por isso, técnicas de esparsidade no trabalho com matrizes;
- d) na montagem do Jacobiano para um sistema elétrico, são necessárias duas equações para cada barra de carga do sistema (para P e Q) e uma equação para cada barra de geração (para Q), já que a potência ativa e o módulo da tensão são conhecidos, não sendo necessárias as equações para a barra de referência, pois tanto o módulo quanto o ângulo da tensão são conhecidos;
- e) necessidade de inverter o Jacobiano várias vezes durante a solução (normalmente a cada certo número de iterações);
- f) tempo de solução pequeno, se comparado com o método de Gauss-Seidel (se utilizadas as técnicas de esparsidade com as matrizes);
- g) possibilidade de utilizar reatâncias negativas;
- h) possibilidade de resolver casos que não têm solução por Gauss-Seidel;
- i) grande sensibilidade aos valores iniciais para ser convergente;
- j) critérios de convergência mais precisos;
- k) pouca sensibilidade à escolha da barra de referência;
- l) dificuldade em localizar problemas no sistema e erro nos dados, pois os casos não convergentes apresentam resultados totalmente incoerentes.

### Método desacoplado rápido:

- a) a solução é aproximada, com maiores erros para os valores determinados para um mesmo valor de tolerância adotado;
- b) número de iterações praticamente independente do número de barras do sistema;
- c) tempo computacional pequeno (menor do que para o método de Newton-Raphson);
- d) necessidade de armazenar as submatrizes do Jacobiano do sistema, que são muito esparsas e utilizam muita memória, exigindo, por isso, técnicas de esparsidade no trabalho com matrizes (entretanto, como utiliza somente duas submatrizes do Jacobiano, a necessidade de armazenamento é menor do que no caso do método de Newton-Raphson);
- e) na montagem do Jacobiano para um sistema elétrico, são necessárias duas equações para cada barra de carga do sistema (para P e Q) e uma equação para cada barra de geração (para Q), já que a potência ativa e o módulo da tensão são conhecidos, não sendo necessárias as equações para a barra de referência, pois tanto o módulo quanto o ângulo da tensão são conhecidos;
- f) necessidade de inverter as submatrizes do Jacobiano várias vezes durante a solução (normalmente a cada certo número de iterações);

- g) tempo de solução pequeno, se comparado com os outros métodos (se utilizadas as técnicas de esparsidade com as matrizes);
- h) possibilidade de utilizar reatâncias negativas;
- i) possibilidade de resolver casos que não têm solução por Gauss-Seidel;
- j) grande sensibilidade aos valores iniciais para ser convergente;
- k) critérios de convergência mais precisos;
- l) pouca sensibilidade à escolha da barra de referência;
- m) dificuldade em localizar problemas no sistema e erro nos dados, pois os casos não convergentes apresentam resultados totalmente incoerentes.

#### Método CC:

- a) a solução é aproximada (impreciso);
- b) a solução é somente para a potência ativa;
- c) não fornece informações sobre tensões (módulo e ângulo);
- d) fornece sempre uma solução;
- e) extremamente rápido;
- f) fácil de elaborar um programa computacional;
- g) útil para fornecer uma ideia do comportamento dos fluxos, fornecendo solução mesmo para soluções inviáveis, o que o Fluxo CA não possibilita, sendo muito interessante neste caso para estudos de planejamento de longo prazo.

#### Método da matriz $\dot{Z}_{barra}$ :

- a) fornece sempre uma solução;
- b) requer muita memória de computador, pois necessita armazenar inteiramente a matriz  $\dot{Z}_{barra}$ ;
- c) independe dos valores iniciais de tensão arbitrados;
- d) permite considerar valores de impedâncias nulos para os ramos, possibilitando a simulação de chaves fechadas (e abertas, considerando impedância infinita), sem modificar a configuração do sistema.

## PROBLEMAS

1. Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método de Gauss-Seidel:
  - a) sem utilizar o fator de aceleração;
  - b) utilizando o fator de aceleração.
2. Utilizando o método de Newton-Raphson, resolver o sistema de equações:

$$F(x_1, x_2) = \begin{cases} 3x_1^2 + x_2 = 5 \\ x_1x_2 + 6x_2^2 = 57 \end{cases}$$

3. Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método desacoplado rápido, considerando o sistema em condição de emergência e sem a linha 2 – 3.
4. Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método desacoplado rápido, considerando o sistema em condição de emergência e sem a linha 2 – 3 e com a tensão do gerador da barra 1 igual a 1,05 pu.
5. Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método CC, mas considerando as perdas.
6. Resolver o sistema do Exemplo 6.2 pelo método da  $\dot{Z}_{barra}$ .

## REFERÊNCIAS

- BROWN, H. E. **Solution of large networks by matrix methods**. New York: Wiley Interscience, 1975.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de análise de redes: v09.07.05: manual do usuário**. 2011. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/doc/237119247/Manual-Anarede-v09>>. Acesso em: 31 jul. 2017.
- ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1976.
- MONTICELLI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- PASINI, J. C. L. **Implementação de um simulador de fluxo de potência em regime permanente usando interface gráfica interativa**. 1998. 102 f. Dissertação (Mestrado em Programação Matemática) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 1998.
- RAMOS, D. S.; DIAS, E. M. **Sistemas elétricos de potência: regime permanente**. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983. v. 2.
- STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.

TINNEY, W.; HART, C. E. Power flow solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS 86, n. 11, p. 1449-1456, Nov. 1967. Disponível em: <[http://www.academia.edu/3133959/Power\\_flow\\_solution\\_by\\_Newtons\\_method](http://www.academia.edu/3133959/Power_flow_solution_by_Newtons_method)>. Acesso em: 18 jun. 2017.

WARD, J. B.; HALE, H. W. Digital computer solution of power-flow problems. **AIEE Transactions**, v. 75, p. 398-340, June 1956.

ZOLLENKOPF, K. **Bi-Factorisation**: basic computational algorithm and programming techniques. Oxford: Large Sparse Sets of Linear Equations, 1970.

---

**CURTO-CIRCUITO**

---



Os sistemas elétricos de potência (SEP) operam, normalmente, na condição (ou estado) de regime permanente, a condição normal de operação. Ocorre que, por mais bem-feita que tenha sido a construção dos equipamentos, das linhas, das subestações, etc., e por melhor que seja a manutenção dos equipamentos, sempre haverá defeitos que levarão o sistema a um estado transitório, de curta duração, denominados de curto-circuito durante os quais ocorrem sobrecorrentes e sobretensões. Após a eliminação destes defeitos, o sistema volta à condição normal, geralmente em outro estado, ou seja, sem uma linha, transformador ou gerador (ou vários destes equipamentos).

## 7.1 INTRODUÇÃO

Todo e qualquer sistema estará sempre sujeito à ocorrência de curtos-circuitos em qualquer um dos seus componentes e deverá, portanto, estar devidamente preparado para detectar, suportar e ter condições de eliminar, o mais rápido possível, os curtos-circuitos que causam a circulação de grandes correntes nos equipamentos, isto porque se estas correntes permanecerem durante muito tempo (milissegundos ou segundos) circulando nos equipamentos, irão destruí-los podendo também colocar em risco a vida de pessoas.

Os estudos de curto-circuito em SEP ou em sistemas elétricos industriais são necessários para:

- a) possibilitar o correto ajuste dos relés de proteção, ou a seleção de fusíveis, para a eliminação de curtos-circuitos;
- b) selecionar os disjuntores que irão interromper as correntes de curto-circuito;
- c) verificar as consequências das correntes de curto-circuito sobre cabos, transformadores de força e de corrente, seccionadoras, cabos para-raios, barramentos, etc.;
- d) calcular as sobretensões nos vários pontos do sistema, quando da ocorrência de curtos-circuitos assimétricos, a fim de especificar corretamente os para-raios;
- e) determinar as características das malhas de terra, dos cabos para-raios e dos cabos contrapeso de linhas de transmissão;
- f) determinar as características dos equipamentos para a limitação das correntes de curto-circuito;
- g) determinar a correta impedância dos transformadores de força.

Curtos-circuitos podem ocorrer em qualquer local do sistema, entre quaisquer dois pontos energizados ou entre um ponto energizado e a terra, tendo-se, assim, os diversos tipos de curto-circuito **trifásico**, **bifásico (fase-fase)**, **trifásico à terra**, **bifásico à terra (fase-fase-terra)**, **monofásico (fase-terra)** como mostrado na Figura 7.1.

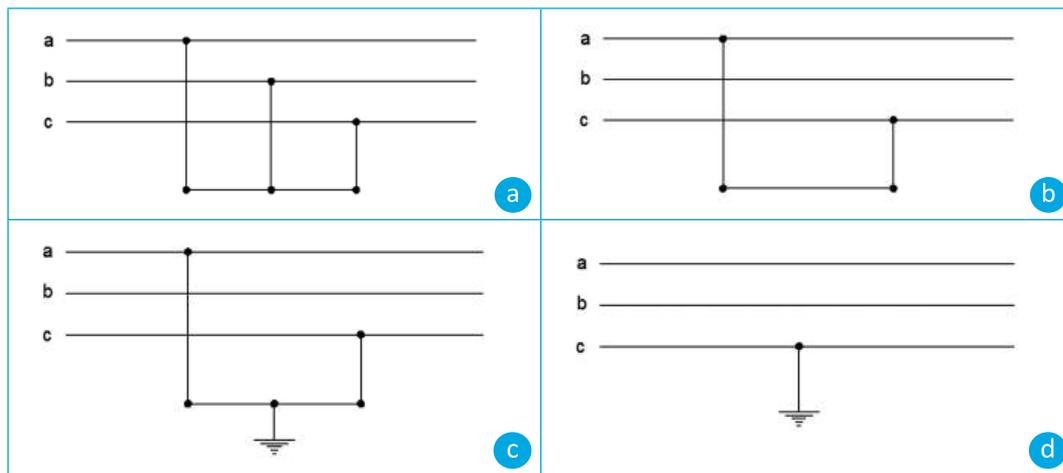


Figura 7.1 – Tipos de curto-circuito

Nota: (a) trifásico; (b) bifásico; (c) bifásico à terra; (d) monofásico.

Levantamentos estatísticos mostram que todos estes tipos de curtos-circuitos ocorrem, embora com diferentes frequências, como mostra a Tabela 7.1, que apresenta a frequência de ocorrência dos diversos tipos de curto-circuito em um sistema de transmissão, com tensões de 69 kV, 138 kV e de 230 kV, e comprimentos de linha (somatório total) respectivamente de 1925,4 km, 1221,3 km e 1027,5 km.

Tabela 7.1 – Estatística de curto-circuito ocorrências por 100 km de linha por ano

Tipo de sistema	69 kV		138 kV		230 kV	
Tipo de curto-circuito	Freq.	%	Freq.	%	Freq.	%
Fase-terra	18,3	38,6	5,5	36,7	6,8	46,6
Bifásico	5,6	11,8	1,5	10,0	1,2	8,2
Bifásico à terra	12,1	25,5	1,9	12,7	0,7	4,8
Trifásico	3,0	6,3	0,3	2,0	0,1	0,7
Trifásico à terra	0,5	1,1	0,1	0,7	0,2	1,4
Causa desconhecida	7,9	16,7	5,7	38,0	5,6	38,4
Total	47,4	100,0	15,0	100,0	14,6	100,0

Os sistemas elétricos operam em regime permanente, com os geradores suprindo as cargas através de linhas e transformadores que formam a rede de transmissão e distribuição, e com correntes e tensões trifásicas e simétricas variando em pequenos incrementos ou decrementos. Ao ocorrer um curto-circuito, tem-se, inicialmente, um transitório eletromagnético de curta duração (alguns milissegundos) que provoca grandes variações de correntes e tensão e que leva a um novo estado (regime) permanente com correntes e tensões estáveis, simétricas ou assimétricas conforme o tipo de curto-circuito que ocorreu.

A análise dos sistemas elétricos trifásicos, quando em regime permanente, é feita tratando-se os mesmos como se fossem monofásicos, e utilizando-se a corrente de fase, a tensão fase-neutro e a potência de fase para os cálculos. Isso é possível porque se admite que os sistemas trifásicos são simétricos e equilibrados, o que é muito próximo da realidade, de forma que se têm potências iguais nas três fases e, correntes e tensões de igual magnitude nas fases, porém com defasamento de  $120^\circ$  (elétricos) entre os fasores.

Para possibilitar os cálculos dos sistemas trifásicos como se fossem monofásicos é preciso ainda que os parâmetros – resistência, reatância indutiva e reatância capacitiva – de linha, transformadores, geradores, etc. sejam obtidos por fase. Ocorre que, em virtude do acoplamento elétrico e magnético que existe entre as fases, estes parâmetros são, na verdade, matrizes (de dimensão  $3 \times 3$ ) e não apenas um valor real, sendo, porém, os sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, onde:

$$\begin{aligned} I_1 + I_2 + I_3 &= 0 \\ E_1 + E_2 + E_3 &= 0 \end{aligned} \tag{7.1}$$

É possível, por meios de transformações matemáticas, obter um desacoplamento entre as três fases e obter um valor de indutância e capacitância por fase. A resistência, naturalmente, é um valor por fase.

Entretanto, quando o sistema deixa de ser simétrico e equilibrado (o que ocorre em caso de desequilíbrio das cargas ou de curto-circuito assimétrico no sistema), o desacoplamento entre fases não é mais possível, e a análise do sistema de forma monofásica não é mais viável; a análise do sistema então somente é possível por meio das componentes simétricas ou das componentes de Clark.

Há, ainda, que considerar o período do transitório eletromagnético, entre o regime permanente sob carga e o novo regime permanente sob curto-circuito, em que há variações muito rápidas de intensidade de correntes e tensões com implicações sobre o comportamento e sobre o isolamento dos equipamentos. Como neste período transitório as correntes e tensões não estão em regime permanente, o seu cálculo

deve ser feito em função do tempo e para cada fase, tendo em vista que a condição da Equação 7.1 não se verifica.

## 7.2 CURTO-CIRCUITO SIMÉTRICO (TRIFÁSICO)

Durante a operação do sistema em regime permanente, tem-se um equilíbrio entre as potências geradas pelas máquinas e as potências das cargas mais as perdas no sistema. A fim de ter condições adequadas de tensão em cada um dos barramentos, os diversos geradores do sistema são excitados adequadamente para manter uma tensão terminal determinada.

Ao ocorrer um curto-circuito, rompe-se o equilíbrio entre geração e carga, e a tensão no local do curto-circuito cai a zero (ou a um valor próximo a zero, pois o curto-circuito nada mais é do que uma conexão curta de um ponto do sistema à referência ou à terra, com uma impedância muito pequena próxima de zero) o que, para o sistema, tem o mesmo efeito que a ligação de uma carga infinita (ou seja, uma carga com uma impedância muito pequena ou próxima de zero) e o perfil de tensões e correntes se altera em todo o sistema (Figura 7.2).

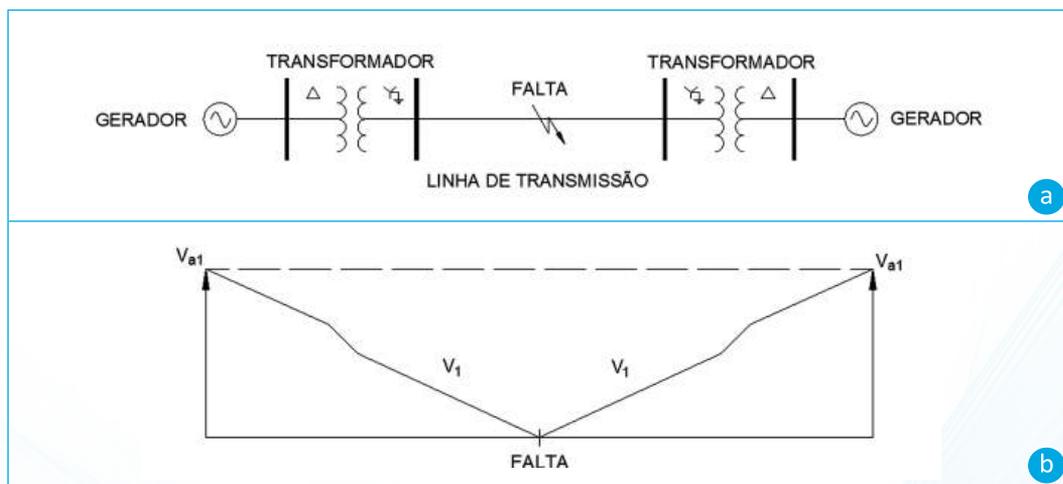


Figura 7.2 – Perfil de tensão durante um curto-circuito

Nota: (a) diagrama unifilar com local da falta; (b) perfil de tensão no sistema.

Durante o curto-circuito, os geradores que forneciam potência ativa para a carga passam a fornecer uma potência praticamente reativa, já que a impedância entre o gerador e o ponto de curto é quase que totalmente indutiva em virtude de restarem apenas as impedâncias das linhas e transformadores entre os geradores e o ponto de curto, pois

as cargas deixam de ter efeito, já que a tensão cai a zero ou próximo a zero. A energia fornecida pelos geradores, inicialmente, é função da energia armazenada no campo magnético dos mesmos, e a corrente que circula entre os geradores e o ponto de curto é função da tensão interna dos geradores (fem) e da impedância total entre a tensão interna dos geradores e o ponto de curto-circuito, impedância esta constituída pelas impedâncias dos geradores, linhas de transmissão e transformadores.

### 7.3 CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO NO PERÍODO TRANSITÓRIO

A passagem das tensões e correntes da condição de regime permanente para a condição de curto-circuito caracteriza um transitório durante o qual há uma variação da amplitude da corrente devido à reação da armadura das máquinas, fazendo com que a amplitude da corrente varie de um valor máximo, que ocorre imediatamente após o curto, até um valor de regime, que ocorre alguns ciclos depois.

O transitório que ocorre nos sistemas elétricos devido a curtos-circuitos é função da resistência e da indutância dos componentes do sistema e que compõem a impedância série do circuito elétrico.

Uma análise sucinta do comportamento da corrente de curto-circuito em um sistema elétrico, desde o instante em que ocorre o curto-circuito até que esta corrente se estabilize em um valor, pode ser feita por meio da análise de um curto-circuito nos terminais de um gerador síncrono com parâmetros  $R$  e  $L$  e com os terminais abertos (sem carga) e cuja tensão terminal seja  $e = E_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha)$ , como mostrado na Figura 7.3, simulando-se o curto-circuito pelo fechamento de uma chave em seus terminais.

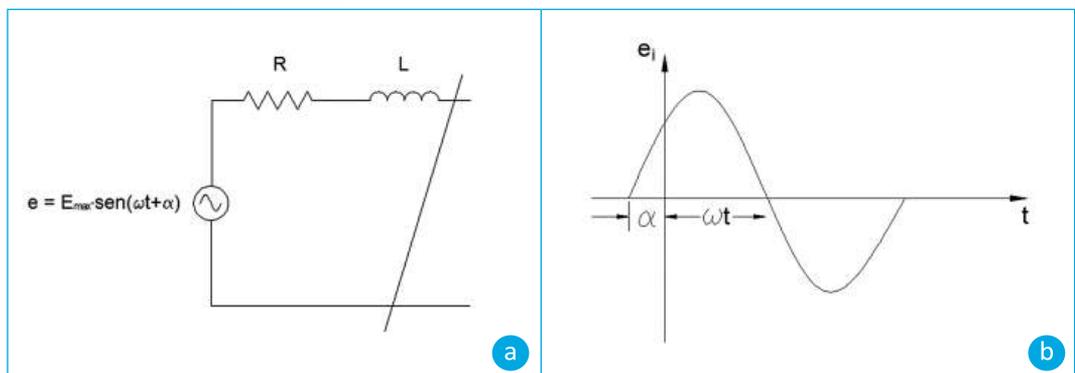


Figura 7.3 – Gerador síncrono com parâmetros  $R$  e  $L$  e com fonte de tensão senoidal

Nota: (a) circuito modelo do gerador; (b) tensão interna do gerador.

Antes do fechamento da chave, a corrente é nula e, após o transitório, a corrente será:

$$i(t) = \frac{E_{\max}}{Z} \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) \quad (7.2)$$

onde:

$Z$  = módulo da impedância constituída pela resistência e pela reatância do circuito

$\alpha$  = ângulo de defasamento do fasor de tensão no instante inicial

$\theta$  = ângulo da impedância  $\dot{Z} = R + jX_L$

A corrente durante o período transitório, imediatamente após o fechamento da chave, é obtida pela solução da equação diferencial que se obtém do circuito da Figura 7.3:

$$E_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (7.3)$$

e cuja solução tem a forma mostrada adiante:

$$i(t) = \frac{E_{\max}}{Z} \left[ \text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\frac{R}{L}t} \text{sen}(\alpha - \theta) \right] \quad (7.4)$$

que pode ser colocada na forma a seguir, admitindo-se que no instante  $t = 0$  se tenha  $\alpha - \theta = 90^\circ$ :

$$i(t) = I_{\max} \cos(\omega t) - I_{\max} e^{-\frac{R}{L}t} \quad (7.5)$$

Que mostra ser a corrente inicial de curto-circuito constituída de uma componente senoidal e de uma componente exponencial, cujo valor decai a zero após algum tempo, ou seja, a componente senoidal é a própria corrente de curto-circuito que permanecerá após o transitório e cujo valor de pico é:

$$i_{\max} = \frac{E_{\max}}{Z} \quad (7.6)$$

Enquanto que a componente exponencial pode ser interpretada como uma componente de corrente contínua decrescente com o tempo, desde um valor máximo até zero, com uma constante de tempo:

$$T = \frac{L}{R} \quad (7.7)$$

Como se pode observar da Equação 7.4, a amplitude da corrente de curto-circuito no período transitório vai depender da impedância  $Z$  do circuito, do instante de fechamento da chave em relação à tensão aplicada (ângulo  $\alpha$ ) e do tempo transcorrido desde o instante do fechamento da chave, bem como da tensão aplicada ao circuito, e varia com o tempo. A amplitude da corrente varia, também, de um ponto para outro do circuito, pois é função da tensão máxima e da impedância.

O tempo que a componente de corrente contínua demora para cair a zero é função da resistência  $R$  e da indutância  $L$  do circuito (relação  $L/R$ ). Este tempo será tanto menor quanto maior for a resistência (maior amortecimento) e menor for a indutância do circuito e vice-versa, ou seja, será menor nos circuitos de mais baixa tensão e maior nos circuitos de mais alta tensão.

As duas componentes da corrente, conforme a Equação 7.5, se somam para resultar na corrente assimétrica do período inicial do curto-circuito, conforme mostrado na Figura 7.4.

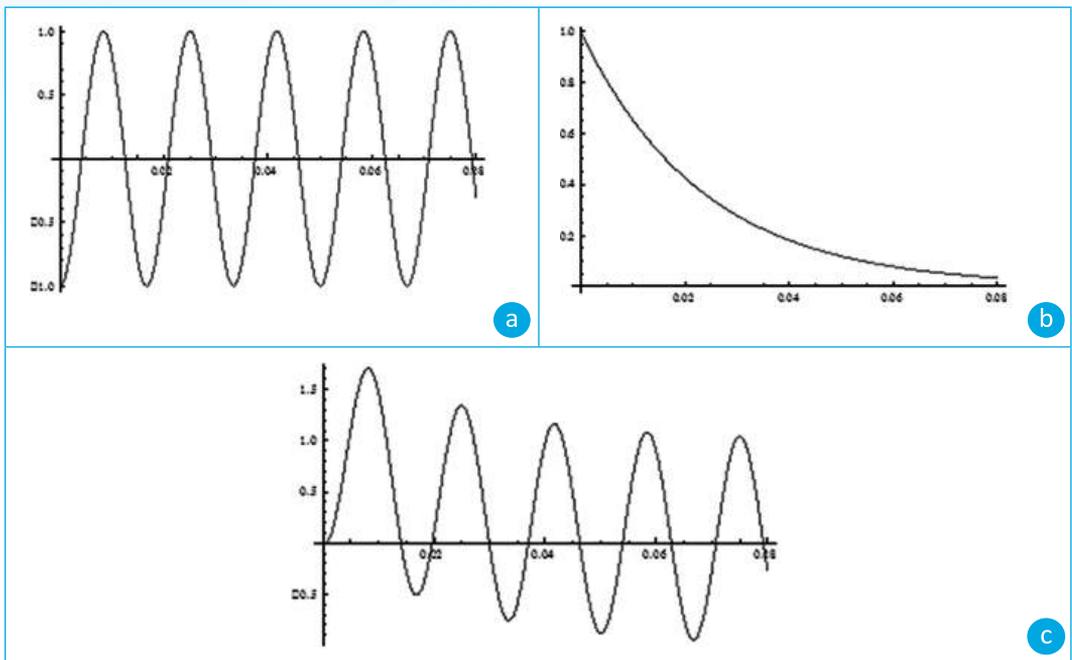


Figura 7.4 – Corrente de curto-circuito assimétrica máxima (para a condição de fechamento da chave com a tensão no valor máximo)

Nota: (a) componente senoidal; (b) componente contínua; (c) corrente de curto-circuito.

## 7.4 REATÂNCIAS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS

A condição mostrada anteriormente é resultado de uma solução matemática e não se verifica exatamente na prática, pois, além do decréscimo da componente de corrente contínua, também a componente senoidal sofre um decréscimo devido à reação da armadura (fenômeno que ocorre quando há uma variação da corrente no estator da máquina) e da ação dos enrolamentos amortecedores (quando existentes nos polos do rotor), e o valor da corrente decresce até atingir o valor de regime permanente. A Figura 7.5 mostra a característica de amortecimento da componente de corrente alternada da corrente de curto-circuito para uma condição em que a componente de corrente contínua é nula.

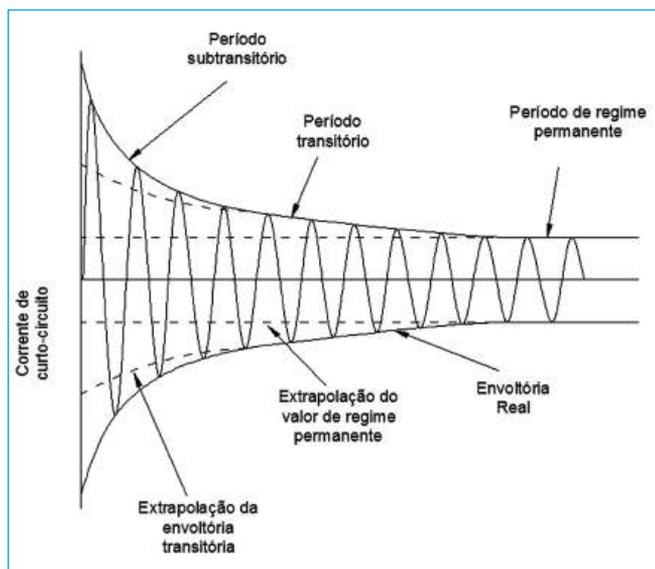


Figura 7.5 – Decréscimo da corrente de curto-circuito em uma máquina síncrona

Na condição utilizada para a análise, tem-se o gerador a vazio e com a corrente de excitação do rotor mantendo a tensão terminal no valor nominal (e também a tensão interna no mesmo valor) pelo fluxo no entreferro. No instante do curto-circuito inicia a circulação da corrente de curto que causa um fluxo em sentido contrário (Lei de Lenz), levando à variação do fluxo ao longo do tempo, o que resulta em uma reatância variável com o tempo. A força eletromotriz, pela sua correspondência com o fluxo, permanece praticamente constante durante o período considerado para o curto-circuito; assim, com a tensão interna constante e com a reatância variando com o tempo, resulta uma corrente variável com o tempo.

Observa-se que há um amortecimento muito acentuado da corrente nos primeiros ciclos, um amortecimento mais suave nos ciclos seguintes e que, a partir daí, a corrente se

estabiliza em um valor, como mostra a Figura 7.5. Isso permite caracterizar três períodos distintos para a corrente após a ocorrência do curto-circuito, designados de subtransitório, transitório e de regime permanente, e que são função das características de cada máquina (embora variem pouco de uma máquina para outra). O oscilograma mostrado na Figura 7.5 mostra o comportamento da corrente de curto-circuito desde imediatamente após o curto-circuito até a situação de regime permanente, ou seja, mostra todo o transitório eletromagnético que ocorre devido ao curto-circuito. Tendo em vista que a solução deste problema não é simples, visualizou-se uma maneira simplificada de obter a amplitude correta da corrente de curto-circuito para qualquer um dos períodos considerados, por meio de cálculos algébricos apenas, que é o cálculo de curto-circuito, que será visto a seguir.

Considerando-se que a máquina está excitada, em vazio, e com uma determinada tensão interna no instante do curto-circuito, e que em função desta tensão é que circula uma corrente, define-se uma reatância tal que:

$$X = \frac{E}{I} \quad (7.8)$$

e, assim, utilizando um valor de reatância para cada período da corrente de curto-circuito, pode-se calcular o valor correto da amplitude máxima dessa corrente. Este método de cálculo é uma simplificação do problema, pois tem-se uma curva contínua e o método permite obter apenas um ponto da curva em cada período. Considerando os três períodos já definidos para a corrente de curto-circuito, têm-se então três reatâncias para uma máquina síncrona que são reatância subtransitória, reatância transitória e reatância síncrona da máquina.

A determinação das reatâncias de uma máquina síncrona pode ser feita por um ensaio em que se aplica um curto-circuito trifásico nos terminais da mesma, com a máquina em vazio e com tensão reduzida, registrando-se por meio de equipamentos especiais a corrente de curto-circuito ao longo do tempo, obtendo-se um oscilograma como o da Figura 7.6 com a corrente em cada fase. Atualmente utilizam-se também métodos matemáticos que simulam testes de campo e permitem obter todos os parâmetros da máquina sob análise.

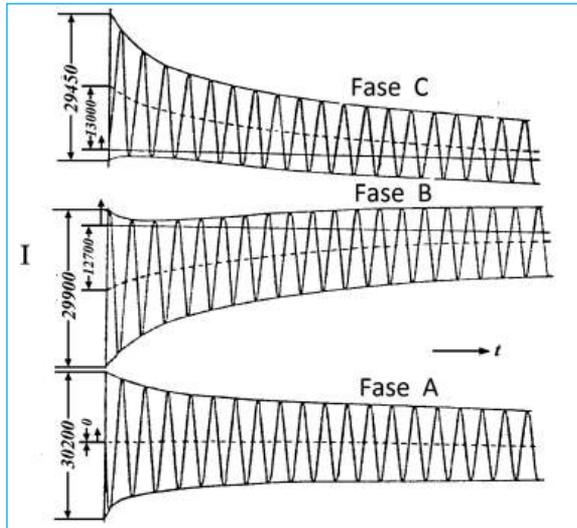


Figura 7.6 – Oscilograma das correntes de curto-circuito de uma máquina síncrona

Tomando-se o oscilograma da fase que se apresentar simétrica em relação ao eixo dos tempos (fase A da Figura 7.6), percebem-se os diferentes amortecimentos da corrente ao longo do tempo. Traçando-se uma tangente pelos picos da corrente, até que a mesma intercepte o eixo das coordenadas, como mostrado na Figura 7.5, tem-se neste eixo um valor de corrente. Com os três valores de corrente obtidos pode-se calcular o valor das três reatâncias anteriormente definidas, como a seguir:

$$\begin{aligned}
 X_d'' &= \frac{E}{I_d''} \text{ reatância subtransitória} \\
 X_d' &= \frac{E}{I_d'} \text{ reatância transitória} \\
 X_d &= \frac{E}{I_d} \text{ reatância síncrona}
 \end{aligned} \tag{7.9}$$

onde o subíndice d refere-se ao eixo direto, indicando que as reatâncias são determinadas para uma posição do rotor na qual o eixo do enrolamento do rotor e do estator estão alinhados (da teoria das duas reações de Robert Park).

## 7.5 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

Durante o funcionamento em regime permanente, tem-se as fontes suprindo as cargas por meio do sistema de transmissão. Onde há fontes tem-se uma tensão conectada entre o nó e a referência (terra ou o neutro) através de uma reatância e nesse nó é injetada uma corrente. Onde há carga, tem-se uma reatância entre o nó e a referência e a corrente sai do nó, como mostrado na Figura 7.7.

As fontes e as cargas são os elementos de derivação, enquanto que o sistema de transmissão (ou de subtransmissão ou de distribuição) é constituído pelos elementos série (R e L), que estão entre as fontes e as cargas. Há ainda que considerar as capacitâncias das linhas de transmissão, que são elementos em derivação, entre os nós e a referência.

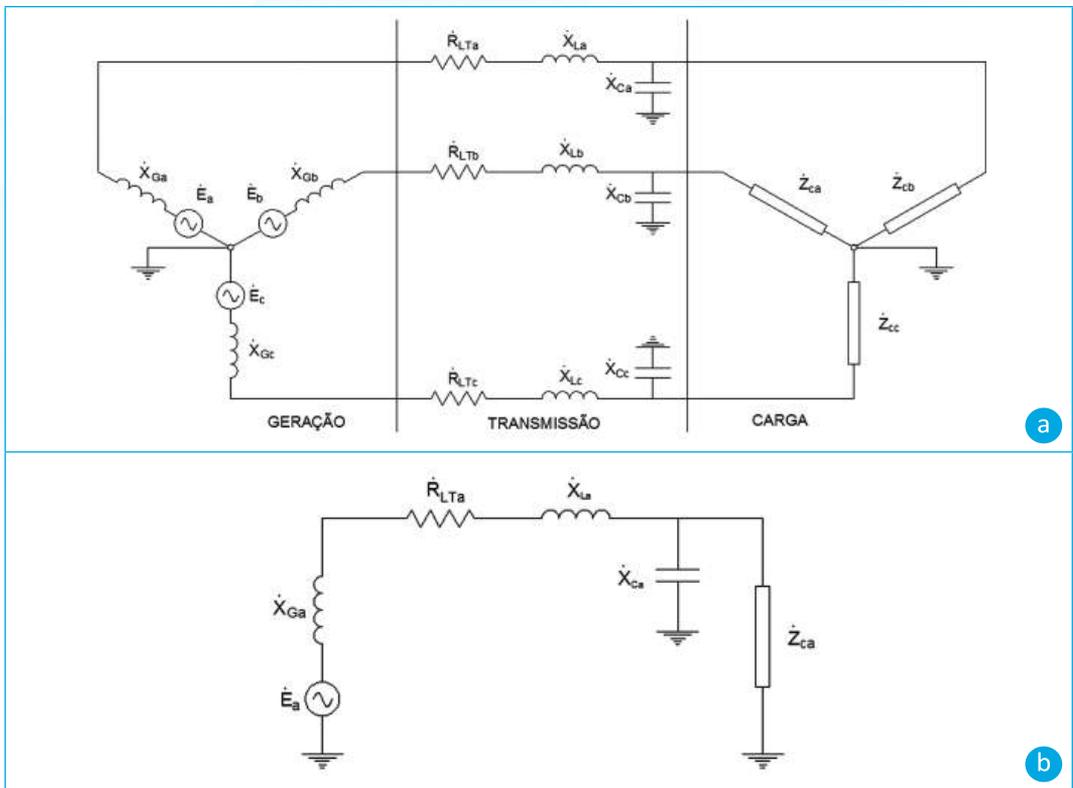


Figura 7.7 – Elementos que constituem o sistema

Nota: (a) representação trifásica; (b) representação monofásica.

Quando ocorre um curto-circuito, a tensão naquele ponto (ou nó) cai a zero, e as fontes de tensão fornecem corrente para o ponto em curto.

O curto-circuito é sentido pelas máquinas como uma severa redução da impedância entre a fonte e a terra, o que faz com que a corrente aumente na proporção inversa, e de forma rápida. A rápida variação da corrente, de um valor de regime para um valor de curto-circuito, ocorre pela transferência da energia armazenada no circuito magnético das máquinas, dando origem ao fenômeno transitório supracitado. Também as cargas constituídas por motores síncronos e de indução contribuem com corrente para o ponto de curto, porém a corrente dos motores de indução é rapidamente amortecida porque estes motores não têm excitação, como ocorre com as máquinas síncronas (Figura 7.8).

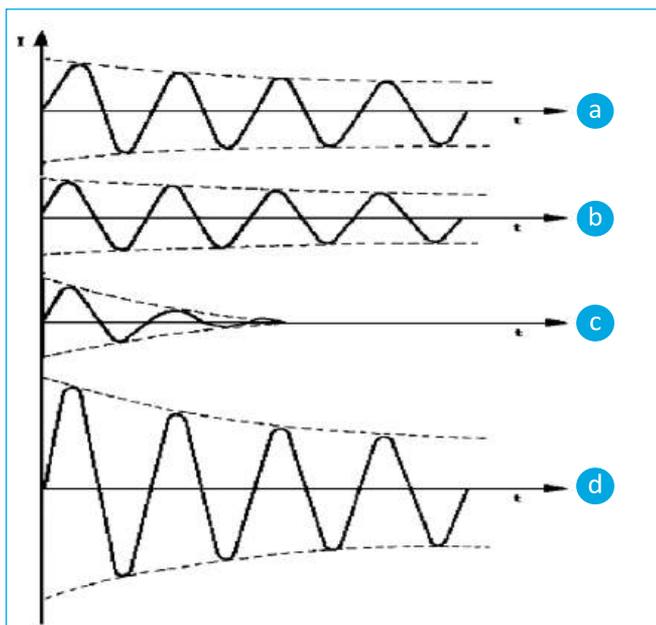


Figura 7.8 – Composição da corrente de curto-circuito total

Nota: (a) corrente da fonte 1; (b) corrente da fonte 2; (c) corrente de motor síncrono; (d) corrente total.

A análise do problema à luz das leis dos circuitos elétricos, no entanto, permite resolver o problema de curto-circuito de forma mais simples, por meio do Teorema de Thevenin, substituindo o sistema de transmissão por uma fonte e por uma impedância equivalente.

Em virtude das características dos sistemas elétricos e das condições de curto-circuito, são possíveis algumas simplificações para o cálculo das correntes de curto, que, embora simplifiquem enormemente o problema, não introduzem erro significativo nos resultados obtidos. Estas simplificações são:

a) desprezam-se as cargas e os elementos em derivação no sistema – isso é possível devido a que:

- as correntes de carga são muito menores do que as correntes de curto-circuito;
  - ao ocorrer o curto-circuito, a tensão no ponto de curto cai a zero e a tensão nos pontos próximos fica muito pequena, de forma que a corrente das cargas e das capacitâncias se torna desprezível;
  - as correntes de carga têm alto fator de potência, enquanto que a corrente das fontes tem fator de potência praticamente zero devido ao fato de, entre as fontes e o ponto de curto, só haver impedâncias série constituídas por impedâncias de linhas e transformadores com resistências muito pequenas e altas indutâncias;
- b) admite-se que as correntes no sistema são nulas e por se considerar que todas as fontes têm tensões atrás da reatância iguais a 1,0 pu e com ângulo de fase  $0^\circ$ . Considera-se a tensão das fontes igual a 1,0 pu – isso se deve ao fato de, em regime permanente, a tensão das fontes ser mantida entre 0,95 e 1,05 pu e, nos demais nós do sistema, a tensão ser mantida em torno de 1,0 pu (e se utiliza para o cálculo a tensão equivalente de Thevenin, que é a tensão no ponto do curto, antes de o curto ocorrer);
- c) representam-se os geradores por uma tensão constante atrás da reatância subtransitória (ou transitória), conforme mostrado na Seção 7.4;
- d) considera-se que todos os transformadores com relação de transformação fora da nominal estejam na posição nominal de derivação;
- e) admite-se que as linhas de transmissão sejam perfeitamente equilibradas ou transpostas, de forma a não haver acoplamento mútuo entre as sequências positiva e negativa das componentes simétricas (impedâncias mútuas nulas), exceto na sequência zero, permitindo, assim, o cálculo de curtos-circuitos assimétricos com o uso das componentes simétricas.

## 7.6 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

O cálculo das correntes de curto-circuito para o curto trifásico é feito de forma análoga ao cálculo da corrente de regime, pois, no caso de curto trifásico, as correntes e tensões são simétricas e equilibradas e, portanto, pode-se utilizar uma representação unifilar e a sistemática de cálculo tradicional aos circuitos elétricos.

De forma similar ao problema de fluxo de potência, têm-se fontes, em diversos nós do sistema, suprindo no caso de curto-circuito apenas uma carga, de impedância zero, através da impedância série das linhas e transformadores.

Uma forma de resolver este problema é utilizar as equações de fluxo de potência, mantendo a tensão das fontes com o valor existente antes do curto-circuito e mantendo a tensão do ponto de curto em zero. Este método de solução, entretanto, utiliza um processo iterativo mais complexo e mais demorado e, portanto, não prático.

A solução do problema de curto-circuito utilizando o Teorema de Thevenin é obtida pela Equação 7.10:

$$I_{CC_{3F}} = \frac{E_{Th}}{Z_{Th}} = \frac{1,0}{Z_{Th}} \quad (7.10)$$

e, então, a solução de um curto-circuito trifásico consiste, basicamente, na obtenção da impedância equivalente de Thevenin, vista do ponto de curto-circuito (Figura 7.9).

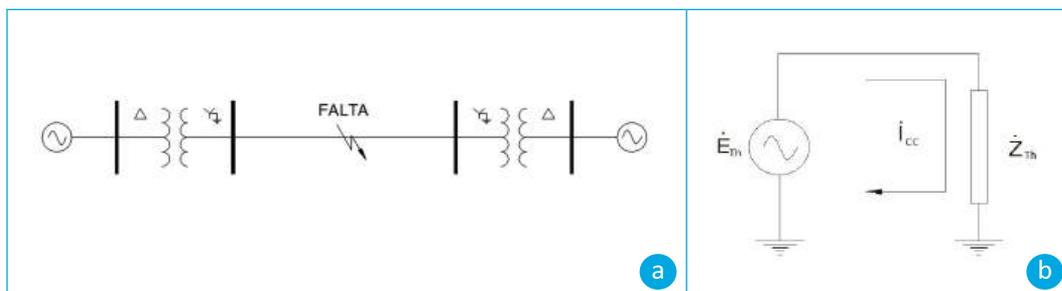


Figura 7.9 – Aplicação do teorema de Thevenin

Nota: (a) sistema; (b) equivalente de Thevenin.

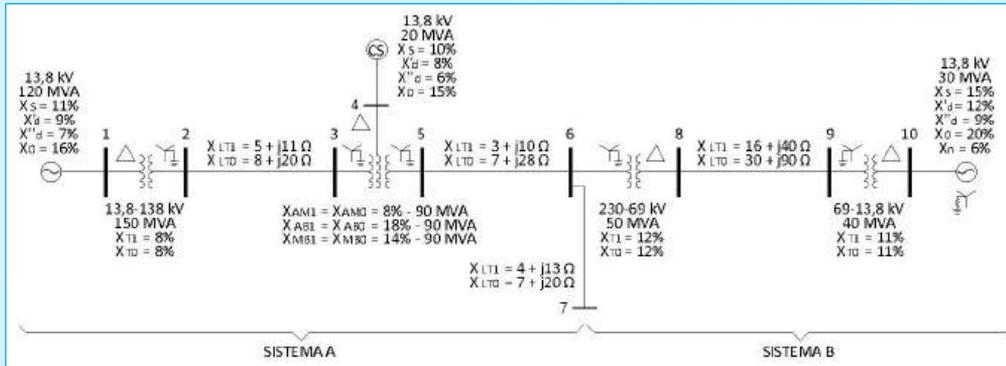
É importante observar que, considerando que em um curto-circuito trifásico se tem uma condição de correntes e tensões simétricas e equilibradas, pode-se utilizar um circuito monofásico unifilar para os cálculos e os dados em pu. Ocorre que, nestas condições onde há transformadores com enrolamentos em delta, isso não fica evidente nos diagramas e pode levar a erros no cálculo das correntes e tensões, por não levar em conta o defasamento e o fator  $1/\sqrt{3}$  nos valores numéricos em ampère e volt. O mesmo vale para o cálculo de curtos-circuitos assimétricos, porém, com a aplicação das componentes simétricas.

O cálculo da impedância de Thevenin, vista de um ponto qualquer de um sistema real de grande porte, é praticamente impossível fazer com cálculos manuais, em virtude da quantidade de malhas que existem. Para a solução desse problema, foram desenvolvidos métodos matriciais (matriz de impedâncias  $Z_{barra}$  ou matriz de admitâncias  $Y_{barra}$ ), os quais, utilizados em programas computacionais, possibilitam a obtenção do equivalente de Thevenin para todos os pontos do sistema de forma rápida e, portanto, da corrente de curto-circuito em todos os nós do sistema, ou barramentos (corrente de curto-circuito total para um curto-circuito na barra) e em todas as linhas (contribuições de corrente de curto-circuito das linhas para a corrente de curto-circuito total na barra).

O exemplo a seguir ilustra o cálculo de curto-circuito de forma tradicional, com cálculos manuais.

## EXEMPLO 7.1

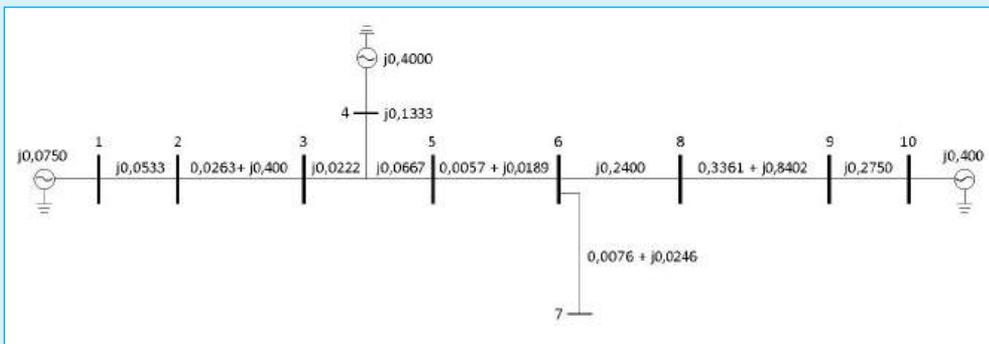
Calcular a corrente de curto-circuito total, e as contribuições de corrente, para um curto-circuito trifásico no barramento 6 do sistema mostrado no diagrama unifilar:



## SOLUÇÃO

Para o cálculo da corrente de curto-circuito trifásico, é necessário definir para que instante se quer os valores de corrente, já que há um amortecimento desta corrente ao longo do tempo (logo após a ocorrência do curto-circuito). Em função do período adotado para o cálculo, serão utilizadas as reatâncias subtransitórias, transitórias ou síncronas das máquinas.

Se o que se deseja é o valor das correntes no período transitório, serão utilizadas, então, as reatâncias transitórias.

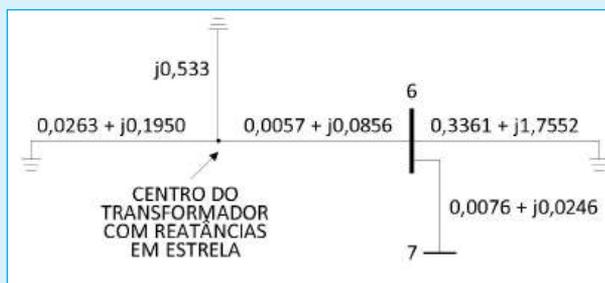


Tendo-se todos os dados do sistema de transmissão a ser estudado (configuração do sistema e parâmetros dos equipamentos geradores, transformadores e linhas de transmissão), calculam-se os dados em pu e lançam-se os mesmos em um diagrama

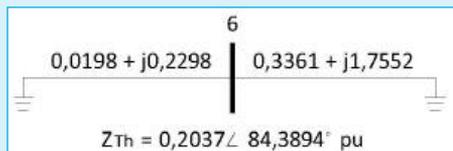
unifilar, como mostrado no diagrama de impedâncias de sequência positiva (neste exemplo são utilizadas as bases de tensão nominal dos equipamentos e a base de potência de 100 MVA).

Para se obter a impedância equivalente de Thevenin, curto-circuitam-se as fontes e obtém-se a impedância vista desde o ponto de curto-circuito até a referência, utilizando-se o cálculo de circuitos elétricos para a eliminação das malhas e simplificando-se os ramos em paralelo e em série.

A partir do diagrama anterior obtém-se o diagrama em uma primeira simplificação:



e, a partir deste, o diagrama e, finalmente, a impedância equivalente de Thevenin de sequência positiva.



Observe-se que a linha 6-7 não entra no cômputo da impedância equivalente de Thevenin, pois no barramento 7 não há fonte (máquina síncrona) e, portanto, pela linha 6-7 não virá contribuição de corrente de curto-circuito.

A corrente total de curto-circuito será:

$$I_{CC_{3F}} = \frac{1,0}{0,2037 \angle 84,3894^\circ} = 4,9095 \angle -84,3894^\circ \quad \text{pu}$$

o que resulta em 1232,42 A.

O ângulo da corrente mostra que a mesma é praticamente indutiva e isso ocorre porque a resistência das linhas é muito pequena e a impedância é função, principalmente,

da reatância indutiva. Esta conclusão, no entanto, somente é válida totalmente para sistemas com linhas de transmissão com tensão de 138 kV e acima pois, no caso de linhas de tensão de 69 kV e inferiores, e que utilizam condutores relativamente finos, a resistência pode ser até maior do que a reatância indutiva.

A corrente de curto-circuito total é composta das contribuições de corrente que vêm da linha 5-6 e do transformador 6-8, já que da linha 6-7 não vem contribuição alguma. Usando o divisor de correntes, calcula-se as contribuições para a corrente de falta:

$$I_{5-6} = \frac{1,7871 \angle 79,1598^\circ}{0,2298 \angle 85,0602^\circ + 1,7871 \angle 79,1598^\circ} 4,9095 \angle -84,3894^\circ$$

$$= 4,3524 \angle -85,0609^\circ \text{ pu} \equiv 1092,55 \text{ A} \equiv 435,25 \text{ MVA}$$

$$I_{8-6} = \frac{0,2298 \angle 85,0602^\circ}{0,2298 \angle 85,0602^\circ + 1,7871 \angle 79,1598^\circ} 4,9095 \angle -84,3894^\circ$$

$$= 0,5597 \angle -79,1605^\circ \text{ pu} \equiv 140,50 \text{ A} \equiv 55,97 \text{ MVA}$$

Efetuada-se cálculo semelhante para os demais ramos, obtém-se a corrente de curto-circuito que circulará em todos os ramos do sistema e que contribuem para a corrente de curto-circuito total no barramento 6.

## 7.7 EQUIVALENTES DE CURTO-CIRCUITO

Muitas vezes é necessário calcular a corrente de curto-circuito em uma instalação industrial que está conectada a um sistema de potência, ou mesmo em um sistema que está conectado a outro, cujos dados não se conhecem ou não se dispõe. Como somente interessam as correntes de curto-circuito nos equipamentos da instalação ou sistema em estudo, é necessário obter a impedância equivalente do sistema vizinho, de forma a representá-lo adequadamente.

Observando-se o cálculo da corrente de curto-circuito, efetuado no exemplo anterior, verifica-se que a corrente total no barramento 6 é composta de duas parcelas  $I_{5-6}$  e  $I_{8-6}$ . Admitindo-se que a parte do sistema que vai do barramento 1 a 6 constitua um sistema A, e que a parte que vai do barramento 6 a 10 constitua um sistema B, estando os dois conectados pela linha 5-6, temos, do exemplo anterior, que o sistema A contribui com 1092,6 A (ou 435,25 MVA) para o curto-circuito no barramento 6. Esta contribuição, por sua vez, pode ser

considerada como se o sistema A fosse uma máquina síncrona conectada ao barramento 6, ou seja, um equivalente ao sistema A.

Da teoria de curto-circuito trifásico, tem-se:

$$I_{CC_{3F}} = \frac{E_{Th}}{Z_{Th}} \quad (7.11)$$

donde se tem que:

$$Z_{Th} = \frac{E_{Th}}{I_{CC_{3F}}} \quad (7.12)$$

e da teoria de pu tem-se que  $I_{pu} = S_{pu}$ , numericamente, se  $E_{pu} = 1,0$  pu, que é o que ocorre no caso de curto-circuito.

Para se obter a impedância equivalente de um sistema elétrico em um determinado barramento, basta que se tenha a contribuição de corrente (ou de potência) de curto-circuito vinda do sistema vizinho para o barramento em análise.

Geralmente se dispõe da contribuição de curto-circuito de um sistema vizinho na forma de potência aparente (MVA), e disso resulta que o equivalente deste sistema será uma reatância indutiva pura. Esta aproximação pode ser considerada satisfatória, tendo em vista que, como visto anteriormente, a impedância equivalente de Thevenin tem um ângulo muito próximo de 90 graus. Para cálculos mais exatos, entretanto, será necessário obter a contribuição de potência de curto-circuito na forma complexa (módulo e ângulo).

### EXEMPLO 7.2

Calcular a corrente de curto-circuito total para um curto-circuito trifásico no barramento 6 do sistema do Exemplo 7.1. Sabe-se que a contribuição de curto-circuito do sistema A, para curto-circuito trifásico, é de 435,25 MVA.

### SOLUÇÃO

Dada a contribuição de curto-circuito trifásico do sistema cujos dados se desconhece, mas como estão em pu na base de 100 MVA, tem-se:

$$I_{CC_{pu}} = S_{CC_{pu}} = \frac{435,25}{100} = 4,3525 \angle -90,00^\circ$$

A impedância equivalente de Thevenin do sistema A cuja contribuição  $I_{5-6}$  foi dada, é obtida por:

$$Z_{eq_A} = \frac{1,0}{I_{CC_{3Fpu}}} = \frac{1,0}{4,3525 \angle -90,00^\circ} = 0,22975 \angle 90,00^\circ pu$$

Pode-se, agora, calcular a corrente de curto-circuito trifásico total no barramento 6 do sistema em questão, uma vez que a impedância do sistema B é conhecida

$$Z_{eq_B} = 1,7871 \angle 79,1598^\circ :$$

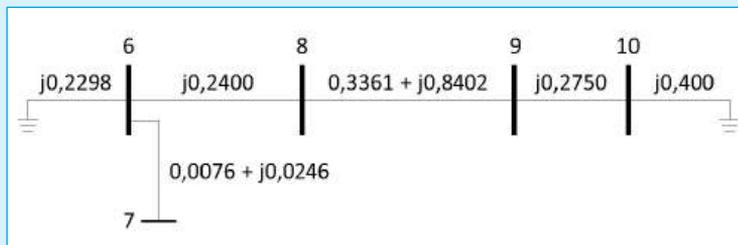
$$Z_{T6} = \frac{0,22975 \angle 90,00^\circ \times 1,7871 \angle 79,1598^\circ}{0,22975 \angle 90,00^\circ + 1,7871 \angle 79,1598^\circ} = 0,20395 \angle 88,7702^\circ pu$$

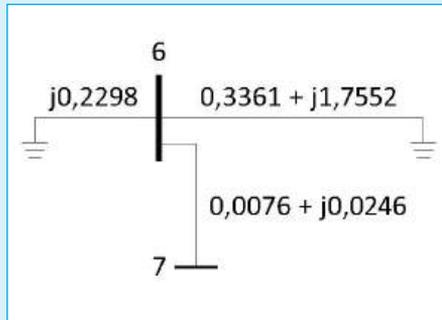
do que resulta:

$$I_{CC_{3F_6}} = \frac{1,0}{0,20395 \angle 88,7702^\circ} = 4,90327 \angle -88,7702^\circ pu$$

Verifica-se, do resultado que a diferença entre este resultado e o do Exemplo 7.1 é muito pequena, ou seja, a imprecisão havida, por não se ter o ângulo da impedância equivalente, é desprezível face às simplificações que se faz para os cálculos de curto-circuito.

O cálculo da corrente de curto-circuito em qualquer outro barramento do sistema pode ser feito agora normalmente, pois se dispõe de todos os dados necessários para os cálculos (como já foi feito para o barramento 6). Para o cálculo no barramento 7, tem-se o diagrama unifilar:





a partir do qual se obtém:

$$Z_{Th_7} = 0,22882 \angle 86,9905^\circ pu$$

obtendo-se:

$$I_{CC_{3F}} = 4,3703 \angle -86,9995^\circ pu$$

Dos resultados dos Exemplos 7.1 e 7.2, podem-se tirar algumas conclusões (válidas para o cálculo de curto-circuito em qualquer sistema):

- a corrente de curto-circuito aumenta com o número de fontes conectadas ao sistema;
- a corrente de curto-circuito aumenta à medida que aumenta o número de elementos, linhas e transformadores, conectados ao sistema (pois diminui a impedância equivalente de Thevenin).

## 7.8 CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO ASSIMÉTRICO

Curto-circuitos assimétricos são aqueles que envolvem apenas uma ou duas fases, com ou sem contato com a terra, ou seja, curto-circuitos do tipo fase-terra (ou monofásico), fase-fase-terra (ou bifásico à terra) e fase-fase (ou bifásico).

Por serem assimétricos, não é mais possível utilizar o método tradicional de cálculo de circuitos, isto é, efetuar os cálculos para apenas uma fase de circuitos trifásicos, sendo então necessário fazer uso das componentes simétricas.

Nesses tipos de curto-circuitos, em virtude dos desequilíbrios que ocorrem, das conexões dos enrolamentos dos transformadores e dos aterramentos dos diversos equipamentos do

sistema, surgem sobretensões durante a permanência do curto-circuito, as quais podem ser até mais prejudiciais aos equipamentos do que a própria corrente de curto-circuito, devendo então ser devidamente consideradas na especificação dos equipamentos.

Na dedução das equações para o cálculo das correntes de curto, nos diversos tipos de curto-circuito, será considerada a ocorrência de curto-circuito nos terminais de um gerador a vazio. Para efetuar os cálculos de um sistema real, utiliza-se a tensão e a impedância equivalente de Thevenin em lugar da tensão interna e da impedância da máquina.

### 7.8.1 Curto-Circuito Fase-Terra (Monofásico)

Para a análise desse tipo de curto-circuito, admite-se que a fase **a** tenha contato direto (franco, ou com impedância nula) com a terra. A Figura 7.10 mostra a condição de curto-circuito no terminal de um gerador, da fase **a** para a terra.

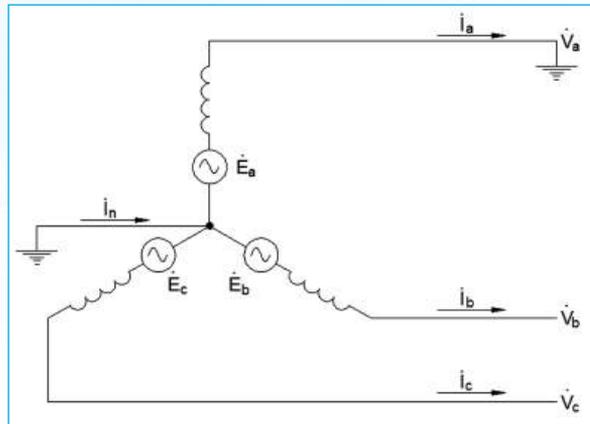


Figura 7.10 – Condição de curto-circuito fase-terra

Para essa situação, tem-se:

$$\begin{aligned}
 V_a &= 0 \\
 I_a &= I_{cc_{ft}} \\
 I_b &= I_c = 0
 \end{aligned}
 \tag{7.13}$$

as componentes simétricas de corrente serão:

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (7.14)$$

$$\therefore I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{3} I_a \quad (7.15)$$

substituindo-se  $I_{a1}$ ,  $I_{a2}$  e  $I_{a0}$ , calculados na Equação 5.44, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{Z}_{a1} & & \\ & \dot{Z}_{a2} & \\ & & \dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} \quad (7.16)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} i_{a1} \\ -\dot{Z}_{a2} i_{a2} \\ -\dot{Z}_{a0} i_{a0} \end{bmatrix}$$

pré-multiplicando ambos os lados da equação pela matriz linha  $[1 \ 1 \ 1]$ , resulta:

$$\dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} = \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} i_{a1} - \dot{Z}_{a2} i_{a2} - \dot{Z}_{a0} i_{a0} = \dot{E}_{a1} - (\dot{Z}_{a1} + \dot{Z}_{a2} + \dot{Z}_{a0}) i_{a0} \quad (7.17)$$

como:

$$\dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} = 0 \quad (7.18)$$

pois a fase a está em curto para a terra, vem:

$$\dot{E}_{a1} = (\dot{Z}_{a1} + \dot{Z}_{a2} + \dot{Z}_{a0}) i_{a0} \quad (7.19)$$

$$\therefore i_{a0} = \dot{E}_{a1} / (\dot{Z}_{a1} + \dot{Z}_{a2} + \dot{Z}_{a0}) \quad (7.20)$$

A Equação 7.20 permite calcular a componente de sequência zero, da corrente de curto-circuito fase-terra, a partir dos elementos conhecidos, que são a tensão na fonte e as impedâncias do circuito em consideração (no caso, o gerador).

Considerando-se agora que, em vez de um gerador simplesmente se tenha um sistema, deve-se utilizar o equivalente de Thevenin, e a Equação 7.20 é escrita como:

$$\therefore \dot{i}_{a0} = \dot{E}_{Th1} / (\dot{Z}_{Th1} + \dot{Z}_{Th2} + \dot{Z}_{Th0}) \quad (7.21)$$

Da Equação 7.15, têm-se que as componentes de sequência positiva, negativa e zero da corrente, para esse tipo de curto-circuito, são iguais e, portanto, a corrente de curto-circuito fase-terra será:

$$\dot{i}_{CCft} = \dot{i}_{a1} + \dot{i}_{a2} + \dot{i}_{a0} = 3\dot{i}_{a0} \quad (7.22)$$

Usualmente é utilizado um circuito, com as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero e com a fonte de tensão  $\dot{E}_{a1}$  para representar – mnemonicamente – a expressão obtida para o cálculo da corrente de curto-circuito. Para o caso de curto-circuito fase-terra, tem-se o diagrama da Figura 7.11.

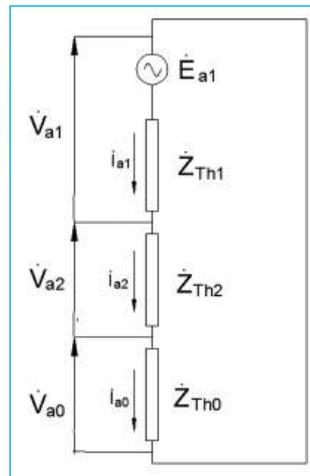


Figura 7.11 – Circuito mnemônico para representar curto-circuito fase-terra

## 7.8.2 Curto-Circuito Fase-Fase (Bifásico)

De forma semelhante ao desenvolvimento feito para o caso de curto-circuito fase-terra, admitindo-se um curto-circuito entre as fases B e C nos terminais de um gerador em vazio, com tensão nominal, como mostrado na Figura 7.12.

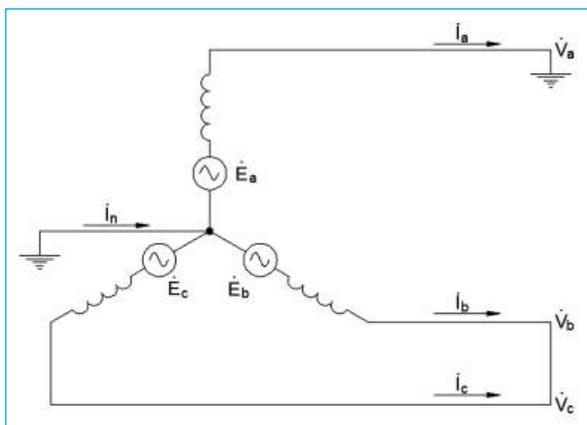


Figura 7.12 – Curto-circuito fase-fase nos terminais de um gerador

Têm-se as seguintes condições que definem o problema:

$$\begin{aligned} \dot{V}_b &= \dot{V}_c \\ \dot{i}_a &= 0 \\ \dot{i}_b &= -\dot{i}_c \end{aligned} \quad (7.23)$$

As componentes simétricas da tensão serão:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (7.24)$$

do que resulta:

$$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a2} \quad (7.25)$$

considerando-se os valores das correntes determinadas pelas condições de definição do problema tem-se:

$$\begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (7.26)$$

do que resulta:

$$\begin{aligned} i_{a1} &= -i_c \\ i_{a0} &= 0 \end{aligned} \quad (7.27)$$

como  $i_{a0} = 0$  resulta que  $\dot{V}_{a0} = \dot{Z}_0 i_{a0} = 0$ .

Substituindo-se agora, na Equação 5.44, os valores anteriormente obtidos, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{Z}_{a1} & & \\ & \dot{Z}_{a2} & \\ & & \dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.28)$$

e efetuando-se as operações matriciais indicadas e pré-multiplicando ambos os lados pela matriz linha  $[1 \ 1 \ 1]$ , resulta:

$$\begin{aligned} 0 &= \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} \cdot i_{a1} - \dot{Z}_{a2} \cdot i_{a2} \\ \therefore i_{a1} &= \frac{\dot{E}_{a1}}{\dot{Z}_{a1} + \dot{Z}_{a2}} \end{aligned} \quad (7.29)$$

Também neste caso, quando se tem um curto-circuito fase-fase em um ponto qualquer de um sistema, na equação para o cálculo da corrente  $I_{a1}$  devem ser utilizadas as impedâncias equivalentes de Thevenin.

A Figura 7.13 ilustra o circuito mnemônico utilizado para representar o curto-circuito fase-fase.

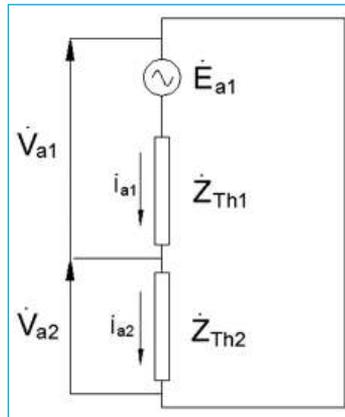


Figura 7.13 – Circuito mnemônico para curto-circuito fase-fase

### 7.8.3 Curto-Circuito Fase-Fase-Terra (Bifásico à Terra)

Da mesma forma que para os outros dois tipos de curto-circuito assimétrico, considerando-se um curto-circuito entre as fases b e c nos terminais de um gerador em vazio e com tensão nominal, como mostrado na Figura 7.14, têm-se as seguintes condições de definição do problema:

$$\begin{aligned} i_a &= 0 \\ \dot{V}_b &= \dot{V}_c = 0 \end{aligned} \quad (7.30)$$

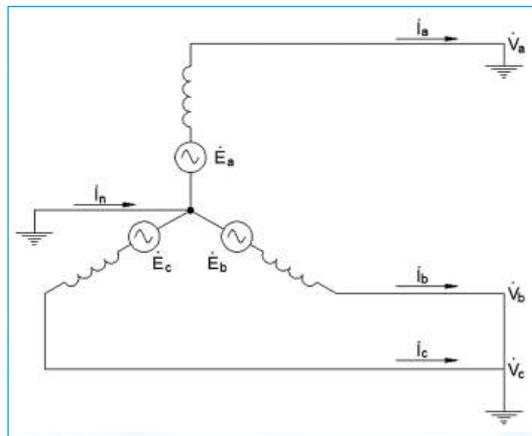


Figura 7.14 – Curto-circuito fase-fase-terra nos terminais de um gerador a vazio

e as componentes simétricas de tensão podem ser obtidas por:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \dot{V}_{a2} \\ \dot{V}_{a0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7.31)$$

$$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a0} = \frac{\dot{V}_a}{3}$$

substituindo-se esses resultados na Equação 5.45, considerando-se que:

$$\dot{V}_{a1} = \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} i_{a1} \quad (7.32)$$

e pré-multiplicando ambos os lados da equação resultante pela inversa da matriz de impedâncias de sequência  $[\dot{Z}]^{-1}$  tem-se:

$$\begin{bmatrix} 1/\dot{Z}_{a1} & & \\ & 1/\dot{Z}_{a2} & \\ & & 1/\dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} & -\dot{Z}_{a1} \cdot i_{a1} \\ \dot{E}_{a1} & -\dot{Z}_{a1} \cdot i_{a1} \\ \dot{E}_{a1} & -\dot{Z}_{a1} \cdot i_{a1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/\dot{Z}_{a1} & & \\ & 1/\dot{Z}_{a2} & \\ & & 1/\dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{E}_{a1} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} -$$

$$- \begin{bmatrix} 1/\dot{Z}_{a1} & & \\ & 1/\dot{Z}_{a2} & \\ & & 1/\dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{Z}_{a1} & & \\ & \dot{Z}_{a2} & \\ & & \dot{Z}_{a0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{a1} \\ i_{a2} \\ i_{a0} \end{bmatrix} \quad (7.33)$$

pré-multiplicando ambos os lados pela matriz linha  $[1 \ 1 \ 1]$ , resulta:

$$\frac{E_{a1}}{Z_{a0}} - I_{a1} \frac{Z_{a1}}{Z_{a0}} + \frac{E_{a1}}{Z_{a1}} - I_{a1} + \frac{E_{a1}}{Z_{a2}} - I_{a1} \frac{Z_{a1}}{Z_{a2}} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1}} \quad (7.34)$$

do que se obtém:

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_{a1} + \frac{Z_{a2} \cdot Z_{a0}}{Z_{a2} + Z_{a0}}} \quad (7.35)$$

Para um curto-circuito em um ponto do sistema, deve-se utilizar as impedâncias equivalentes de Thevenin.

Levando-se o resultado da Equação 7.31 à Equação 5.45 obtém-se:

$$I_{a2} = -\frac{V_{a2}}{Z_{a2}} \quad (7.36)$$

$$I_{a0} = -\frac{V_{a0}}{Z_{a0}}$$

tendo-se, então, todos os elementos para calcular as correntes e as tensões de fase.

O circuito mnemônico utilizado para representar a condição de curto-circuito fase-fase-terra é apresentado na Figura 7.15.

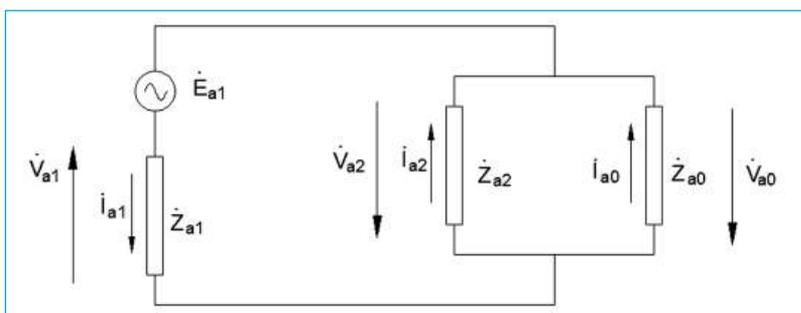


Figura 7.15 – Circuito mnemônico para a condição de curto fase-fase-terra

### EXEMPLO 7.3

Calcular a corrente de curto-circuito no barramento 6 do sistema do Exemplo 7.1, para o caso de:

- curto-circuito fase-terra;
- curto-circuito fase-fase;
- curto-circuito fase-fase-terra.

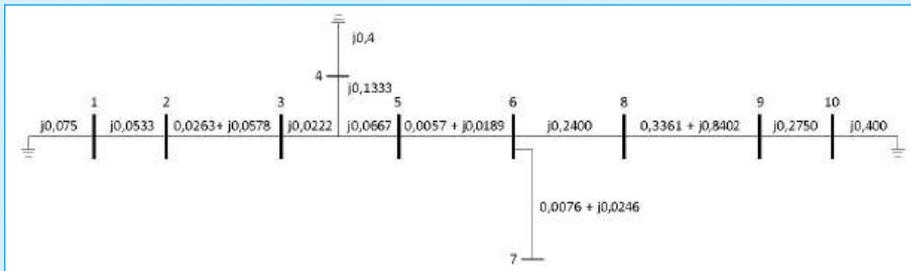
Para cada um dos tipos de curtos-circuitos, calcular também as tensões fase-terra (em todas as fases) e fase-fase no barramento 6.

## SOLUÇÃO

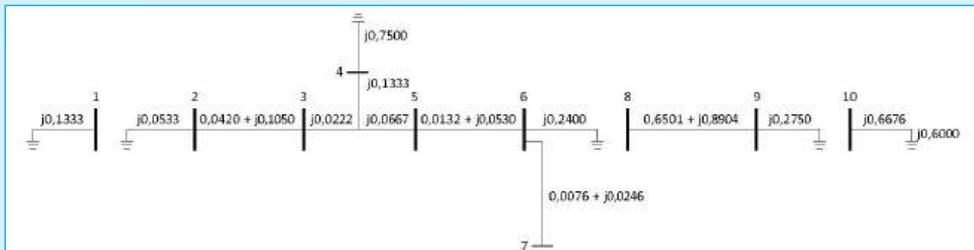
Para o cálculo dos curtos-circuitos assimétricos é necessário ter-se as impedâncias equivalentes de Thevenin de seqüência negativa e de seqüência zero, além da de seqüência positiva já calculada para o curto-circuito trifásico. Neste caso, as impedâncias de seqüência negativa das máquinas serão consideradas iguais às impedâncias de seqüência positiva.

Os diagramas unifilares a seguir mostram os diagramas de impedância de seqüência negativa e de seqüência zero para o sistema dado, com as respectivas impedâncias em pu, a partir dos quais são obtidas as impedâncias de Thevenin de seqüência negativa e zero para o barramento 6.

a) diagrama de seqüência negativa:



b) diagrama unifilar de seqüência zero:



Efetuada-se a redução dos circuitos de seqüência negativa e zero, obtém-se:

$$Z_{Th2} = 0,2037 \angle 84,3894^\circ \text{ pu} = Z_{Th1}$$

$$Z_{Th0} = 0,1287 \angle 85,9461^\circ \text{ pu}$$

a) curto-circuito fase-terra:

A componente de sequência zero da corrente de curto-circuito é obtida pela Equação 7.20:

$$I_{a0} = \frac{1,0}{0,2037 \angle 84,3894^\circ + 0,2037 \angle 84,3894^\circ + 0,1287 \angle 85,9461^\circ}$$

$$\therefore I_{a0} = 1,8654 \angle -84,7631^\circ \text{ pu}$$

tendo-se a corrente de sequência zero, obtém-se:

$$I_{CC_f} = 3I_{a0} = 5,5961 \angle -84,7631^\circ$$

e com as componentes de sequência da corrente, calculam-se as componentes de sequência da tensão, com a Equação 5.44 das componentes simétricas:

$$[V_s] = [Ea_s] - [Z_s][I_s]$$

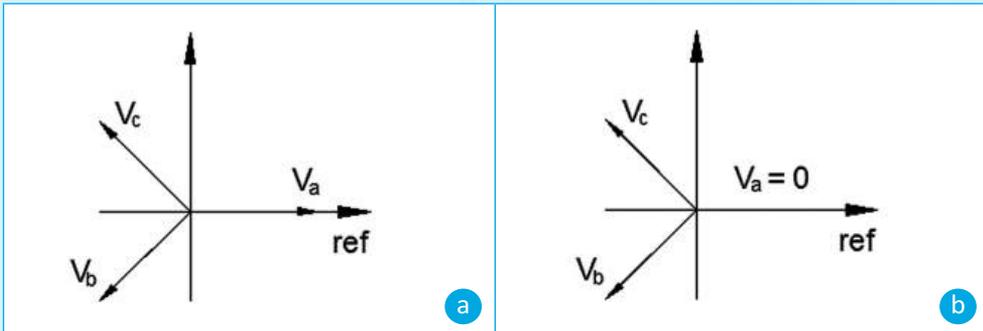
$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,6200 \angle 0,2290^\circ \\ -0,3800 \angle -0,3737^\circ \\ -0,2401 \angle -178,8170^\circ \end{bmatrix} \text{ p}$$

com as componentes de sequência de tensão pode-se, agora, calcular as tensões fase-terra e fase-fase:

$$[V_f] = [A][V_s] = \begin{bmatrix} 0,0 \\ 0,9447 \angle -112,4023^\circ \\ 0,9447 \angle 112,7510^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

$$\therefore \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,9447 \angle -112,4023^\circ \\ 1,7114 \angle -87,3257^\circ \\ 0,9447 \angle 112,7510^\circ \end{bmatrix} \text{ pu}$$

e com os valores obtidos, podem-se traçar os diagramas fasoriais correspondentes:



Nota: (a) antes do curto-circuito; (b) após o curto-circuito.

b) curto-circuito fase-fase:

Para este tipo de curto-circuito, tem-se:

$$I_{a1} = \frac{1,0}{0,2037 \angle 84,3894^\circ + 0,2037 \angle 84,3894^\circ}$$

$$I_{a1} = 2,4546 \angle -84,3894^\circ pu$$

tem-se, também, que:

$$I_{a2} = -I_{a1}$$

$$I_{a0} = 0$$

a corrente de curto-circuito será então:

$$I_b = -I_c = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} = \dot{a}^2 I_{a1} + \dot{a} I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = 4,2515 \angle -174,3894^\circ pu$$

para o cálculo das tensões utiliza-se a Equação 5.44 das componentes simétricas, tendo-se:

$$\begin{bmatrix} V_{a1} \\ V_{a2} \\ V_{a0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,5000 \angle 0,0^\circ \\ 0,5000 \angle 0,0^\circ \\ 0,0 \end{bmatrix} pu$$

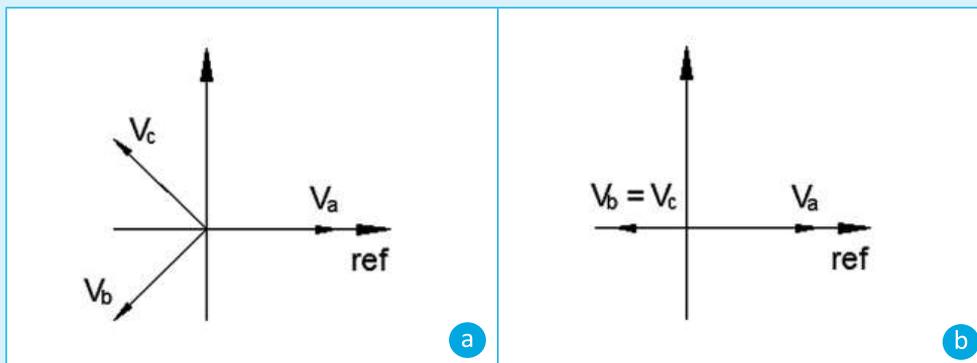
e com as componentes de seqüência da tensão, calculam-se as tensões fase-terra e fase-fase, obtendo-se:

$$[V_f] = [A] \cdot [V_s] = \begin{bmatrix} 1,0 \\ 0,5000 \angle 180,00^\circ \\ 0,5000 \angle 180,00^\circ \end{bmatrix} pu$$

e:

$$\therefore \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,5000 \angle 0,0^\circ \\ 0,0 \\ 1,5000 \angle 0,0^\circ \end{bmatrix} pu$$

Os diagramas fasoriais de tensão são mostrados a seguir:



Nota: (a) sem curto-circuito; (b) com curto-circuito.

c) curto-circuito fase-fase-terra:

A componente de seqüência positiva da corrente de curto-circuito fase-fase-terra é obtida com a Equação 7.35:

$$I_{a1} = \frac{1,0}{0,2037 \angle 84,3894^\circ + \frac{0,2037 \angle 84,3894^\circ \times 0,1287 \angle 85,9461^\circ}{0,2037 \angle 84,3894^\circ + 0,1287 \angle 85,9461^\circ}}$$

$$I_{a1} = 3,5384 \angle -84,6557^\circ pu$$

levando-se  $I_{a1}$  à Equação 5.45, obtém-se a tensão de sequência positiva da tensão:

$$\begin{aligned}\dot{V}_{a1} &= \dot{E}_{a1} - \dot{Z}_{a1} \dot{I}_{a1} = \dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a0} \\ \dot{V}_{a1} &= 1,0 - 0,2037 \angle 84,3894^\circ \times 3,5384 \angle -84,6557^\circ \\ \dot{V}_{a1} &= 0,2792 \angle 0,6876^\circ \text{ pu}\end{aligned}$$

tendo-se  $\dot{V}_{a1}$ , pode-se calcular as demais componentes de sequência da corrente com a Equação 7.36:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{a2} &= \dot{V}_{a2} / \dot{Z}_{a2} = 0,2792 \angle 0,6876^\circ / 0,2037 \angle 84,3894^\circ \\ \dot{I}_{a2} &= -1,3705 \angle -83,7018^\circ\end{aligned}$$

e:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{a0} &= \dot{V}_{a0} / \dot{Z}_{a0} = 0,2792 \angle 0,6876^\circ / 0,1081 \angle 86,5691^\circ \\ \dot{I}_{a0} &= -2,1687 \angle -85,2585^\circ\end{aligned}$$

com as quais calculam-se as correntes de curto-circuito em cada uma das fases em curto (b e c):

$$\begin{aligned}I_b &= \dot{I}_{b1} + \dot{I}_{b2} + \dot{I}_{b0} \\ I_b &= \dot{a}^2 \dot{I}_{a1} + \dot{a} \dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} = 5,3139 \angle 147,8686^\circ \text{ pu} \\ I_c &= \dot{I}_{c1} + \dot{I}_{c2} + \dot{I}_{c0} \\ I_c &= \dot{a} \dot{I}_{a1} + \dot{a}^2 \dot{I}_{a2} + \dot{I}_{a0} = 5,3919 \angle 42,7108^\circ \text{ pu}\end{aligned}$$

a corrente de curto-circuito total para a terra será:

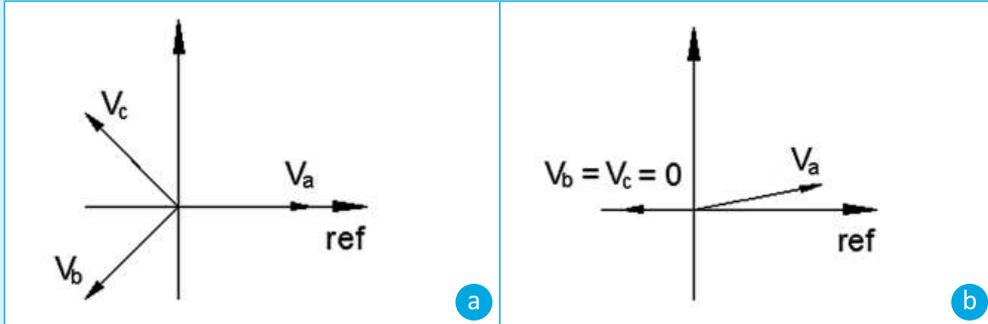
$$I_{CC_{ft}} = I_b + I_c = 6,5059 \angle 94,7441^\circ$$

com as componentes de sequência da tensão, calculam-se as tensões fase-terra e fase-fase, no ponto de curto:

$$[V_f] = [A][V_s] = \begin{bmatrix} 0,8376 \angle 0,6876^\circ \\ 0,0 \\ 0,0 \end{bmatrix} \text{ pu}$$

$$\therefore \begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ V_c - V_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,8376 \angle 0,6876^\circ \\ 0,0 \\ 0,8376 \angle -179,3124^\circ \end{bmatrix} pu$$

e têm-se os diagramas fasoriais:



Nota: (a) antes do curto-circuito; (b) após o curto-circuito.

## 7.9 CURTO-CIRCUITO ATRAVÉS DE UMA IMPEDÂNCIA DE FALTA

Todos os tipos de curtos-circuitos discutidos nas seções precedentes consistem em curtos-circuitos diretos entre linhas e em uma ou duas linhas para a terra. Embora um curto-circuito direto destes resulte no mais alto valor de corrente de falta e seja, portanto, o mais conservativo para uso na determinação dos efeitos de faltas previstas, o valor da impedância de falta é raramente igual a zero. A maioria das faltas resulta de descargas através dos isoladores, onde a impedância entre a linha e a terra depende das resistências do arco, da própria torre e da sapata da torre quando não são usados condutores de terra. As resistências das sapatas da torre formam a parte principal da resistência entre a linha e a terra e dependem das condições do solo. A resistência do solo seco é 10 a 100 vezes maior do que a do solo encharcado. Na Figura 7.16, são mostradas as conexões dos fios hipotéticos para faltas através de impedâncias.

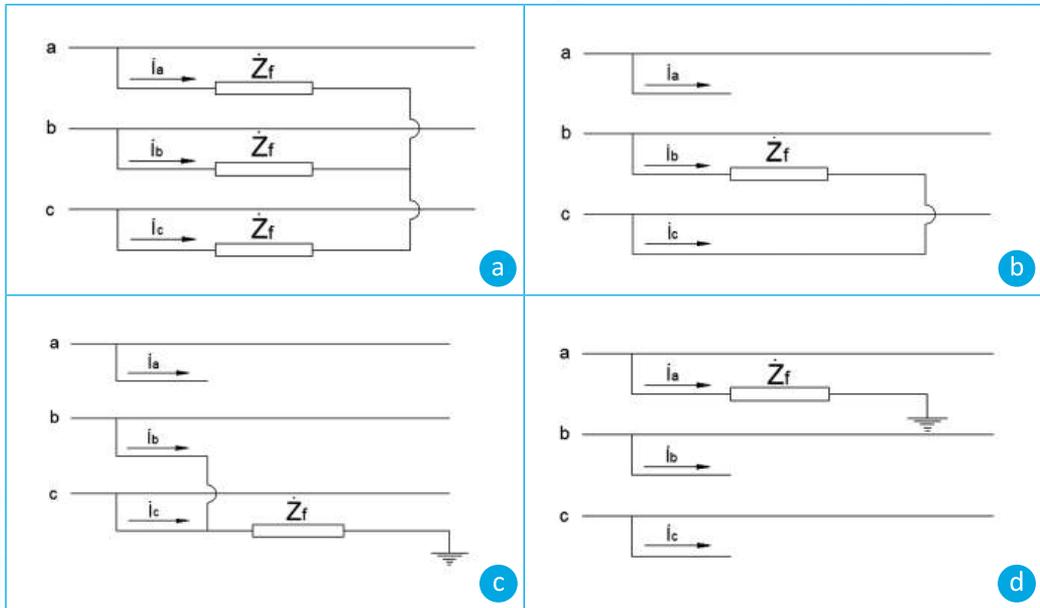


Figura 7.16 – Diagramas de ligações dos fios hipotéticos para diversos tipos de curto-circuito através de impedância

Nota: (a) falta trifásica; (b) falta fase-fase; (c) falta fase-fase-terra; (d) falta fase-terra.

Um sistema equilibrado permanece simétrico após a ocorrência de uma **falta trifásica** que tenha a mesma impedância entre cada linha e um ponto comum e circularão apenas correntes de sequência positiva. Com a impedância de falta  $Z_f$  igual em todas as fases, como se vê na Figura 7.16a, a tensão na falta é:

$$\dot{V}_a = \dot{I}_a \dot{Z}_f \quad (7.37)$$

e como circulam apenas correntes de sequência positiva:

$$\dot{V}_{a1} = \dot{I}_{a1} \dot{Z}_f = \dot{V}_f - \dot{I}_{a1} \dot{Z}_f \quad (7.38)$$

e:

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \quad (7.39)$$

A conexão da rede de sequência é mostrada na Figura 7.17.

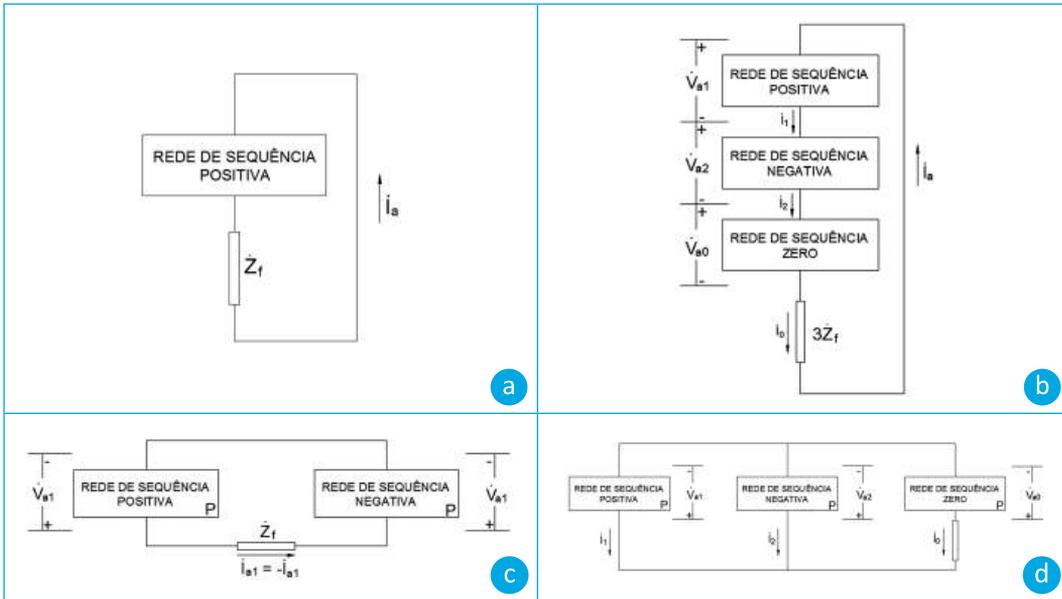


Figura 7.17 – Conexão das redes de seqüência para simular diversos tipos de faltas através de uma impedância no ponto P

Nota: (a) falta trifásica; (b) falta fase-terra; (c) falta fase-fase; (d) falta fase-fase-terra.

Pode ser feita uma dedução formal para as faltas **fase-terra simples** e **entre duas fases e terra** mostradas nas Figuras 7.17, mas a conexão correta das redes de seqüência pode ser encontrada por comparação com as faltas sem impedância. considerando um gerador com todos os terminais em aberto e com o neutro aterrado. Neste gerador, uma falta fase-terra simples ou entre duas fases e terra, através de uma impedância  $Z_f$ , não difere, no tocante à corrente de falta, do mesmo tipo de falta sem impedância, mas com  $Z_f$  conectado entre o neutro do gerador e a terra. Para considerar uma impedância  $Z_f$  no neutro de um gerador, acrescenta-se  $3Z_f$  à rede de seqüência zero. O teorema de Thévenin permite aplicar o mesmo tipo de raciocínio para estes tipos de faltas em um sistema de potência, e assim mostramos na Figura 7.17b e d as conexões das redes de seqüência para uma falta fase-terra simples e para uma falta entre duas fases e terra. Por estas figuras, para uma falta fase-terra simples através de  $Z_f$ ,

$$\dot{i}_{a1} = \dot{i}_{a2} = \dot{i}_{a0} \quad (7.40)$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \cdot Z_f} \quad (7.41)$$

E para uma falta entre duas fases e terra através de  $Z_f$ :

$$V_{a1} = V_{a2} \quad (7.42)$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2(Z_0 + 3.Z_f) / (Z_2 + Z_0 + 3.Z_f)} \quad (7.43)$$

Uma falta fase-fase é mostrada na Figura 7.16. As condições na falta são:

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ I_b &= -I_c \\ V_c &= V_b - I_b.Z_f \end{aligned} \quad (7.44)$$

As correntes  $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$  guardam entre si as mesmas relações que apresentavam na falta linha-linha sem impedância e, portanto:

$$I_{a1} = -I_{a2} \quad (7.45)$$

As componentes de sequência da tensão serão dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_b - I_b.Z_f \end{bmatrix} \quad (7.46)$$

ou:

$$\begin{aligned} 3V_{a1} &= V_a + (a + a^2)V_b - a^2 I_b.Z_f \\ 3V_{a2} &= V_a + (a + a^2)V_b - a I_b.Z_f \end{aligned} \quad (7.47)$$

portanto:

$$3(V_{a1} - V_{a2}) = (a - a^2)I_b.Z_f = j\sqrt{3}I_b.Z_f \quad (7.48)$$

e como:

$$\begin{aligned} I_{a1} &= -I_{a2} \\ I_b &= a^2 I_{a1} + a I_{a2} = (a^2 - a)I_{a1} = -j\sqrt{3}I_{a1} \end{aligned} \quad (7.49)$$

e após entrar com o valor de  $I_b$  da Equação 7.49 na Equação 7.48, obtém-se:

$$V_{a1} - V_{a2} = I_{a1} Z_f \quad (7.50)$$

De acordo com a Equação 7.50, para que sejam preenchidos os requisitos de falta, faz-se necessária a inserção de  $Z_f$  entre os pontos de falta nas redes de sequência positiva e negativa. As conexões das redes de sequência para falta linha-linha através de uma impedância são mostradas na Figura 7.17.

As faltas através de impedâncias são semelhantes a cargas monofásicas. A impedância  $Z_f$  de uma falta fase-terra simples é equivalente à conexão de uma carga monofásica  $Z_f$  entre a fase a e o neutro. A impedância  $Z_f$  da falta linha-linha é equivalente à conexão de uma carga monofásica  $Z_f$  entre as fases b e c.

## 7.10 CÁLCULO MATRICIAL DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo das correntes de curto-circuito em um SEP de grande porte somente é possível com a utilização de matrizes em programas computacionais. Podem ser utilizadas tanto a matriz de impedâncias nodais  $Z_{barra}$  como a matriz de admitâncias nodais  $\dot{Y}_{barra}$ , sendo necessário obter as matrizes para as sequências positiva, negativa e zero, conforme o tipo de curto-circuito a ser calculado. Tais programas estão disponíveis para a utilização em microcomputadores e podem calcular curtos-circuitos em sistemas de até 3000 barras e 5000 ramos (linhas e transformadores) ou mais, o que é mais do que suficiente para as necessidades normais dos grandes sistemas interligados como é o caso dos sistemas brasileiros.

Para a obtenção das matrizes, há técnicas computacionais específicas, não apresentadas neste texto, que permitem otimizar o tempo de cálculo e de memória computacional necessários. As características básicas das matrizes citadas são, principalmente:

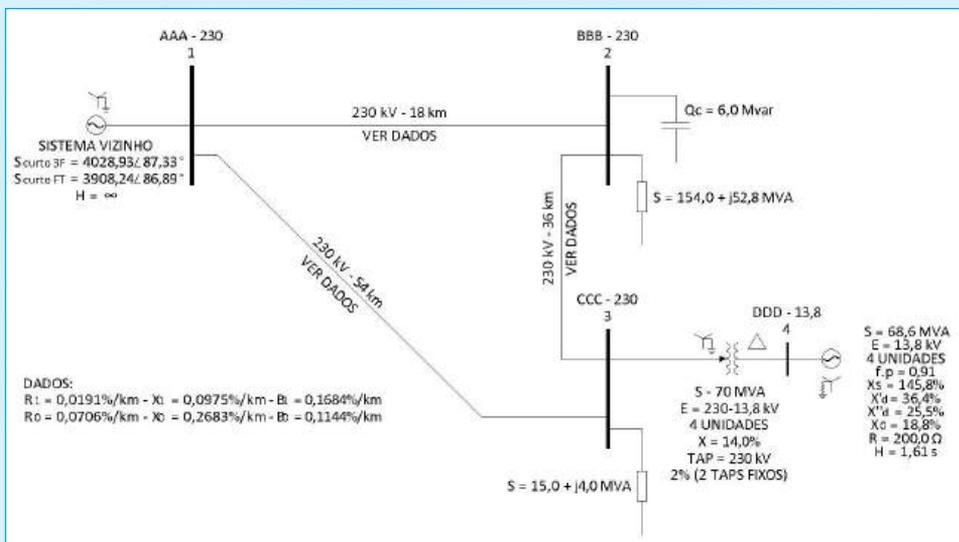
- a) a matriz  $\dot{Z}_{barra}$  é cheia, necessitando de maior memória computacional, e seus elementos são utilizados diretamente para o cálculo do curto-circuito;
- b) a matriz  $\dot{Y}_{barra}$  é esparsa, necessitando de menor memória computacional porém de técnicas de esparsidade para o armazenamento e cálculo, e para o cálculo do curto-circuito é necessário utilizar inversão parcial da matriz para a obtenção dos elementos necessários ao cálculo do curto-circuito.

O cálculo da corrente de curto-circuito total e das correntes de ramo (contribuições de corrente para a corrente total) é feito utilizando-se, agora, os elementos das matrizes da diagonal principal para a determinação da corrente total e dos elementos de fora da diagonal principal para o cálculo das contribuições de corrente dos ramos, utilizando-se os mesmos nas fórmulas apresentadas nas Seções 7.6, 7.8 e 7.9. Se utilizadas as matrizes

$\dot{Z}_{barra}$ , têm-se diretamente os elementos  $\dot{Z}_{kk}$  – da diagonal principal e  $\dot{Z}_{ij}$  – fora da diagonal principal, e se utilizadas as matrizes  $Y_{barra}$  estes elementos de matriz são obtidos pela inversão parcial da matriz.

### EXEMPLO 7.4

Calcular a corrente de curto-circuito no barramento 3 do sistema mostrado no diagrama unifilar para curto-circuito trifásico e fase-terra utilizando o cálculo matricial com a matriz  $\dot{Z}_{barra}$ .

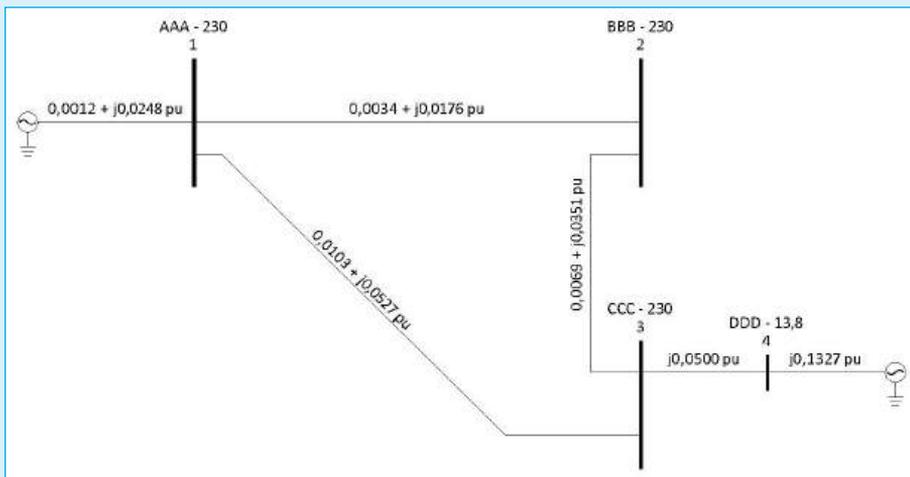


Nota: Sistema do Exemplo 6.2, considerando-se a barra 1 conectada a um sistema vizinho, de grande porte.

### SOLUÇÃO

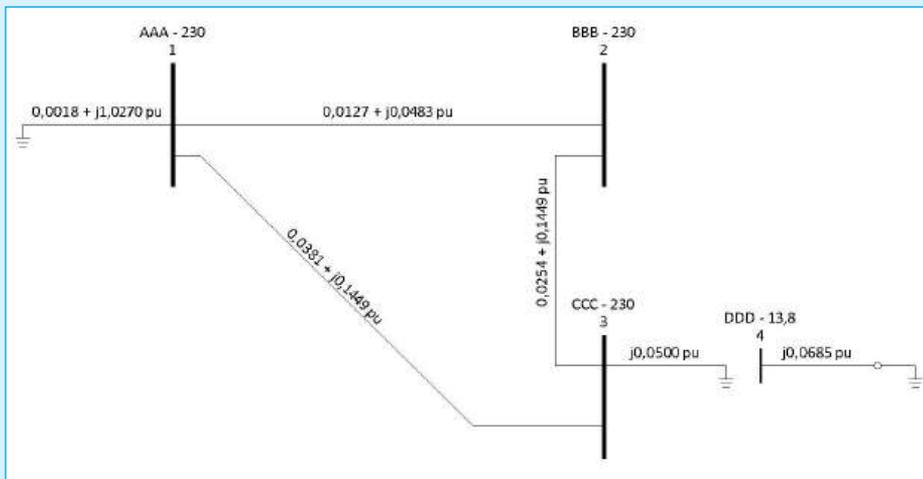
Com a configuração e os dados do sistema obtêm-se as impedâncias de todos os circuitos e os diagramas unifilares de sequência positiva, negativa e zero, como mostrado a seguir:

a) dados de impedâncias e diagrama de seqüência positiva negativa:



Nota: No diagrama de seqüência negativa as fontes não existem.

b) dados de impedâncias e diagrama de seqüência zero:



Com os dados de impedâncias e configuração dos diagramas unifilares, obtêm-se as matrizes  $\bar{Z}_{barra}$  de seqüência (aquí obtidas a partir da inversa das matrizes  $\bar{Y}_{barra}$ ).

$$\dot{Z}_{\text{barra } 1} = \begin{bmatrix} 1 & 0,0010 + j0,0222 & 0,0008 + j0,0212 & 0,0004 + j0,0194 & 0,0003 + j0,0141 \\ 2 & 0,0008 + j0,0212 & 0,0033 + j0,0347 & 0,0016 + j0,0263 & 0,0011 + j0,0191 \\ 3 & 0,0004 + j0,0194 & 0,0016 + j0,0263 & 0,0039 + j0,0401 & 0,0028 + j0,0291 \\ 4 & 0,0003 + j0,0141 & 0,0011 + j0,0191 & 0,0028 + j0,0291 & 0,0020 + j0,0575 \end{bmatrix} pu$$

$$\dot{Z}_{\text{barra } 0} = \begin{bmatrix} 1 & 0,0018 + j0,0221 & 0,0010 + j0,0177 & -0,0006 + j0,0089 & 0,0000 + j0,0000 \\ 2 & 0,0010 + j0,0177 & 0,0092 + j0,0498 & 0,0003 + j0,0172 & 0,0000 + j0,0000 \\ 3 & -0,0006 + j0,0089 & 0,0003 + j0,0172 & 0,0023 + j0,0336 & 0,0000 + j0,0000 \\ 4 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 0,0000 + j0,0000 & 78,7353 + j0,6200 \end{bmatrix} pu$$

A corrente de curto-circuito total é calculada utilizando-se os elementos da diagonal principal das matrizes de sequência positiva e zero para a barra considerada, sendo:

curto trifásico:

$$\dot{i}_{CC3Ftotal\_barra\_i} = \frac{1}{\dot{Z}_{ii+}}$$

curto fase-terra:

$$\dot{i}_{CCFTtotal\_barra\_i} = 3x \frac{1}{\dot{Z}_{ii+} + \dot{Z}_{ii-} + \dot{Z}_{iio}}$$

obtendo-se:

$$\dot{i}_{CC3Ftotal\_barra\_3} = \frac{1}{\dot{Z}_{33+}} = \frac{1}{0,0039 + j0,0401} = 24,8205 \angle -84,4451^\circ pu = 6,23 \text{ kA} = 2482,05 \text{ MVA}$$

$$\dot{i}_{CCFTtotal\_barra\_3} = 3x \frac{1}{\dot{Z}_{33+} + \dot{Z}_{33-} + \dot{Z}_{33o}} = 3x \frac{1}{(0,0039 + j0,0401) + (0,0039 + j0,0401) + (0,0023 + j0,0336)}$$

$$= \frac{3}{0,0101 + j0,1138} = 26,2588 \angle -84,9282^\circ = 6,59 \text{ kA} = 2625,88 \text{ MVA}$$

As contribuições de corrente de curto-circuito que resultam na corrente total são calculadas utilizando-se os elementos da diagonal principal e os elementos correspondentes ao ramo (linha ou transformador) conectado à barra, das matrizes de sequência positiva e zero e a impedância do ramo em questão, sendo:

curto trifásico:

contribuição da linha 3-1:

$$\begin{aligned} i_{CC3F\_3-1} &= \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{31+}}{\dot{Z}_{linha\_3-1+}} \times \frac{1}{\dot{Z}_{33+}} \\ &= \frac{(0,0039 + j0,0401) - (0,0004 + j0,0194)}{(0,0103 + j0,0527)} \times \frac{1}{(0,0039 + j0,0401)} \\ &= (9,7040 \angle -82,9829^\circ) = 2,42 \text{ kA} = 970,40 \text{ MVA} \end{aligned}$$

contribuição da linha 3-2:

$$\begin{aligned} i_{CC3F\_3-2} &= \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{32+}}{\dot{Z}_{linha\_3-2+}} \times \frac{1}{\dot{Z}_{33+}} \\ &= \frac{(0,0039 + j0,0401) - (0,0016 + j0,0263)}{(0,0069 + j0,0351)} \times \frac{1}{(0,0039 + j0,0401)} \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_{ij} = (9,7040 \angle -82,9829^\circ) = 2,42 \text{ kA} = 970,40 \text{ MVA}$$

contribuição do transformador 3-4:

$$\begin{aligned} i_{CC3F\_3-4} &= \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{34+}}{\dot{Z}_{transf\_3-4+}} \times \frac{1}{\dot{Z}_{33+}} \\ &= (5,4877 \angle -90,1556^\circ) = 1,38 \text{ kA} = 548,77 \text{ MVA} \end{aligned}$$

curto fase-terra:

contribuição da linha 3-1:

$$i_{CCFT_{3-1}} = \left( \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{31+}}{\dot{Z}_{linha_{3-1+}}} + \frac{\dot{Z}_{33-} - \dot{Z}_{31-}}{\dot{Z}_{linha_{3-1-}}} + \frac{\dot{Z}_{330} - \dot{Z}_{310}}{\dot{Z}_{linha_{3-10}}} \right) \times \left( \frac{1}{\dot{Z}_{33+} + \dot{Z}_{33-} + \dot{Z}_{330}} \right)$$

$$= (3,4224 \angle -83,4663^{\circ} + 3,4224 \angle -83,4663^{\circ} + 1,4511 \angle -76,8927^{\circ})$$

$$= 2,08 \text{ kA} = 828,46 \text{ MVA}$$

contribuição da linha 3-2:

$$i_{CCFT_{3-2}} = \left( \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{32+}}{\dot{Z}_{linha_{3-2+}}} + \frac{\dot{Z}_{33-} - \dot{Z}_{32-}}{\dot{Z}_{linha_{3-2-}}} + \frac{\dot{Z}_{330} - \dot{Z}_{320}}{\dot{Z}_{linha_{3-20}}} \right) \times \left( \frac{1}{\dot{Z}_{33+} + \dot{Z}_{33-} + \dot{Z}_{330}} \right)$$

$$= (3,4224 \angle -83,4663^{\circ} + 3,4224 \angle -83,4663^{\circ} + 1,4511 \angle -76,8927^{\circ})$$

$$= 2,08 \text{ kA} = 828,46 \text{ MVA}$$

contribuição do transformador 3-4:

$$i_{CCFT_{3-4}} = \left( \frac{\dot{Z}_{33+} - \dot{Z}_{34+}}{\dot{Z}_{trafo_{3-4+}}} \right) + \left( \frac{\dot{Z}_{33-} - \dot{Z}_{34-}}{\dot{Z}_{trafo_{3-4-}}} \right) + \left( \frac{\dot{Z}_{330} - \dot{Z}_{340}}{\dot{Z}_{trafo_{3-40}}} \right) \times \left( \frac{1}{\dot{Z}_{33+} + \dot{Z}_{33-} + \dot{Z}_{330}} \right)$$

$$= (1,9361 \angle -90,5391^{\circ} + 1,9361 \angle -90,5391^{\circ} + 5,8982 \angle -88,7451^{\circ})$$

$$= 2,45 \text{ kA} = 976,93 \text{ MVA}$$

## 7.11 CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS

Programas computacionais de cálculo de curto-circuito utilizam a matriz  $\dot{Z}_{barra}$  calculada diretamente ou obtida a partir da matriz  $\dot{Y}_{barra}$ , para sequência positiva e sequência zero.

Os dados de impedância das linhas e transformadores devem ser codificados conforme uma formatação predefinida, diretamente ou através de uma interface gráfica, conforme mostrado na Figura 7.18.

```

0
P
1 1
*** SISTEMA DE 4 BARRAS ***
2 1
*** SISTEMA EM REPOUSO ***
38
(NB C M BN UBAS DISJUN IA
(-----)
1 AAAAAA---230 230 1
2 BBBBBB---230 230 1
3 CCCCCC---230 230 1
4 DDDDDD---13 13.8 1
99999
37
(BF C BT NCT R1 X1 R0 X0 CN TB TCIA DEF KM
(-----)
1 2 34 176 127 483 1
1 3 183 527 381 1449 1
2 3 69 351 254 966 1
4 3 1 0 500 99999 99999 4 1 1 30
0 3 99999 99999 0 500 1
0 1 12 248 18 270 1
0 4 0 1327787650 685 1
99999

```

Figura 7.18 – Formatação de dados para uso em programas de curto-circuito

Os resultados obtidos após o cálculo do curto-circuito nas barras determinadas são apresentados em valores de MVA (ou kA ou pu) para curto-circuito monofásico e trifásico, como mostrado na Figura 7.19 os valores de curto-circuito total e nas Figuras 7.20 e 7.21, as contribuições em MVA, nas linhas e transformadores, para curto trifásico e monofásico.

```

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
ANAFAS - Programa de Análise de Falhas Simultâneas

*** SISTEMA DE 4 BARRAS ***

RELATORIO DE NIVEIS DE CURTO-CIRCUITO

SAPRE - REDE:<vazia> CASO:<trabalho>
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
IDENTIFICACAO T R I F A S I C O M O N O F A S I C O
NUM. NOME VBAS MOD(MVA) ANG(gr) X/R MOD(MVA) ANG(gr) X/R
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
1 AAAAAA---230 230.0 4509.44 -87.33 21.41 4506.89 -86.64 17.05
2 BBBBBB---230 230.0 2875.62 -84.44 10.28 2499.12 -82.35 7.44
3 CCCCCC---230 230.0 2489.69 -84.38 10.15 2631.86 -84.88 11.16
4 DDDDDD---13 13.8 1740.91 -87.93 27.64 23.87 -39.04 0.81
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

```

Figura 7.19 – Resultados calculados – potência de curto-circuito total

\*\*\* SISTEMA DE 4 BARRAS \*\*\*

SAPRE - REDE: <vazia> CASO: <trabalho>  
DESCRICAO DA FALTA COMPOSTA DE 1 DEFEITO

1) Curto trifasico na barra 3 CCCCCC---230 .

TENSOES E CORRENTES DE CURTO

Barra 3 (CCCCCC---230)				CORRENTES (MVA)			
TENSAO (pu)				mod. ang.		mod. ang.	
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.000	0.0	Z 0.000	0.0	A 2489.7	-84.4	Z	0.0 0.0
B 0.000	0.0	P 0.000	0.0	B -2489.7	-24.4	P	2489.7 -84.4
C 0.000	0.0	N 0.000	0.0	C -2489.7	-144.4	N	0.0 0.0

TENSOES E CORRENTES DE CONTRIBUICAO

Bar. 3 (CCCCCC---230) TEN. (pu)							
mod.	ang.	mod.	ang.				
A 0.000	0.0	Z 0.000	0.0				
B 0.000	0.0	P 0.000	0.0				
C 0.000	0.0	N 0.000	0.0				
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN. (pu) Cir. 1G( ) CORR. (MVA) p/ 3							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A	7.1 -45.0	Z	0.0 0.0
B 1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B	7.1 -165.0	P	7.1 -45.0
C 1.000	120.0	N 0.000	0.0	C	-7.1 -105.0	N	0.0 0.0
Bar. 1 (AAAAA---230) TEN. (pu) Cir. 1L( ) CORR. (MVA) p/ 3							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.521	-4.0	Z 0.000	0.0	A	970.1 -82.9	Z	0.0 0.0
B 0.521	-124.0	P 0.521	-4.0	B	-970.1 -22.9	P	970.1 -82.9
C 0.521	116.0	N 0.000	0.0	C	-970.1 -142.9	N	0.0 0.0
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN. (pu) Cir. 1L( ) CORR. (MVA) p/ 3							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.347	-4.0	Z 0.000	0.0	A	970.1 -82.9	Z	0.0 0.0
B 0.347	-124.0	P 0.347	-4.0	B	-970.1 -22.9	P	970.1 -82.9
C 0.347	116.0	N 0.000	0.0	C	-970.1 -142.9	N	0.0 0.0
Bar. 4 (DDDDD---13) TEN. (pu) Cir. 1T( ) CORR. (MVA) p/ 3							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.274	-30.0	Z 0.000	0.0	A	547.3 -90.0	Z	0.0 0.0
B 0.274	-150.0	P 0.274	-30.0	B	-547.3 -30.0	P	547.3 -90.0
C 0.274	90.0	N 0.000	0.0	C	-547.3 -150.0	N	0.0 0.0
Bar. 1 (AAAAA---230) TEN. (pu)							
mod.	ang.	mod.	ang.				
A 0.521	-4.0	Z 0.000	0.0				
B 0.521	-124.0	P 0.521	-4.0				
C 0.521	116.0	N 0.000	0.0				
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN. (pu) Cir. 1G( ) CORR. (MVA) p/ 1							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A	1940.1 -82.9	Z	0.0 0.0
B 1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B	-1940.1 -22.9	P	1940.1 -82.9
C 1.000	120.0	N 0.000	0.0	C	-1940.1 -142.9	N	0.0 0.0
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN. (pu) Cir. 1L( ) CORR. (MVA) p/ 1							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.347	-4.0	Z 0.000	0.0	A	970.1 -82.9	Z	0.0 0.0
B 0.347	-124.0	P 0.347	-4.0	B	970.1 -22.9	P	-970.1 -82.9
C 0.347	116.0	N 0.000	0.0	C	970.1 -142.9	N	0.0 0.0
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN. (pu)							
mod.	ang.	mod.	ang.				
A 0.347	-4.0	Z 0.000	0.0				
B 0.347	-124.0	P 0.347	-4.0				
C 0.347	116.0	N 0.000	0.0				
Bar. 4 (DDDDD---13) TEN. (pu)							
mod.	ang.	mod.	ang.				
A 0.274	-30.0	Z 0.000	0.0				
B 0.274	-150.0	P 0.274	-30.0				
C 0.274	90.0	N 0.000	0.0				
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN. (pu) Cir. 1G( ) CORR. (MVA) p/ 4							
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	-30.0	Z 0.000	0.0	A	547.3 -120.0	Z	0.0 0.0
B 1.000	-150.0	P 1.000	-30.0	B	-547.3 -60.0	P	547.3 -120.0
C 1.000	90.0	N 0.000	0.0	C	-547.3 -180.0	N	0.0 0.0

Figura 7.20 – Resultados calculados – contribuições para curto trifásico

\*\*\* SISTEMA DE 4 BARRAS \*\*\*

SAPRE - REDE:<vazia> CASO:<trabalho>  
 DESCRICAO DA FALTA COMPOSTA DE 1 DEFEITO

1) Curto monofasico p/ terra na fase A da barra 3 CCCCC---230 .

TENSOES E CORRENTES DE CURTO

Barra 3 (CCCCC---230)					
TENSAO(pu)			CORRENTE(MVA)		
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.000	0.0	Z 0.295	-178.8	A 2631.9	-84.9
B 0.981	-116.8	P 0.648	0.3	B 0.0	0.0
C 0.964	117.3	N 0.352	179.5	C 0.0	0.0

TENSORES E CORRENTES DE CONTRIBUICAO

Bar. 3 (CCCCC---230) TEN.(pu)					
mod.	ang.	mod.	ang.		
A 0.000	0.0	Z 0.295	-178.8		
B 0.981	-116.8	P 0.648	0.3		
C 0.964	117.3	N 0.352	179.5		
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN.(pu) Cir. 1G( ) CORR.(MVA) p/ 3					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A 594.3	-89.5
B 1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B 588.9	-89.0
C 1.000	120.0	N 0.000	0.0	C 588.9	-89.0
Bar. 1 (AAAAA---230) TEN.(pu) Cir. 1L( ) CORR.(MVA) p/ 3					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.585	-3.4	Z 0.079	-170.8	A 828.2	-82.3
B 0.959	-115.2	P 0.831	-0.8	B -198.1	-88.2
C 0.956	115.3	N 0.170	-176.2	C -198.1	-88.2
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN.(pu) Cir. 1L( ) CORR.(MVA) p/ 3					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.390	-3.5	Z 0.151	-176.0	A 828.2	-82.3
B 0.966	-115.8	P 0.770	-0.5	B -198.1	-88.2
C 0.959	116.0	N 0.231	-178.4	C -198.1	-88.2
Bar. 4 (DDDDD---13) TEN.(pu) Cir. 1T( ) CORR.(MVA) p/ 3					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.500	-70.9	Z 0.260	174.8	A 385.8	-90.5
B 0.834	-144.9	P 0.744	-29.8	B -192.8	-90.6
C 1.056	104.2	N 0.256	-150.5	C -192.8	-90.6
Bar. 1 (AAAAA---230) TEN.(pu)					
mod.	ang.	mod.	ang.		
A 0.585	-3.4	Z 0.079	-170.8		
B 0.959	-115.2	P 0.831	-0.8		
C 0.956	115.3	N 0.170	-176.2		
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN.(pu) Cir. 1G( ) CORR.(MVA) p/ 1					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	0.0	Z 0.000	0.0	A 1656.4	-82.3
B 1.000	-120.0	P 1.000	0.0	B -396.2	-88.2
C 1.000	120.0	N 0.000	0.0	C -396.2	-88.2
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN.(pu) Cir. 1L( ) CORR.(MVA) p/ 1					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 0.390	-3.5	Z 0.151	-176.0	A -828.2	-82.3
B 0.966	-115.8	P 0.770	-0.5	B 198.1	-88.2
C 0.959	116.0	N 0.231	-178.4	C 198.1	-88.2
Bar. 2 (BBBBB---230) TEN.(pu)					
mod.	ang.	mod.	ang.		
A 0.390	-3.5	Z 0.151	-176.0		
B 0.966	-115.8	P 0.770	-0.5		
C 0.959	116.0	N 0.231	-178.4		
Bar. 4 (DDDDD---13) TEN.(pu)					
mod.	ang.	mod.	ang.		
A 0.500	-70.9	Z 0.260	174.8		
B 0.834	-144.9	P 0.744	-29.8		
C 1.056	104.2	N 0.256	-150.5		
Bar. 0 (-REFERENCIA-) TEN.(pu) Cir. 1G( ) CORR.(MVA) p/ 4					
mod.	ang.	mod.	ang.	mod.	ang.
A 1.000	-30.0	Z 0.000	0.0	A 334.1	-90.4
B 1.000	-150.0	P 1.000	-30.0	B -334.0	-90.6
C 1.000	90.0	N 0.000	0.0	C 0.3	-5.3

Figura 7.21 – Resultados calculados – contribuições para curto monofásico

Os resultados do cálculo de curto-circuito na barra 3 do sistema do Exemplo 7.4, para o curto total e as contribuições nas linhas e transformadores são mostrados na Figura 7.22.

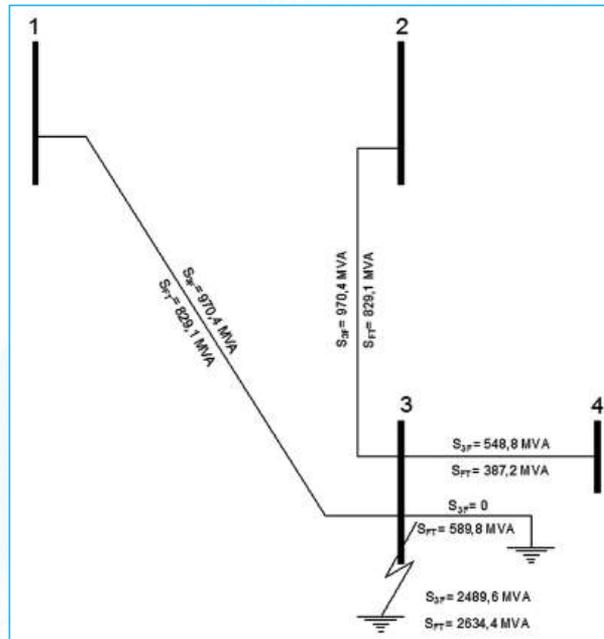


Figura 7.22 – Resultados calculados – apresentação gráfica

## 7.12 MEDIÇÕES E REGISTROS DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO

Em virtude das simplificações feitas para os cálculos das correntes de curto-circuito e de outras imprecisões existentes em dados de equipamentos e parâmetros de linhas de transmissão, não se pode tomar os valores calculados como absolutos, embora a precisão dos resultados seja suficiente para os trabalhos normais necessários ao planejamento e à operação dos SEP.

Muitas vezes há dúvidas quanto à operação correta da proteção durante um curto-circuito. A dúvida pode ser quanto ao valor da corrente de curto-circuito ou quanto ao ajuste do relé ou mesmo quanto à sequência de operação de vários relés. Para resolver este tipo de dúvida não é suficiente apenas a ferramenta de cálculo das correntes de curto-circuito.

Com a utilização de equipamentos denominados oscilo-perturbógrafos, é possível obter o registro – na forma gráfica das correntes e tensões de curto-circuito no ponto do sistema onde está instalado o equipamento tendo-se, então, os valores reais das correntes de curto-circuito podendo-se, com estes resultados gráficos:

- a) aferir a precisão dos cálculos de curto-circuito;
- b) determinar o instante da atuação de cada tipo de relé envolvido;
- c) determinar se a atuação de cada relé foi correta ou incorreta.

A Figura 7.23 ilustra o registro gráfico de um curto-circuito trifásico e a Figura 7.24 ilustra o registro de um curto-circuito fase-terra.

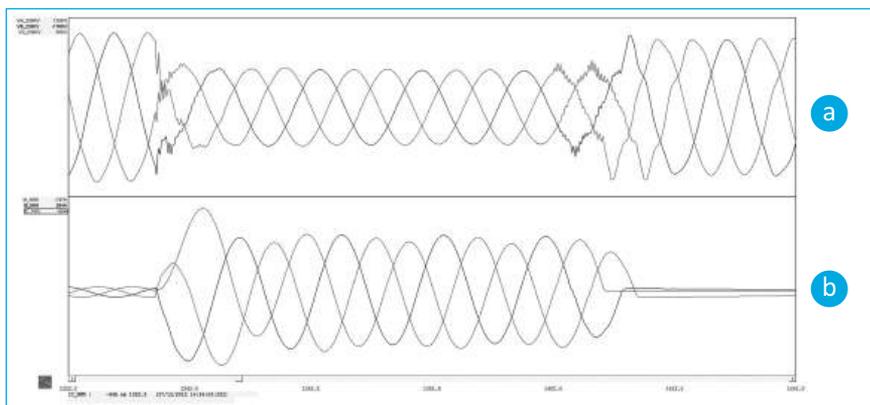


Figura 7.23 – Registro gráfico de um curto-circuito trifásico – ponto de curto distante

Fonte: Companhia Paranaense de Energia (2014).

Nota: (a) tensão das fases; (b) corrente das fases.

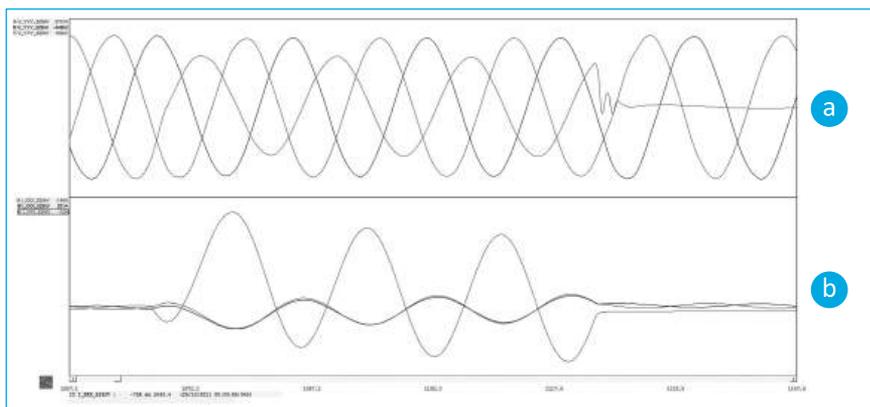


Figura 7.24 – Registro gráfico de um curto-circuito fase-terra – ponto de curto distante

Fonte: Companhia Paranaense de Energia (2014).

Nota: (a) tensão das fases; (b) corrente das fases.

## 7.13 UTILIZAÇÃO DE CÁLCULOS DE CURTO-CIRCUITO

O cálculo das correntes de curto-circuito em um SEP é extremamente importante para se obterem as informações necessárias ao projeto adequado de um SEP, conforme mostrado a seguir para determinar:

- a) o ajuste da proteção do sistema (proteção de linhas, transformadores, geradores);
- b) as características de malhas de terra;
- c) as características de disjuntores;
- d) os meios para reduzir as correntes de curto-circuito;
- e) as condições de aterramento do sistema;
- f) as correntes nos cabos para-raios de linhas de transmissão;
- g) as sobretensões de regime permanente.

### 7.13.1 Ajuste da Proteção do Sistema

Curto-circuitos em um sistema sempre ocorrem, devido a falha de isolamento, descargas atmosféricas, rompimento de cabos ou por acidente (falha humana). Torna-se necessário, assim, minimizar o efeito do curto-circuito, altas correntes e altas tensões, resultando em calor, arcos voltaicos e esforços mecânicos e a consequente destruição de equipamentos e acidentes com pessoas que podem provocar graves consequências e até morte.

O efeito do curto-circuito é minimizado se for eliminado o mais rápido possível, desligando-se o equipamento ou instalação sob falta por meio de disjuntores, que são ativados por sistemas de proteção constituídos por relés dos mais variados tipos e em diferentes pontos do sistema e que deverão atuar no menor tempo possível, e de forma coordenada, para desligar somente a parte afetada e não prejudicar o restante do sistema.

A eficiência da proteção é obtida pelo denominado ajuste da proteção, que consiste em determinar as correntes de curto-circuito em todas as condições possíveis e, com o valor destas correntes, efetuar o ajuste de cada relé para a operação do relé no tempo e na forma corretos.

### 7.13.2 Determinação das Características de Malhas de Terra

As malhas de terra são instalações constituídas por cabos e hastes nus enterrados sob usinas, subestações e torres de linhas de transmissão e que possibilitam o escoamento das altas correntes de curtos-circuitos assimétricos com o contato à terra (fase-terra e fase-fase-terra), devido a contato direto à terra de elementos energizados ou devido a arco voltaico causado por sobretensões.

As malhas de terra devem ter dimensões adequadas para abranger toda a área das instalações com equipamentos energizados e cabos e hastes com dimensões (bitola ou área da seção transversal) suficientes para permitir a circulação das altas correntes sem serem destruídas.

O cálculo e o dimensionamento das malhas de terra utilizam os valores das correntes máximas de curto-circuito calculadas e os valores de resistência de terra do local onde serão instaladas.

### 7.13.3 Determinação das Características de Disjuntores

Para determinar a característica de um disjuntor é preciso verificar a corrente máxima que ele deverá interromper, que, juntamente com a tensão nominal do sistema naquele ponto, determinará a capacidade disruptiva da câmara de extinção do arco voltaico no interior da mesma, valor este expresso em MVA de capacidade de ruptura. Este valor de capacidade de ruptura não pode ser excedido sob pena de explosão (destruição) do disjuntor.

É importante conhecer qual a parcela da componente de corrente contínua que compõe a corrente de curto-circuito total, porque os disjuntores deverão interromper esta corrente e, portanto, serão mais solicitados quanto mais rapidamente se der a interrupção, já que a componente de corrente contínua terá sofrido pouco amortecimento. Nos circuitos de alta tensão, pode-se considerar o amortecimento da componente de corrente contínua como mostrado na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Componente de corrente contínua remanescente após o curto-circuito

Ciclos após o curto-circuito	Percentual remanescente
1	60 %
2	40 %
3	20 %
5	10 %
8	0 %

### 7.13.4 Redução das Correntes de Curto-Circuito

Uma das grandes preocupações do planejamento e da operação dos sistemas, atualmente, é o acompanhamento da evolução da potência de curto-circuito nos barramentos das subestações dos sistemas de transmissão, a fim de verificar se as mesmas não ultrapassam a capacidade de interrupção dos disjuntores instalados nestas subestações, pois, se isso ocorrer, os mesmos serão destruídos quando interromperem a corrente durante um curto-circuito.

Como visto nos Exemplos 7.1 e 7.2:

- a) a corrente de curto-circuito aumenta com o número de fontes conectadas ao sistema;
- b) a corrente de curto-circuito aumenta à medida que aumenta o número de elementos, linhas e transformadores, conectados ao sistema (pois diminui a impedância equivalente de Thevenin).

Caso se verifique que num ano futuro a potência de curto-circuito em uma subestação ultrapassará a capacidade de interrupção dos disjuntores instalados nessa subestação, é necessário que se tomem providências antes que isso aconteça. Dentre as providências possíveis estão:

- a) aumento da impedância de transformadores;
- b) seccionamento de barramentos;
- c) abertura de linhas;
- d) colocação de reatores limitadores de corrente;
- e) várias das opções simultaneamente.

Caso nenhuma das alternativas citadas seja suficiente para limitar a potência de curto-circuito abaixo da capacidade de interrupção dos disjuntores, a única solução será a troca dos disjuntores por outros de maior capacidade de interrupção.

### 7.13.5 Condições de Aterramento do Sistema

Quando ocorrem curtos-circuitos, os sistemas são submetidos a altas correntes e a tensões de regime permanente diferentes da tensão nominal, mais altas ou mais baixas. Estes valores de corrente e de tensão serão função do tipo de aterramento adotado para o sistema e impactarão não só as condições de curto-circuito como também as características e custos dos equipamentos a serem utilizados e as características da proteção a ser adotada no sistema.

Os tipos de aterramento são solidamente aterrado, aterrado por impedância ou por resistência e isolado. Os sistemas solidamente aterrados apresentam as correntes de curto-circuito mais altas, as tensões mais baixas e as melhores condições de proteção, ao passo que os sistemas isolados apresentam as menores correntes e as tensões mais altas, ou sobretensões de frequência fundamental, e maiores dificuldades de proteção, enquanto os sistemas aterrados por impedância ou por resistência apresentam condições intermediárias.

A adoção de um ou outro tipo de condição de aterramento depende de estudos detalhados de todas as condições envolvidas no sistema (de transmissão, distribuição ou mesmo de uma indústria) e que vai definir qual o mais adequado para aquele sistema.

### 7.13.6 Correntes de Curto-Circuito em Cabos Para-Raios de Linhas de Transmissão

A ocorrência de um curto-circuito à terra em uma linha de transmissão leva à circulação de altas correntes pelo solo e pelos cabos para-raios e pelas torres da linha. As correntes nas torres e no solo podem levar a tensões de toque e de passo, respectivamente, que podem ser mortais. Já as correntes circulando nos cabos para-raios da linha podem levar ao aquecimento extremo nestes cabos, fazendo-os se expandir e tocar nos cabos fase e até mesmo a perder sua resistência mecânica à tração, não mais voltando à sua característica nominal (e permanecendo na condição aonde foram com o sobreaquecimento – muito baixos – devendo ser substituídos por novos cabos).

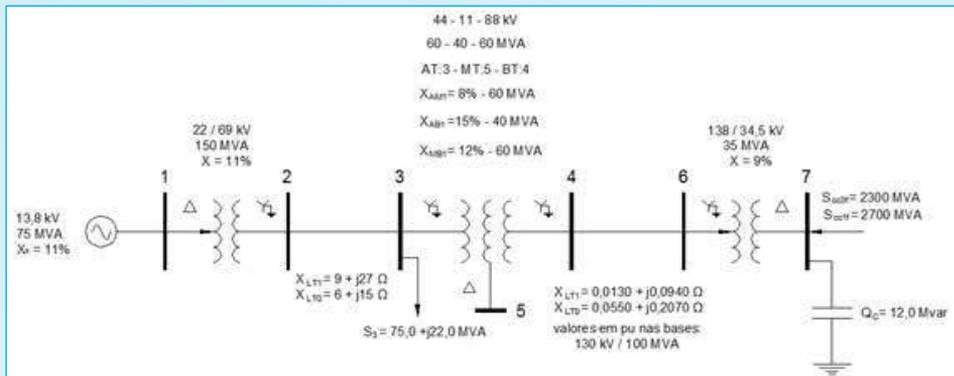
### 7.13.7 Cálculo de Sobretensões de Regime Permanente

Conforme o aterramento do sistema, durante o curto-circuito poderão ocorrer sobretensões de frequência fundamental, em regime permanente, que estarão aplicadas aos equipamentos do sistema até a eliminação do curto-circuito e que poderão ser críticas a estes equipamentos podendo levá-los à destruição.

Estas sobretensões deverão ser estudadas detalhadamente, para se determinar seus valores máximos, e ser levadas em consideração para a especificação dos equipamentos, principalmente dos para-raios, levando a maiores ou menores níveis de isolamento do sistema (NBI ou NBS).

## PROBLEMAS

1. Para o sistema de transmissão mostrado no diagrama:
  - a) passar os dados para pu, utilizando as bases de 13,8 kV e 100 MVA no barramento 1. Apresentar os resultados em um diagrama unifilar, com os dados na forma cartesiana;
  - b) apresentar os diagramas de seqüência positiva, negativa e zero, com os respectivos dados em pu;
  - c) calcular a corrente e a potência de curto-circuito para:
    - curto-circuito trifásico e monofásico no barramento 3;
    - curto-circuito trifásico, monofásico, bifásico e bifásico à terra no barramento 6;
    - equivalente de curto-circuito do sistema, em MVA, para o sistema vizinho (à esquerda do barramento 6).



2. Para o sistema de transmissão mostrado no Exemplo 7.4:
  - a) calcular a corrente de curto-circuito trifásico e monofásico no barramento 3 por meio de cálculo manual;
  - b) apresentar considerações sobre a possibilidade e facilidade de cálculos das impedâncias equivalentes de Thevenin de seqüência positiva e zero para o cálculo do item a);
  - c) refazer o cálculo considerando apenas o módulo das impedâncias (como se fossem resistências);
  - d) refazer o cálculo considerando apenas a parte da reatância das impedâncias (abandonando a parte da resistência);

- e) apresentar considerações comparando os resultados obtidos em a), b) e c).
3. Para o sistema de transmissão mostrado no Exemplo 7.4, determinar:
- em que condição ocorrerá o pico máximo da corrente para um curto-circuito trifásico no barramento 3;
  - qual o valor de corrente de pico a ser interrompida para a condição a).
4. Para o sistema de transmissão mostrado no Exemplo 7.4, determinar:
- o valor da corrente para um curto-circuito monofásico no barramento 3, considerando uma resistência de falta de 50 ohm (terreno rochoso no local da falta à terra);
  - o valor das tensões das fases b e c, de regime permanente durante o curto.

## REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. Iowa: Iowa State University Press, 1973.
- BARTHOLD, L. O.; REPPEN, N. D. **Power circuit analysis**. New York: Power Technologies Inc. Schnectady, 1973.
- BROWN, H. E. **Solution of large networks by matrix methods**. New York: Wiley Interscience, 1975.
- COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Registro de correntes de curto-circuito**. Curitiba, 2014.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power system analysis and design**. 2nd ed. Boston: PWS Publishing Company, 1994.
- GROSS, C. A. **Power system analysis**. 2<sup>nd</sup> ed. New York: J. Wiley, 1986.
- KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. Porto Alegre: Sagra-Dcluzzato Livreiros-Editores-Distribuidores, 1999.
- LINDENHOLM, J.; LUNDIN, U. Estimation of hydropower generator parameters through field simulations of standard tests. **IEEE Energy Conversion**, v. 25, n. 4, Dec. 2010.
- NEUESWANDER, J. R. **Modern power systems**. Pensilvânia: International Textbook Company, 1971.
- NIEDERHEITMANN JR, H. A. Interface gráfica para simulação de curto circuito. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 1998, Natal. **Anais...** Natal: STPC, 1998.
- NIEDERHEITMANN JR, H. A. **Um método computacional eficiente para a análise de falhas em sistemas elétricos**. 1987. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos) – Itajubá, 1987.
- OLIVEIRA, C. S. B.; SCHMIDT, H. P.; KAGAN, N.; ROBBA, E. J. **Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1995.
- SHOULTS, R. R. **Short circuit analysis**. Texas: University of Texas at Arlington, 1987.
- SIEMENS, A. G. **Correntes de curto-circuito em redes trifásicas**. São Paulo: Edgard Blücher, 1975.
- STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. **Electrical transmission and distribution reference book**. Pensilvânia, 1950.

**8**

---

**ESTABILIDADE**

---



O princípio básico de funcionamento dos sistemas elétricos de potência (SEP) é que haja equilíbrio entre a potência fornecida pelos geradores e a potência solicitada pelas cargas, mais as perdas do sistema, tendo-se, então, o sistema em regime permanente com as máquinas todas em sincronismo. Na verdade, o sistema nunca está absolutamente em regime permanente, pois as cargas estão continuamente aumentando ou diminuindo com o sistema de regulação dos geradores, fazendo com que a potência dos geradores varie no mesmo sentido da variação das cargas e mantendo a frequência do sistema com uma variação mínima em torno da nominal.

Quando, porém, a carga aumenta além de um certo valor suportável pelo sistema, ou quando ocorre um distúrbio de grande intensidade, os geradores poderão perder o sincronismo uns em relação aos outros e, assim, não haverá condições de suprir as cargas, podendo até ocorrer um colapso total do sistema. Quando o sincronismo é mantido, com as pequenas variações de carga ou mesmo com a ocorrência de grandes distúrbios, diz-se que o sistema é **estável** e, em caso contrário, que é **instável**.

A estabilidade de um SEP é definida como a “Capacidade do sistema elétrico de voltar a um regime permanente, caracterizado pela operação síncrona dos geradores, após uma perturbação devida, por exemplo, a uma variação súbita da potência ou da impedância” (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 1992).

Para a definição dada há que considerar que muitos distúrbios que ocorrem, e que são considerados na análise da estabilidade de um sistema, levam a uma mudança da topologia deste sistema e, assim, quando o distúrbio ocorrido leva ao desligamento de algum componente (linha, gerador ou outro), as tensões das barras e fluxos de potência posteriores ao distúrbio poderão não ser as mesmas de antes. É importante, porém, que as condições operacionais aceitáveis sejam devidamente definidas para o sistema em análise.

É de vital importância para o sistema manter o sincronismo entre os geradores, ou a estabilidade, de um SEP para as condições de operação em regime permanente e de retornar ao equilíbrio e ao sincronismo após um distúrbio ocorrido no sistema, de forma a manter o suprimento e o padrão de atendimento às cargas, evitando cortes de carga ou mesmo o colapso total do sistema.

A análise da estabilidade de um SEP se faz por meio da simulação deste e das máquinas síncronas através de modelos matemáticos, sendo o sistema representado adequadamente

por meio de equações algébricas, enquanto que as máquinas síncronas são representadas por equações diferenciais. A solução destas equações fornece o valor do ângulo do rotor de cada máquina síncrona ao longo do tempo, com o que é possível verificar a condição de estabilidade do sistema.

O objetivo deste capítulo é apresentar os métodos de análise para se determinar a condição de estabilidade de um SEP e quais as medidas corretivas que podem ser adotadas para manter ou aumentar a estabilidade do sistema.

## 8.1 HISTÓRICO

Já nos primeiros casos da utilização da energia elétrica para o acionamento de motores, quando os geradores eram acionados por meio de êmbolos de máquinas a vapor, notou-se que a ocorrência de variações periódicas de torque aplicado aos geradores causava variações periódicas de velocidade do rotor, o que resultava em variações de tensão e frequência, as quais eram transmitidas aos motores conectados ao sistema e operando sob carga e em regime permanente. Este fenômeno fazia com que, às vezes, os motores perdessem o sincronismo, o que ocorria quando as frequências naturais de oscilação do motor e do sistema (causadas pelo gerador) coincidiam. Esse problema foi resolvido com o uso de enrolamentos amortecedores e, posteriormente, com o uso de turbinas a vapor. Mais tarde, com as interconexões entre usinas, formando sistemas elétricos de grande porte, o problema voltou a se manifestar. Devido às interligações com linhas longas e maiores reatâncias, passou-se a utilizar reguladores de tensão nos geradores, o que permitia controlar a tensão e desta forma operar o sistema com maior nível de carga e na condição de **estabilidade em regime permanente** e possibilitando definir um limite de estabilidade em regime permanente.

A operação do sistema em níveis de carga próximos ao limite de estabilidade em regime permanente levava a que, quando da ocorrência de distúrbios, como o caso de curtos-circuitos, muito facilmente houvesse a perda de sincronismo entre geradores ou entre geradores e motores do sistema, causando a instabilidade do sistema. Passou-se a ter, então, problemas de **estabilidade transitória** e definindo um limite de estabilidade transitória.

Nas últimas décadas, a formação de enormes sistemas de transmissão a partir da interligação de sistemas regionais tem levado à ocorrência de oscilações de baixa frequência, sem amortecimento, durante a operação em regime permanente, ou após a ocorrência de distúrbios e a recomposição do sistema, devido aos ajustes dos reguladores de tensão, causando a perda do sincronismo entre os geradores, tendo-se condições de **estabilidade dinâmica** e definindo um limite de estabilidade dinâmica.

## 8.2 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Um sistema elétrico é composto por um grande número de máquinas síncronas, que geram energia elétrica para suprir as cargas dos consumidores distribuídas pelo sistema todo e ligadas aos geradores pelas linhas e transformadores do sistema de transmissão.

O perfeito funcionamento do sistema implica em que geradores e cargas estejam permanentemente conectadas de forma a manter o contínuo suprimento das cargas sempre com as mesmas condições de tensão e frequência e atendendo a condição de regime permanente em que o somatório das potências das cargas mais o somatório das perdas deverá igualar o somatório das potências geradas pelas usinas:

$$\sum P_{gerada} = \sum P_{carga} + \sum P_{perdas} \quad (8.1)$$

Na operação do sistema elétrico, tem-se a carga variando constantemente com pequenos incrementos ou decrementos, conforme uma curva de carga típica do sistema, sendo o suprimento seguido pela variação da geração no mesmo sentido. Esta condição é verificada quando as máquinas do sistema se mantêm em sincronismo de forma estável.

As máquinas síncronas estão em sincronismo quando suas frequências médias e suas velocidades médias são iguais, já que a frequência e a velocidade estão relacionadas entre si pela expressão:

$$n = \frac{120f}{p} \quad (8.2)$$

onde:

$n$  = velocidade rotações por minuto

$f$  = frequência Hz

$p$  = número de polos

As máquinas do sistema devem manter o sincronismo a cada instante ao longo do tempo, já que o sistema está constantemente sofrendo distúrbios, com a variação da carga com pequenos incrementos e decrementos e, para tanto, é necessário que as máquinas, após sofrerem um distúrbio, desenvolvam ações restauradoras no sentido de acelerarem ou desacelerarem e voltarem a ter a mesma velocidade média. Neste caso tem-se o sistema na condição de **estabilidade em regime permanente**.

Também na ocorrência de grandes distúrbios no sistema, como quando há curtos-circuitos com o conseqüente desligamento de linhas ou transformadores, com o desligamento inadvertido de componentes do sistema ou com a conexão ou desconexão de grandes cargas, o sincronismo entre as máquinas deve ser mantido. Esta situação caracteriza um transitório no sistema, de curta duração e com grande impacto sobre os geradores, e caracteriza uma condição de **estabilidade em regime transitório** com os geradores atingindo um outro estado de potência fornecida em seus terminais e com uma redistribuição dos fluxos de potência em todo o sistema de transmissão.

Quando, após um grande distúrbio ocorrido no sistema, surgem oscilações pouco amortecidas e de longa duração, é necessário que as forças restauradoras das máquinas levem ao amortecimento destas oscilações, mantendo o sistema na condição de **estabilidade em regime dinâmico**.

A perda de sincronismo entre as máquinas de um sistema elétrico pode causar severas conseqüências a este sistema como:

- a) oscilações de tensão (com sub ou sobretensões);
- b) desligamento de cargas;
- c) atuação incorreta da proteção (com o desligamento de linhas de transmissão indispensáveis);
- d) separação de sistemas em vários subsistemas;
- e) perda de geração;
- f) impacto em máquinas síncronas, causando degradação de partes mecânicas;
- g) perdas econômicas (de faturamento ou de equipamentos);
- h) colapso do sistema todo.

O que significa perda de qualidade do fornecimento e, pela importância da energia elétrica para a sociedade e a economia como um todo, é inadmissível e deve ser evitada.

Problemas sempre aparecem em manter este nível de atendimento. Grandes e pequenos distúrbios, e posteriormente problemas com interligação, tornam necessário estudar a estabilidade no sentido de manter a disponibilidade, mesmo durante períodos de perturbação. As conseqüências do conhecimento mais profundo do desempenho do sistema trazem maior necessidade de aprofundar e aprimorar a tecnologia. O aumento das potências unitárias dos geradores, aliado a projetos mais ousados e operação de sistemas em condições mais próximas aos seus limites, implicam em estudos mais detalhados e profundos, tanto em termos de operação como de planejamento dos sistemas.

Para manter constante a velocidade de uma máquina, é necessário que a potência mecânica no eixo seja igual à potência elétrica nos terminais, mantendo o equilíbrio:

$$P_m = P_e \quad (8.3)$$

ou:

$$P_a = P_m - P_e \quad (8.4)$$

onde:

$P_m$  = potência mecânica [W]

$P_e$  = potência elétrica [W]

$P_a$  = potência acelerante [W]

Este equilíbrio é rompido quando ocorre um distúrbio no sistema, de forma que o conjugado resultante fará surgir uma aceleração (positiva ou negativa) e, conseqüentemente, uma variação da velocidade do rotor que, se não for eliminada, acarretará na perda do sincronismo.

Das equações anteriores, percebe-se que o estudo da estabilidade de SEP envolve tanto os fenômenos elétricos (fluxo, excitação, corrente, tensão) como mecânicos (frequência, velocidade, torque, aceleração) e é, por isso, também denominado de **transitório eletromecânico**.

Com intuito de generalizar o estudo, têm-se as seguintes definições básicas:

- a) equilíbrio: é a condição de invariabilidade do sistema;
- b) perturbação: é uma alteração do sistema.

A Figura 8.1 mostra as condições de equilíbrio estável, instável e de perturbação, e a Figura 8.2 mostra as várias condições de estabilidade de um sistema.



Figura 8.1 – Condições de equilíbrio

Nota: (a) estável; (b) instável.

As figuras retratam posições de equilíbrio estável ou instável, fornecendo uma visão proposta por este estudo para um SEP. Observe-se que, na Figura 8.1, a mesma perturbação é aplicada ao mesmo sistema, variando apenas a configuração inicial. Vê-se que apenas a perturbação não é suficiente para instabilizar um sistema, mas também:

- a) a magnitude e localização da perturbação;
- b) o estado inicial do sistema;
- c) resposta dos controladores inerentes ao sistema.

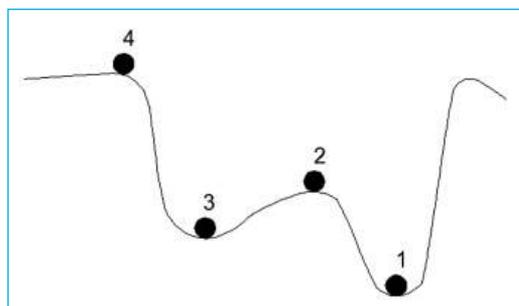


Figura 8.2 – Condições de estabilidade

Nota: (1) estável para grandes perturbações; (2) instável; (3) estável para pequenas perturbações; (4) no limite da estabilidade.

A Figura 8.2 esclarece o primeiro item relativo às perturbações, assegurando que haverá sempre uma perturbação que instabilize o sistema. Portanto, os distúrbios para os quais o sistema deve ser testado, em termos de estabilidade, serão deliberadamente selecionados, devendo-se levar em conta fatores como economia de projeto e operação, frequência de ocorrência, equipamento disponível para análise, etc. Observe-se, porém, que sistemas não-lineares como os existentes, o SEP por exemplo, caracterizam-se por não se ter a influência da perturbação sobre a estabilidade do sistema de forma determinística. Em outras palavras, para garantir a estabilidade do sistema, é preciso avaliá-la em todas as condições operativas e com todos os tipos de perturbações válidas.

Qualquer desbalanço entre geração e carga inicia um transitório que causa aos rotores das máquinas síncronas uma oscilação devida aos conjugados de aceleração e desaceleração que atuam nestes. Se estes conjugados forem suficientemente altos para fazer alguns dos rotores oscilar o suficiente para deslizar um polo, o sincronismo será perdido. Para assegurar a estabilidade do SEP, outro ponto de equilíbrio deve ser atingido antes que as máquinas sofram oscilações de tal amplitude. No caso de um impacto mais severo iniciado por um grande desbalanço de geração (excesso de geração, por exemplo), a maior parte do excesso de energia será convertida em energia cinética, fazendo as velocidades dos

rotores aumentar. Uma menor parte deste excesso será consumida pelas cargas e perdas no sistema. Contudo, um apreciável aumento na velocidade das máquinas não significa necessariamente perda de sincronismo, desde que seja temporário e que as máquinas voltem a operar normalmente.

### 8.3 SINCRONISMO

Considere-se o caso de duas máquinas síncronas, conectadas por uma reatância  $X$ , e operando em paralelo e em sincronismo, como mostrado na Figura 8.3, uma operando como gerador e outra como motor, ou carga, e tendo as potências elétrica e mecânica iguais, como mostrado na Equação 8.3. Uma perturbação súbita, como curto-circuito, aumento de carga ou abertura de linha, fará a potência elétrica das máquinas variar rapidamente, antes que a potência mecânica sofra variação (devido às constantes de tempo diferentes dos fenômenos mecânico e elétrico), fazendo surgir uma potência acelerante, conforme mostrado na Equação 8.4.

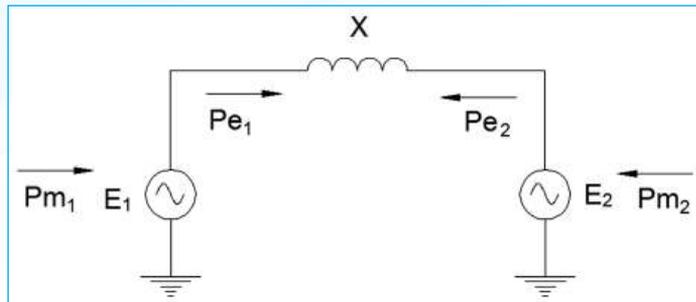


Figura 8.3 – Duas máquinas conectadas e operando em paralelo e em sincronismo

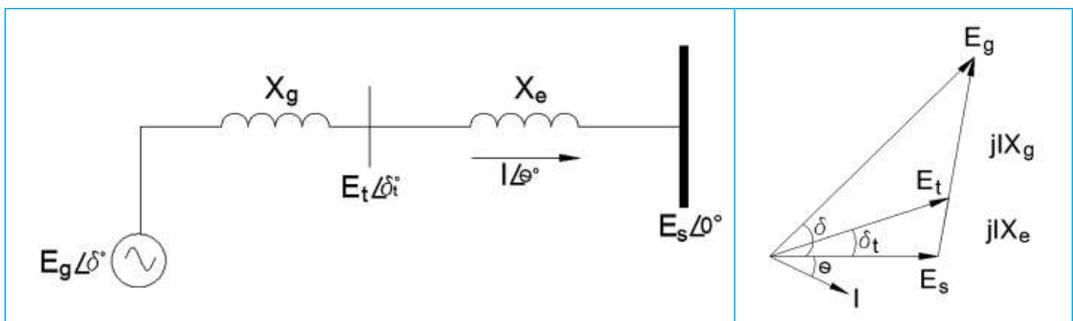


Figura 8.4 – Uma máquina conectada a um sistema e operando em sincronismo

Admitindo-se que a máquina operando como motor, ou carga, seja um sistema muito grande, representado por uma tensão  $E|0^\circ$  e impedância nula, tem-se o gerador, com tensão interna  $E|\delta^\circ$  e conectado ao sistema através de sua reatância interna  $X_g$  e uma reatância externa  $X_e$ , como mostrado na Figura 8.4 e representada pelo diagrama fasorial, do qual se tem um ângulo  $\delta$  entre a tensão interna do gerador e a tensão da barra infinita.

A máquina síncrona operando como gerador é mostrada na Figura 8.5 como uma máquina de polos salientes onde se pode ver a parte fixa da máquina ou estator, com as três bobinas de fase onde serão induzidas as tensões, e a parte móvel ou rotor alimentado com corrente contínua.

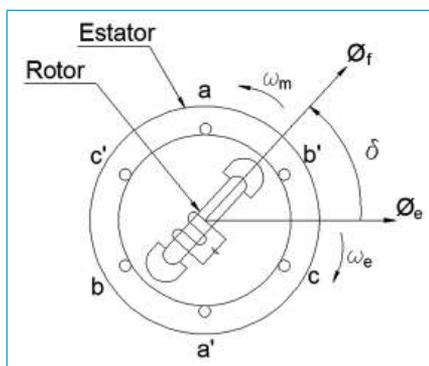


Figura 8.5 – Máquina síncrona de polos salientes

Com a máquina desconectada da rede, alimenta-se o enrolamento do rotor com corrente contínua, o que gera um fluxo magnético estacionário  $\phi_e$ . Girando o eixo do rotor com o auxílio de uma máquina motriz, com um torque mecânico  $T_m$ , o fluxo magnético, que agora gira no sentido do rotor, enlaça os enrolamentos do estator com uma velocidade angular mecânica  $\omega_m$  produzindo uma tensão  $E_{fase}$  induzida nestes enrolamentos:

$$\omega_m = \frac{4\pi f}{p} = \frac{2\omega}{p} \quad (8.5)$$

$$E_{fase} \cong 4,44 f N \phi_{polo} \quad (8.6)$$

onde:

$\phi_f$  = fluxo magnético girante devido ao campo girante do rotor

$\phi_e$  = fluxo magnético girante devido à corrente de carga circulando no enrolamento de fase

$\omega_m$  = velocidade angular do rotor em radianos mecânicos/segundo

$\omega_e$  = velocidade angular da tensão de fase em radianos elétricos/segundo

$N$  = número de espiras da bobina de fase

$f$  = frequência elétrica em Hz

$p$  = número de polos da máquina síncrona

$\delta$  = ângulo de carga

Se a máquina alimenta uma carga, existe circulação de correntes nas bobinas do estator, que criam um campo  $\phi_e$  que produz um torque elétrico  $T_e$  no sentido contrário ao do torque mecânico. Tem-se, portanto, a velocidade mecânica e o torque mecânico em um mesmo sentido e o torque eletromagnético, ou apenas elétrico, no sentido contrário, mostrados na Figura 8.6.

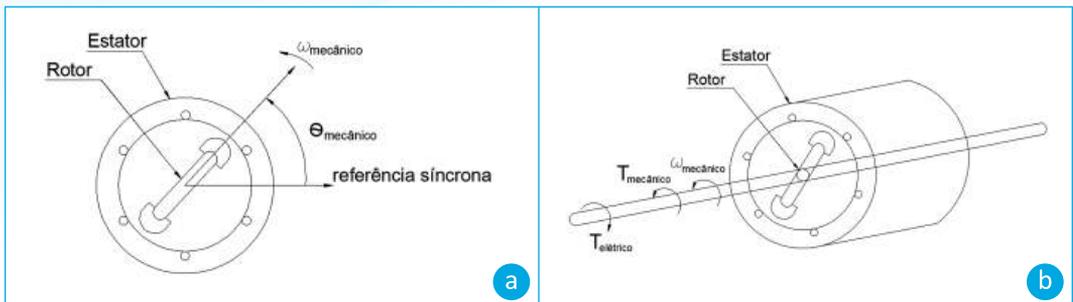


Figura 8.6 – Gerador síncrono

Nota: (a) torques no rotor; (b) deslocamento angular do rotor.

Os conjugados (torques) que atuam no rotor do gerador incluem o conjugado mecânico da turbina, os conjugados devido às perdas rotacionais (atrito, ventilação e perdas magnéticas), conjugado elétrico de saída e conjugado de amortecimento devido à turbina, ao gerador e ao sistema de potência. Os conjugados elétrico e mecânico atuam em sentidos opostos e são as importantes grandezas que definem a estabilidade transitória do sistema.

O conjugado mecânico  $T_m$  dos motores primários para grandes geradores hidroelétricos e termoelétricos é função da velocidade. Contudo, pode-se considerar que a velocidade da turbina não varia consideravelmente antes da perda de sincronismo e, para o período

transitório de análise, a potência mecânica pós-falta é igual ao seu valor pré-falta. Contudo, se períodos da ordem de segundos ou mais são de interesse, as características da turbina, regulador de velocidade e até do sistema de aquecimento devem ser incluídas na análise.

O conjugado elétrico  $T_e$  é produzido pela interação entre os três circuitos do estator, o circuito de campo e os enrolamentos amortecedores. O modelo matemático mais simples, que é usado para estudos de estabilidade, divide o conjugado elétrico em dois componentes principais: o torque síncrono e um segundo componente (que inclui todos os outros torques elétricos). O conjugado síncrono é o componente mais importante. Este depende da tensão terminal, ângulo de rotor, reatâncias da máquina e sistema e da tensão interna considerada no modelo da máquina.

Durante o transitório, outros conjugados são desenvolvidos na máquina síncrona. Os mais importantes são associados com o enrolamento amortecedor e são:

- a) amortecimento de sequência positiva: resultante da ação dos enrolamentos amortecedores; seu efeito é benéfico, pois reduz as oscilações da máquina, principalmente após a primeira oscilação. É proporcional ao deslizamento de frequência;
- b) frenagem de sequência negativa: resulta da interação entre o fluxo de entreferro de sequência negativa durante faltas assimétricas e os enrolamentos amortecedores. Desde que o deslizamento de sequência negativa é 2-S, o conjugado está sempre retardando o rotor. É significativo apenas quando a resistência dos enrolamentos amortecedores é alta;
- c) frenagem de CC: produzida pelas correntes contínuas de armadura durante curtos-circuitos, está sempre retardando o rotor.

Estes conjugados, porém, geralmente pequenos, são assíncronos e seus efeitos podem ser desprezados na análise da estabilidade transitória, sendo considerados apenas os conjugados síncronos das máquinas.

O ângulo  $\delta$  varia de acordo com o torque mecânico aplicado. Se a potência mecânica entregue ao gerador é aumentada e a potência elétrica é mantida constante, o ângulo delta aumenta. Se, por outro lado, a potência elétrica entregue pelo gerador aumenta e a potência mecânica é mantida constante, o ângulo delta diminui.

A estabilidade de uma máquina ligada a um sistema (barra infinita), ou de todas as máquinas ligadas entre si pela transmissão de um sistema multimáquinas, está relacionada ao ângulo  $\delta_m$  atingido por cada máquina e pelo ângulo  $\delta_s$  entre as várias máquinas, tanto quando estes ângulos variam em pequenos incrementos, com a variação da carga do sistema em pequenos incrementos na operação em regime permanente (estabilidade em regime permanente), como quando variam em grandes incrementos quando da

ocorrência de grandes perturbações no sistema (estabilidade transitória e dinâmica) como será mostrado a seguir.

O diagrama fasorial da máquina síncrona da Figura 8.6 é mostrado na Figura 8.7, na qual se tem:

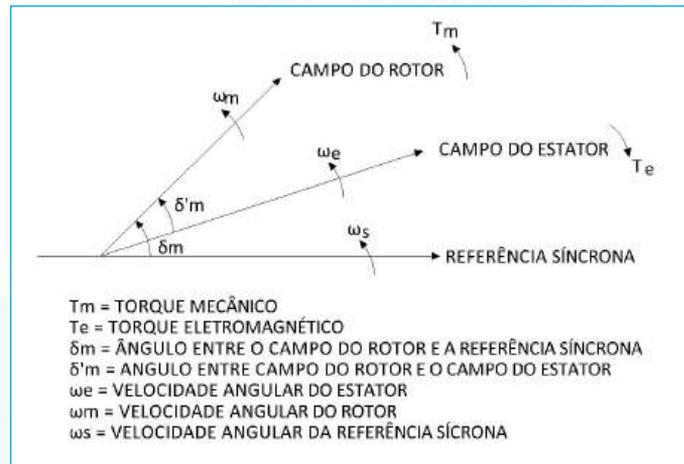


Figura 8.7 – Diagrama fasorial das fmm de uma máquina síncrona

Na Figura 8.8 é mostrada a máquina de forma simplificada com apenas uma bobina de fase.

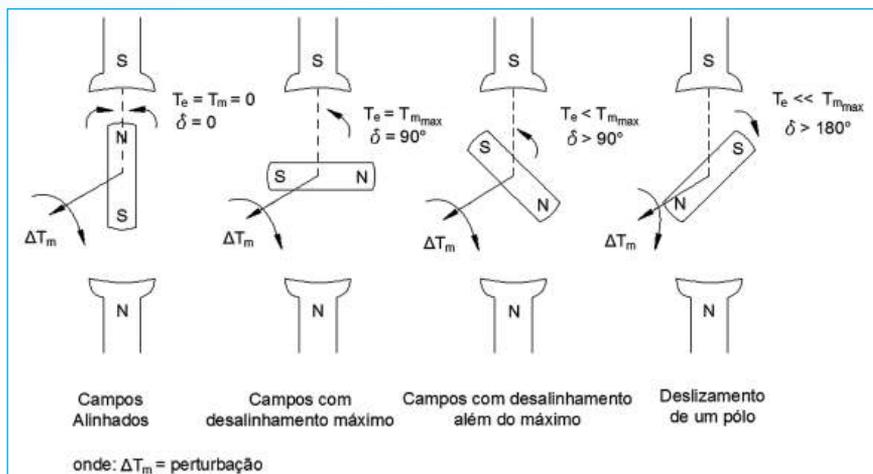


Figura 8.8 – Perda de sincronismo em uma máquina de dois polos

Analisando o diagrama fasorial em termos de fmm, tem-se o ângulo  $\delta$  fornece a diferença angular entre as fmm, e portanto fornecerá a informação precisa sobre o sincronismo. Observe-se que uma perturbação é suficiente para fazer a máquina deslizar um polo, o conjugado de aceleração (ou desaceleração) será sempre positivo e será acrescido ao conjugado restaurador da máquina que no primeiro instante não foi capaz de anulá-lo.

A Figura 8.8 mostra que a perda de sincronismo representa um deslizamento de um polo. Observe-se que, quando ocorre esse deslizamento, não há forças restauradoras, e sim uma tendência a somar à perturbação, deteriorando ainda mais a situação.

Admitindo-se a potência mecânica no eixo da máquina mantida constante, a variação do ângulo  $\delta$  se dará pela variação da corrente de carga na bobina de fase. A variação da corrente poderá se dar por pequenos acréscimos e de forma constante ou por uma grande variação devida a uma perturbação no sistema de transmissão (curto-circuito ou desligamento de uma linha de transmissão). Em qualquer das situações, a máquina poderá perder o sincronismo (com o sistema da barra infinita ou com as outras máquinas), ou de manter o sincronismo, mas com outra condição angular, como será mostrado a seguir para as condições de regime permanente, transitório ou dinâmico.

No estudo de estabilidade, deve-se fazer distinção entre pequenas perturbações (de impactos pequenos e graduais) e grandes perturbações (de impactos abruptos e rápidos). Quanto a esses dois aspectos, tem-se:

- a) pequenas perturbações: faltas distantes da geração (na distribuição e subtransmissão) pequenos aumentos de cargas, perdas de pequenas unidades geradoras, etc.;
- b) grandes perturbações: faltas nas redes de transmissão (alta tensão), perdas de grandes unidades geradoras, perdas ou entradas de grandes cargas instantaneamente, etc.

Devido a estes dois aspectos de análise, acrescidos de uma avaliação mais detalhada do comportamento do sistema (envolvendo um elevado grau de complexidade do fenômeno), é necessário avaliar o estudo da estabilidade em três etapas distintas e complementares:

- a) estabilidade em regime permanente;
- b) estabilidade em regime transitório;
- c) estabilidade em regime dinâmico.

A operação próxima às capacidades das máquinas gerou inicialmente o estudo da estabilidade em regime permanente. O estudo da estabilidade transitória teve sua importância em função da execução de projetos mais ousados onde se primava pelo aumento da confiabilidade e pela minimização de custos, aliada à construção de relés de rápida atuação. A estabilidade dinâmica apareceu posteriormente ao desenvolvimento da tecnologia de reguladores de tensão estáticos com alta velocidade de resposta, e

representou um aprimoramento dos estudos anteriores, tornando-se cada vez mais estudada.

O estudo de estabilidade em **regime permanente** considera mudanças contínuas e graduais em uma ou mais grandezas de um sistema elétrico. A análise é feita considerando o sistema em regime permanente, as máquinas sem controle automático de tensão e, portanto, os reguladores de tensão e velocidade não são considerados. O estudo é função do estado do sistema e não depende da grandeza da perturbação que é considerada infinitamente pequena, levando à linearização de equações e à análise por método de sistemas lineares. Este estudo é avaliado pela observação dos coeficientes de potência sincronizantes de todas as máquinas, e são utilizados critérios que levam em conta a complexidade do estudo.

A estabilidade em **regime transitório** é estudada quando a perturbação corresponde a uma mudança rápida e abrupta em uma ou mais grandezas do SEP. Embora possam ocorrer grandes variações de velocidade dos rotores das máquinas (principalmente quando o sincronismo é perdido), observa-se que os fenômenos predominantes são primeiramente uma função da característica do ângulo de potência e da severidade do distúrbio. É uma avaliação dos ângulos rotóricos entre as máquinas e, nesta avaliação, o SEP é representado por um conjunto de equações não-lineares e, para facilitar a resolução, admitem-se simplificações no detalhamento dos equipamentos (máquinas) do mesmo, o que restringe o tempo de análise para um semiperíodo de oscilação das máquinas ( $\approx 1$  s) e, por isso, é geralmente chamado de critério da primeira oscilação. Existem, contudo, métodos diretos, que não envolvem a simulação destas equações, mas que são ainda mais restritos em termos de complexidade, como o critério da igualdade de áreas.

O estudo de estabilidade em **regime dinâmico** não está relacionado diretamente ao tipo de perturbação (apesar de seu estudo se direcionar para pequenas perturbações), mas, isto sim, a uma verificação do desempenho dinâmico do sistema, num período de tempo maior, com uma representação mais completa de todos os elementos do sistema (máquinas, efeito de reguladores de tensão e velocidade, variação das cargas com a variação da frequência, rejeição de cargas, atuação de relés), de forma a detectar possíveis não amortecimentos das oscilações após o período transitório e que podem levar à perda de sincronismo entre as máquinas e ao colapso do sistema.

## 8.4 ESTABILIDADE EM REGIME PERMANENTE

A estabilidade em regime permanente se verifica quando as máquinas se mantêm em sincronismo, transmitindo potência para a carga permanentemente ao longo da curva de carga, quando ocorrem pequenas perturbações como aumentos ou diminuições de carga, mudança de derivações de transformadores e conexão ou desconexão de linhas de

subtransmissão ou distribuição (sem a ocorrência de curtos-circuitos), perturbações estas que estão sempre presentes durante a operação de um sistema de potência.

A transmissão de potência das máquinas para as cargas, em regime permanente, tem um limite que representa a máxima potência que pode ser transmitida em regime permanente de operação sem perda de sincronismo e sob pequenas perturbações.

Define-se o limite de estabilidade em regime permanente para uma máquina como sendo a potência máxima que a mesma pode entregar à carga, mantida constante a tensão terminal. Nestas circunstâncias admite-se a variação lenta (manual ou não) do regulador de tensão para manter constante a tensão terminal. Se não houver a atuação do regulador de tensão, a tensão terminal variará conforme a potência entregue ao sistema e, para cada valor de tensão terminal existirá, portanto, um limite de estabilidade em regime permanente.

Considerando um sistema com duas máquinas síncronas, um gerador fornecendo potência a um motor síncrono através de uma linha de transmissão, como mostrado na Figura 8.9.

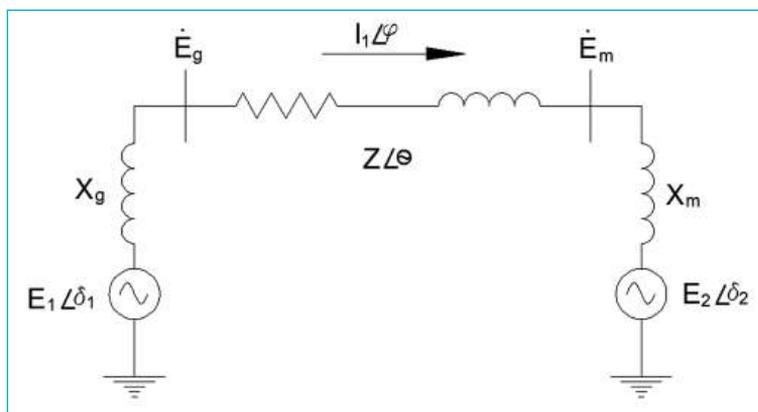


Figura 8.9 – Sistema com duas máquinas síncronas gerador e motor

Considerando-se:

a) gerador:

– tensão interna  $\dot{E}_1 = E_1 \angle \delta_1$

– reatância  $\dot{X}_g = jX_g$

b) motor:

– tensão interna  $\dot{E}_2 = E_2 \angle \delta_2$

– reatância  $\dot{X}_m = jX_m$

c) linha de transmissão:

– impedância  $\dot{Z}_t = Z|\theta$

d) impedância total:  $\dot{Z}_t = \dot{X}_g + \dot{Z}_t + \dot{X}_m$

tem-se:

$$\dot{i}_1 = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_2}{\dot{Z}_t} \quad (8.7)$$

$$\dot{i}_2 = \frac{\dot{E}_2 - \dot{E}_1}{\dot{Z}_t} = -\dot{i}_1 \quad (8.8)$$

e a potência ativa transmitida do gerador para o motor será:

$$P_1 = \Re \left\{ \dot{S}_1 = \dot{E}_1 \dot{i}_1^* \right\} \quad (8.9)$$

e a potência ativa recebida pelo motor será:

$$P_2 = \Re \left\{ \dot{S}_2 = \dot{E}_2 \dot{i}_2^* \right\} \quad (8.10)$$

que desenvolvidas resultam em:

$$P_1 = \frac{E_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{E_1 E_2}{Z} \cos(\delta_{12} + \theta) \quad (8.11)$$

$$P_2 = \frac{E_2^2}{Z} \cos \theta - \frac{E_2 E_1}{Z} \cos(\delta_{12} + \theta) \quad (8.12)$$

onde:

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 \quad (8.13)$$

e considerando-se que as linhas de transmissão (de alta tensão) têm pequena resistência e alta reatância indutiva, apresentando efeito predominante indutivo, pode-se escrever:

$$\theta + \alpha = \frac{\pi}{2} \quad (8.14)$$

onde o ângulo  $\alpha$  refere-se ao efeito da resistência da linha de transmissão, tem-se:

$$\theta = \frac{\pi}{2} - \alpha \quad (8.15)$$

$$P_1 = \frac{E_1^2}{Z} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \alpha\right) - \frac{E_1 E_2}{Z} \cos\left(\delta_{12} + \frac{\pi}{2} - \alpha\right) \quad (8.16)$$

$$P_2 = \frac{E_2^2}{Z} \cos\left(\frac{\pi}{2} - \alpha\right) - \frac{E_2 E_1}{Z} \cos\left(\delta_{12} + \frac{\pi}{2} - \alpha\right) \quad (8.17)$$

resultando em:

$$P_1 = \frac{E_1^2}{Z} \text{sen}(\alpha) - \frac{E_1 E_2}{Z} \text{sen}(\delta_{12} - \alpha) \quad (8.18)$$

$$P_2 = \frac{E_2^2}{Z} \text{sen}(\alpha) - \frac{E_2 E_1}{Z} \text{sen}(\delta_{12} + \alpha) \quad (8.19)$$

e o limite de transferência de potência do gerador para o motor ocorre para a condição de:

$$\delta_{12} - \alpha = 90^\circ \therefore \delta_{12} = 90^\circ + \alpha \quad (8.20)$$

e o limite de recebimento de potência pelo motor ocorre para:

$$\delta_{12} + \alpha = 90^\circ \therefore \delta_{12} = 90^\circ - \alpha \quad (8.21)$$

obtendo-se:

$$P_{1\max} = \frac{E_1^2}{Z} \text{sen}(\alpha) - \frac{E_1 E_2}{Z} \quad (8.22)$$

$$P_{2\max} = \frac{E_2^2}{Z} \text{sen}(\alpha) - \frac{E_2 E_1}{Z} \quad (8.23)$$

como mostrado na Figura 8.10.

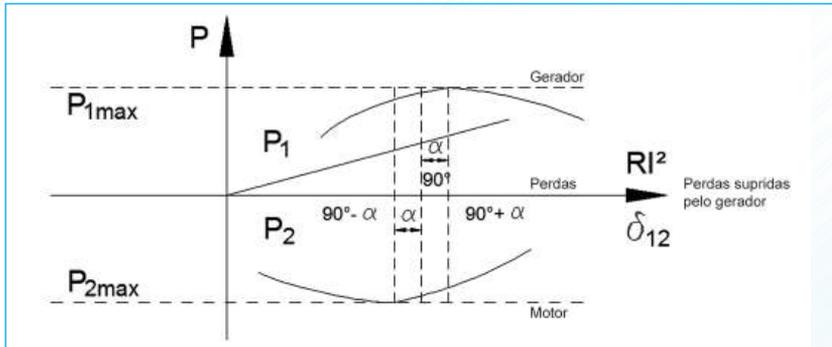


Figura 8.10 – Condição de máxima transmissão para  $R \neq 0$

Para efeitos práticos, dado o pequeno valor da resistência da linha de transmissão, pode-se admitir:

$$R_{LT} = 0 \quad (8.24)$$

$$\therefore \alpha = 0^\circ$$

$$\dot{Z}_{LT} = Z \underline{90^\circ} = X_{LT} \quad (8.25)$$

resultando em:

$$P_1 = \frac{E_1 E_2}{X} \text{sen}(\delta_{12}) \quad (8.26)$$

$$P_2 = \frac{E_2 E_1}{X} \text{sen}(\delta_{21}) \quad (8.27)$$

$$|P_1| = |P_2| \quad (8.28)$$

como mostrado na Figura 8.11.

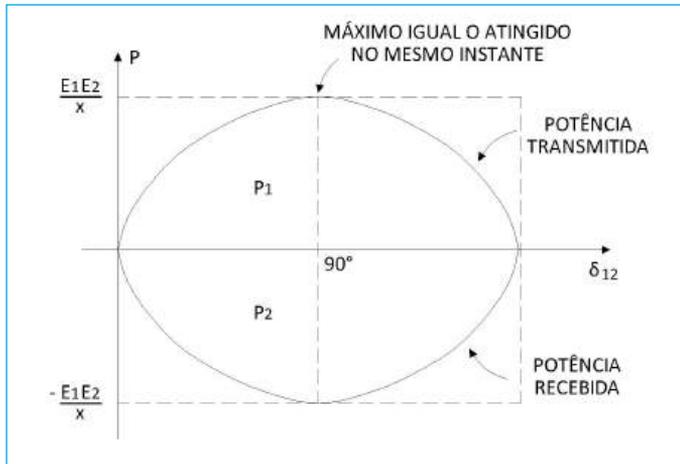
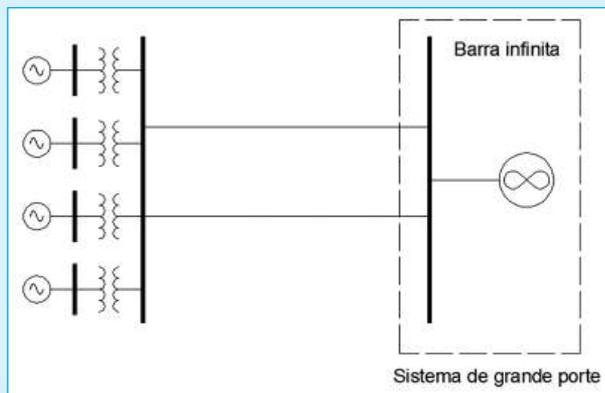


Figura 8.11– Condição transmissão de máxima para  $R = 0$

### EXEMPLO 8.1

Uma usina hidrelétrica tem quatro geradores, ligados à barra de alta tensão da subestação elevadora por um transformador elevador cada um, e é ligada ao sistema de transmissão de grande porte por duas linhas de transmissão.



Os parâmetros dos equipamentos são:

- gerador: 68,7 MVA, 62,5 MW, 13,8 kV, fator de potência 0,91, velocidade nominal de 514,3 rpm, reatância síncrona 100,14 % e constante de inércia  $H = 2,34$  MWh/MVA (nas bases nominais);

- b) transformador: elevador 70,0 MVA, 13,8-230 kV, trifásico, reatância 13,45 % (nas bases nominais);
- c) linha de transmissão: 230 kV,  $R = 22,7338 \Omega$ ,  $X = 116,0494 \Omega$ ,  $B = 0,000721 S$ ,  $d = 225 \text{ km}$ .

Calcular:

- a) a tensão interna dos geradores e o ângulo entre esta tensão e a tensão da barra do sistema (barra infinita) considerando a usina entregando a potência ativa de 200 MW ao sistema com tensão igual a  $1,00 \angle 0,0^\circ \text{ pu}$ ;
- b) admitindo que a tensão interna dos geradores possa ser mantida no valor calculado no item a), qual o limite de estabilidade em regime permanente (estática) para a usina.

Observação:

Desprezar as perdas na linha de transmissão.

## SOLUÇÃO

Passando todos os dados para pu nas bases de 100MVA e tensão nominal dos equipamentos, tem-se:

$$\dot{X}_G = j1,0014 \times \frac{100}{68,7} = j1,4577 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_T = j0,1345 \times \frac{100}{70} = j0,1921 \text{ pu}$$

$$R_{LT} = \frac{22,7338}{529,0} = 0,0430 \text{ pu}$$

$$\dot{X}_{LT} = j \frac{116,0494}{529,0} = j0,2194 \text{ pu}$$

$$\dot{B}_{LT} = j0,000721 \times 529,0 = j0,3814 \text{ pu}$$

$$\dot{S}_{sistema} = 200,0 \text{ MW} = 2,0000 \angle 0,00^\circ \text{ pu}$$

$$\dot{I}_G = 2,0000 \angle 0,00^\circ \text{ pu}$$

$$H = 2,34 \times \frac{68,7}{100} = 1,6076 \text{ s}$$

a) tensão interna da máquina e o ângulo entre a tensão interna da máquina e a tensão da barra do sistema:

$$\begin{aligned}\dot{E}_{terminal} &= \dot{E}_{sistema} + j_{sistema} \frac{\dot{X}_{LT}}{2} + j_{sistema} \frac{\dot{X}_T}{4} \\ &= 1,00 \angle 0,00^\circ + 2,0000 \angle 0,00^\circ \times \frac{0,2194 \angle 90,00^\circ}{2} + 2,0000 \angle 0,00^\circ \times \frac{0,1921 \angle 90,00^\circ}{4} \\ &= 1,0486 \angle 17,5105^\circ\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{E}_{G-int} &= \dot{E}_{term} + \dot{X}_G j_{sist} = 1,0486 \angle 17,5105^\circ + 2,0000 \angle 0,00^\circ \times \frac{1,4577 \angle 90,00^\circ}{4} \\ &= 1,4459 \angle 46,2426^\circ\end{aligned}$$

o ângulo entre a tensão interna e a tensão do sistema (barra infinita) é 46,2426°.

b) limite de estabilidade em regime permanente (estática) da usina:

Considerando os quatro geradores e transformadores da usina em paralelo e as duas linhas em paralelo, vem:

$$X_{total} = \frac{j1,4577 + j0,1921}{4} + \frac{j0,2194}{2} = j0,5222 pu$$

$$P = \frac{E_G \cdot E_\infty}{X_t} \times \text{sen } \delta_{12}$$

$$\therefore P = \frac{1,4459 \times 1,0000}{0,5222} \text{sen } \delta = 2,7691 \text{sen } \delta$$

$$\therefore P_{\max} = 2,7691 \text{sen}(90,0^\circ) pu \equiv 2,7691 pu = 276,91 MW$$

Verifica-se que o limite de estabilidade estática está acima da potência nominal dos geradores da usina, considerando-se quatro geradores com 62,5 MW cada um.

O gerador da usina não deve operar próximo ao limite de estabilidade estática, pois poderá perder a estabilidade na ocorrência de uma perturbação. Assim, é recomendável deixar uma margem da ordem de 20% do limite de estabilidade, para efeito de segurança da operação, o que levaria ao valor de 200,0 MW como o limite de estabilidade estática aceitável.

Neste caso, o sistema estaria operando no limite operacional de estabilidade estática.

## 8.5 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

A estabilidade transitória é a capacidade de um sistema elétrico de manter sua condição angular inicial de regime de operação permanente, ou de atingir uma nova condição de operação de regime permanente, caracterizando um período transitório entre períodos de regime permanente, quando ocorrem grandes e rápidas perturbações no sistema que podem ser de diferentes tipos e graus de severidade, como:

- a) ocorrência de faltas com o aumento da corrente nas linhas e transformadores e a queda da tensão para zero no local da falta e decréscimo da tensão na região em torno da falta;
- b) abertura de linhas resultando no aumento da impedância em partes do sistema;
- c) perda de geradores, desequilibrando o balanço de energia e aumentando a separação angular entre os geradores;
- d) perda ou acréscimo de grandes blocos de carga.

Quando há uma perturbação no sistema, o balanço de energia do gerador é alterado, de uma condição em que há equilíbrio entre a energia mecânica fornecida no eixo do rotor e a energia elétrica entregue pelo gerador ao sistema (mais as perdas na conversão da energia no gerador). Se a energia entregue nos terminais for maior do que a energia recebida no eixo em regime permanente, haverá um aumento do ângulo de carga e a diminuição da velocidade do rotor, devido à transformação de energia cinética em energia elétrica em maior quantidade do que a entregue no eixo; em caso contrário haverá aumento da velocidade do rotor se a energia entregue for menor do que a recebida, e o ângulo de carga diminuirá. Também a tensão terminal dos geradores irá variar, fazendo os reguladores de tensão atuar, no sentido de manter a tensão em seu valor nominal.

Devido à perturbação ocorrida, alguns geradores tendem a acelerar e outros a desacelerar, variando o ângulo de seus rotores para mais ou para menos em relação à referência e de um gerador em relação a outro. A variação angular da tensão dos geradores leva à variação angular da tensão dos barramentos de linhas e transformadores, fazendo com que o fluxo de potência nestes varie, indo de um lado para outro conforme a oscilação angular aumente ou diminua.

A interação de todos os geradores conectados entre si pelo sistema de transmissão faz com que o ângulo dos geradores aumente (ou diminua) até um valor máximo (ou mínimo), conforme a potência resultante (fornecida no eixo menos entregue nos terminais) seja positiva (ou negativa), admitindo-se que a potência mecânica no eixo dos geradores se mantém constante, devido à inércia mecânica dos rotores, e a potência elétrica entregue ao sistema varie devido à potência entregue nos terminais do gerador causada pelo fluxo de potência no sistema, devido à variação angular.

O estudo da estabilidade transitória visa determinar a variação angular do rotor de cada gerador do sistema ao longo do período transitório e assim verificar se o sincronismo entre eles será mantido. Os ângulos dos rotores variam do valor da condição inicial de regime permanente, oscilam durante o período transitório e atingem outros valores e se estabilizam em outra condição de regime permanente. O que deve ser considerado é a diferença angular entre os geradores, tomando o ângulo do rotor em relação a uma referência girando a velocidade síncrona. Se os ângulos de todos os rotores aumentam ou diminuem, mas com pequena diferença entre eles, o sistema é estável, como mostrado na Figura 8.12. Porém, se os ângulos de todos os rotores aumentam ou diminuem, mas a diferença entre eles aumenta continuamente, o sistema é instável, como mostrado na Figura 8.13.

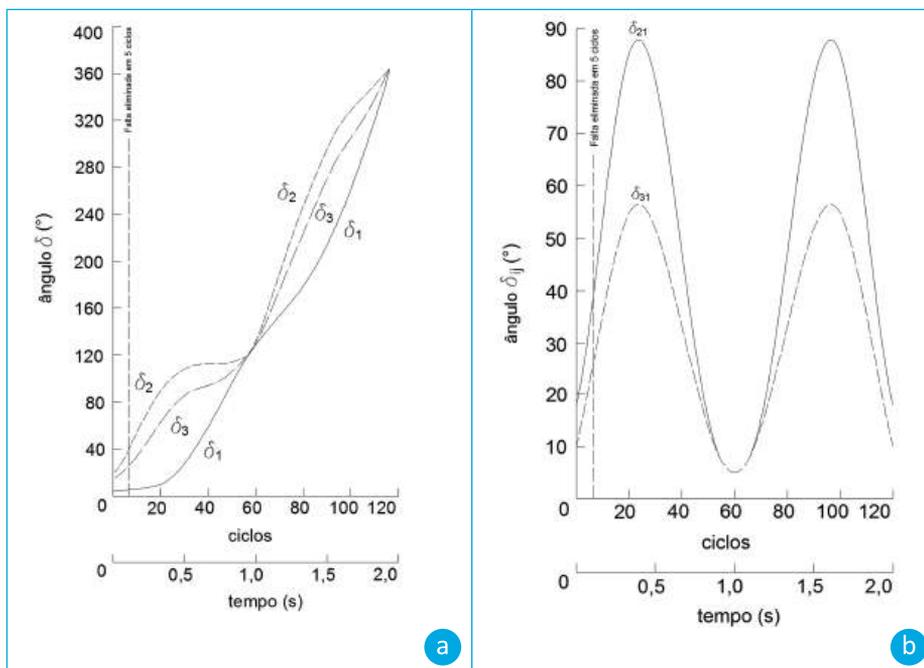


Figura 8.12 – Sistema com três máquinas – ocorrência de falta com eliminação em 0,083 s (5 ciclos)

Nota: (a) sistema estável ângulo individual absoluto de cada gerador; (b) ângulo relativo  $\delta_{21}$  e  $\delta_{31}$  dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador 1; O sistema é o caso do estudo de Anderson e Fouad (1977).

Também no caso de oscilações em que os ângulos de todos os rotores aumentam ou diminuem, mas com pequena diferença entre eles, porém, a oscilação não é amortecida, o sistema é instável.

O período de análise deste estudo é a primeira oscilação dos ângulos dos rotores das máquinas síncronas do sistema. Este período é usualmente da ordem de 1 segundo, já que as frequências naturais de oscilação das máquinas estão geralmente próximas a 1 Hz.

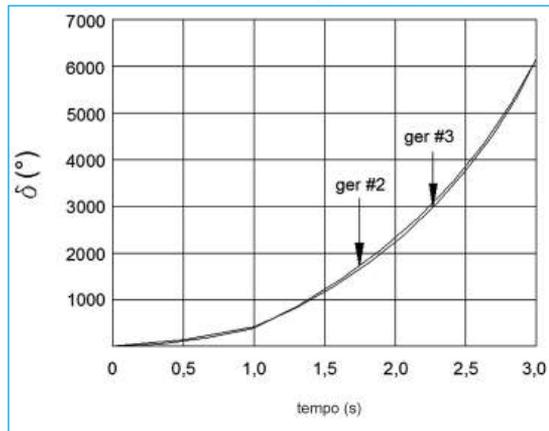


Figura 8.13 – Sistema com três máquinas – ocorrência de falta com eliminação em 0,17 s (10 ciclos) sistema instável – ângulo relativo  $\delta_{21}$  e  $\delta_{31}$  dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador 1

Para o estudo da estabilidade transitória, é necessário que sejam representados detalhadamente todos os componentes do sistema: máquinas, linhas de transmissão, transformadores e cargas, por meio de modelos matemáticos dos mesmos, que representem os efeitos das variações causadas pelos impactos ocorridos no sistema. A modelagem a ser utilizada para os diversos componentes do sistema não pode ser linearizada e deve considerar as variações instante a instante e levar em conta as constantes de tempo dos componentes em relação ao fenômeno transitório em estudo. Tem-se, assim, que realizar a análise de todos os componentes do sistema ao longo de um período, em pequenos intervalos de tempo, resolvendo todo o sistema a cada intervalo. A frequência do sistema, entretanto, varia muito pouco em torno da frequência nominal do sistema (60 Hz no Brasil) e, admitindo-se que a perturbação ocorrida no sistema seja equilibrada (curto-circuito trifásico ou desligamento trifásico de carga), o sistema continuará equilibrado, possibilitando a representação do mesmo de forma monofásica unifilar e possibilitando a solução do sistema, para a determinação do fluxo de potência a cada intervalo de tempo, da mesma forma que para a condição de regime permanente.

A análise da estabilidade transitória de um sistema, quando da ocorrência de uma grande perturbação, implica na solução das equações dos fenômenos elétricos e mecânicos que ocorrem nos geradores (denominada equação de oscilação) e as equações elétricas do sistema (que são as equações de fluxo de potência). O período de análise compreende alguns instantes antes da ocorrência da perturbação, do tempo de duração da perturbação e de um período após a eliminação desta – normalmente um segundo, que é a duração da primeira oscilação do ângulo dos geradores.

### 8.5.1 Equação de Oscilação

Para se determinar o deslocamento angular entre máquinas de um sistema de potência durante condições transitórias, é necessário resolver a equação diferencial que descreve o movimento do rotor das máquinas, denominada equação de oscilação, que possibilita determinar o movimento do rotor do gerador devido ao efeito dos torques mecânico e elétrico sobre o rotor.

Em condições normais de operação em regime permanente, os torques mecânico e elétrico atuando sobre o rotor são iguais e, com isso, o rotor gira à velocidade síncrona mantendo um defasamento angular  $\delta$  em relação a uma referência que gira com velocidade síncrona, como mostrado na Figura 8.7. Neste caso não há aceleração ou desaceleração das massas do rotor (massas do rotor do gerador e da máquina de acionamento) e o torque de aceleração é nulo sendo constante a velocidade resultante e igual à velocidade síncrona. Diz-se que as massas rotativas do rotor do gerador e da máquina de acionamento estão em sincronismo com as outras máquinas operando na velocidade síncrona do sistema de potência.

Quando ocorre uma grande perturbação no sistema, há variação da impedância vista pelo gerador, e ocorre redistribuição dos fluxos de potência no sistema, levando à variação da potência elétrica nos terminais do gerador e à consequente variação do torque elétrico no rotor. Surge, assim, um torque acelerante no rotor, como resultado da diferença entre o torque mecânico e o torque elétrico.

A equação de oscilação determina o movimento do rotor em relação à referência síncrona, relacionando o torque inercial das massas do rotor ao torque resultante do torque mecânico e do torque elétrico, ou torque acelerante, e se baseia no princípio da dinâmica que estabelece que o torque de aceleração é igual ao produto do momento de inércia do rotor multiplicado pela aceleração angular:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad [Nm] \quad (8.29)$$

onde:

$J$  = momento de inércia total da massa rotativa [kg.m<sup>2</sup>]

$\theta_m$  = deslocamento angular do rotor com relação à referência síncrona [rad mecânico]

$t$  = tempo [s]

$T_m$  = torque mecânico [Nm]

$T_e$  = torque eletromagnético [Nm]

$T_a$  = torque acelerante [Nm]

O ângulo  $\theta_m$  cresce com o tempo, e a velocidade síncrona é a medida real do ângulo do rotor. Para efeito de determinação do deslocamento angular, é interessante definir o ângulo do rotor em relação a um eixo de referência girando à velocidade síncrona do sistema.

Definindo-se:

$$\theta_m = \omega_s t + \delta_m \quad (8.30)$$

onde:

$\delta_m$  = deslocamento angular do rotor rad mecânicos

$\omega_s$  = velocidade síncrona da máquina rad/s

e derivando a Equação 8.30 com relação ao tempo, tem-se:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_s + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (8.31)$$

do que se verifica que a velocidade angular do rotor somente é constante e igual à velocidade síncrona quando a variação angular do rotor for nula.

Derivando-se a Equação 8.31, tem-se:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (8.32)$$

que representa a aceleração do rotor.

Substituindo a Equação 8.32 na Equação 8.29, tem-se:

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad [Nm] \quad (8.33)$$

sendo a velocidade angular do rotor dada por:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad [rad/s] \quad (8.34)$$

e multiplicando-se a Equação 8.33 por  $\omega_m$  vem:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m T_m - \omega_m T_e = \omega_m T_a \quad (8.35)$$

e sendo o produto  $\omega T$  da velocidade angular pelo torque dimensionalmente igual a potência, tem-se:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [W] \quad (8.36)$$

onde:

$P_m$  = potência mecânica no eixo do gerador

$P_e$  = potência elétrica fornecida no entreferro do gerador ao estator

$P_a$  = potência acelerante no rotor

$J_m\omega_m$  = momento angular do rotor

Na velocidade síncrona  $\omega_s$  o produto  $J_m\omega_m$  é denominado constante de inércia da máquina, para o qual é utilizado o símbolo  $M$ . A Equação 8.36 é escrita como:

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [W] \quad (8.37)$$

O valor de  $M$  é obtido para a velocidade síncrona  $\omega_s$  e constante apenas para esta condição. Ocorre que a velocidade angular do rotor  $\omega_m$  não é constante, quando o gerador está em operação no sistema sincronizado com outros geradores, devido à variação da carga (em regime permanente) ou devido a uma perturbação ocorrida no sistema (durante um transitório). Na prática, entretanto, como a variação da velocidade do rotor em relação à velocidade síncrona é muito pequena, nos cálculos de estabilidade pode-se admitir que  $M$  é constante.

Para facilitar os cálculos de estabilidade e em função de  $M$  apresentar valores numéricos muito grandes, utiliza-se a constante de inércia sob outra forma e em pu (portanto adimensional) para a qual é utilizado o símbolo  $H$  e definida como:

$$H = \frac{\text{Energia cinética na velocidade síncrona}}{\text{Potência da máquina}} \left[ \frac{MJ}{MVA} \right] \quad (8.38)$$

isto é, a constante de inércia de uma máquina é a relação entre a energia cinética na velocidade nominal e a potência base:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_s}{S_{maq}} \left[ \frac{MJ}{MVA} \right] \quad (8.39)$$

onde  $S_{maq}$  é a potência nominal da máquina em MVA.

Da Equação 8.39, trocando-se de lado os termos, vem:

$$M = \frac{2H}{\omega_s} S_{maq} \quad [MJ/rad] \quad (8.40)$$

e substituindo  $M$  na Equação 8.37 tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_{maq}} = \frac{P_a}{S_{maq}} \quad (8.41)$$

na qual se tem  $\delta_m$  expresso em radianos mecânicos,  $\omega_s$  expresso em radianos por segundo,  $P_m$ ,  $P_e$  e  $P_a$  expressos em W e  $S_{maq}$  expresso em MVA, tendo-se então o resultado em pu e pode-se escrever:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [pu] \quad (8.42)$$

Sendo  $f$  a frequência do sistema em Hz, a Equação 8.42 fica:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [pu] \quad (8.43)$$

e quando o ângulo  $\delta$  está em graus elétricos:

$$\frac{H}{180f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [pu] \quad (8.44)$$

A Equação 8.44 é denominada **equação de oscilação** da máquina e é a equação fundamental que permite determinar as condições dinâmicas da máquina síncrona (velocidade e deslocamento angular do rotor) e, assim, as condições de estabilidade da máquina.

Em estudos de estabilidade com várias máquinas síncronas, apenas uma potência é tomada como base (comumente, 100 MVA). Assim, o segundo membro da equação de oscilação 8.44 de cada máquina deve ser expresso em  $pu$  na base comum. Por sua vez, a

constante  $H$ , no primeiro membro, deve ser consistente com a base do sistema. Isso deve ser feito convertendo a constante  $H$  de cada máquina (dada na própria potência), a um valor determinado pela base do sistema. Na Equação 8.39, multiplicando cada lado pela relação  $S_{maq} / S_{sistema}$ , obtém-se:

$$\frac{S_{maq}}{S_{sistema}} H_{maq} = \frac{S_{maq}}{S_{sistema}} \frac{\frac{1}{2} M \omega_s}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2} M \omega_s}{S_{sistema}} \quad (8.45)$$

sendo:

$$\frac{\frac{1}{2} M \omega_s}{S_{sistema}} = H_{sistema} \quad (8.46)$$

vem:

$$H_{sistema} = H_{maq} \frac{S_{maq}}{S_{sistema}} \quad (8.47)$$

## EXEMPLO 8.2

Um gerador de 465 MVA, 418,5 MW, fp 0,90, com tensão nominal de 16,5 kV, tem um momento de inércia igual a 80000 tm<sup>2</sup> e sua velocidade nominal é 128,6 rpm.

Calcular o valor:

- da constante de inércia,  $H$ , em MWs/MVA;
- de  $M$ , em MJ/gradu elétrico.

## SOLUÇÃO

- cálculo de  $H$  (em unidades métricas):

$$H = \frac{1,37 \times 10^{-6} \times (PD^2) \times (rpm)^2}{S_{nominal}}, \text{ com } (PD^2) \text{ em tm}^2 \text{ e } S \text{ em MVA}$$

$$PD^2 = 80000 \text{ tm}^2$$

$$H = \frac{1,37 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^4 \times (128,6)^2}{465} = 3,8980 \frac{\text{MWs}}{\text{MVA}} \text{ na base de 465 MVA}$$

$$H = 3,8980 \times \frac{465}{100} = 18,1257 \frac{MWs}{MVA} \text{ na base de 100 MVA}$$

b) cálculo de  $M$ :

$$M = \frac{GH}{180f} = \frac{465 \times 3,8980}{180 \times 60} = 0,1678 \frac{MJs}{\text{grau elétrico}}$$

### EXEMPLO 8.3

Supondo que em uma usina haja duas máquinas iguais e com as características da máquina do Exemplo 8.2, ligadas ao barramento da usina, calcular a inércia equivalente a estas duas máquinas:

- na base de potência das máquinas;
- na base de 100 MVA.

### SOLUÇÃO

a) na base de potência das máquinas, tem-se:

$$\begin{aligned} H_{eq} &= (H_1 \times S_1 + H_2 \times S_2) / S_b \\ &= \frac{(3,8980 \times 465 + 3,8980 \times 465)}{465} \\ \therefore H_{eq} &= 7,7960 \frac{MWs}{MVA} \end{aligned}$$

b) na base de 100 MVA, tem-se:

$$\begin{aligned} H_{eq_{100}} &= 7,7960 \times \frac{465}{100} \\ H_{eq_{100}} &= 36,25 \text{ s} \end{aligned}$$

### EXEMPLO 8.4

Um turbogerador de 4 polos, 500 MVA, 22 kV, tem uma constante de inércia de  $H=7,5$  MWS/MVA.

Calcular:

- energia cinética armazenada no rotor à velocidade síncrona;
- a aceleração angular, se a potência elétrica entregue é 400 MW e a potência no eixo menos as perdas é 740000 hp.

### SOLUÇÃO

- energia cinética:

$$e = 7,5 \frac{MJ}{MVA} \times 500 \text{ MVA} = 3750,0 \text{ MJ}$$

- aceleração angular:

$$740000 \text{ hp} = \frac{740000 \times 746}{10^6} = 552 \text{ MW} \cong P_m$$

$$P_a = P_m - P_e = 552 - 400 = 152 \text{ MW}$$

$$P_a = M \alpha$$

$$\alpha = \text{aceleração angular} = \frac{P_a}{M}$$

$$H \frac{d^2\theta}{dt^2} = \alpha = \frac{P_a}{M}$$

$$M = \frac{GH}{180f} = \frac{500 \times 7,5}{180 \times 60}$$

$$\alpha = \frac{P_a}{M} = \frac{152 \times 180 \times 60}{500 \times 7,5} = 437,76 \frac{\text{grauelétrico}}{s^2}$$

como a máquina tem 4 polos = 2 pares de polos

$$\alpha = \frac{437,76}{2} = 218,88 \frac{\text{grau mecânico}}{s^2}$$

cada rotação  $\cong 360^\circ$  mecânico

$$\text{variação em cada rotação} = \frac{218,88^\circ}{360^\circ} = 0,6080 \frac{\text{rot}}{\text{s}^2}$$

em um minuto há 60 s

$$\therefore 60 \times 0,6080 = 36,48 \text{ rpm/s}$$

### EXEMPLO 8.5

Se a aceleração calculada para o gerador do Exemplo 8.4 for mantida constante por um período de 15 ciclos.

Calcular:

- a) a variação no ângulo  $\delta$ , em graus elétricos neste período;
- b) a velocidade em rpm no final do período de 15 ciclos, assumindo que o gerador estava sincronizado com um sistema de grande porte e não tinha torque acelerante antes do início do período considerado.

### SOLUÇÃO

- a) variação do ângulo  $\delta$ :

$$15 \text{ ciclos} \cong \frac{15}{60} \cong 0,25 \text{ s}$$

$$\alpha = 437,76 \frac{\text{grau elétrico}}{\text{s}^2}$$

$$\therefore \Delta\delta = 437,76 \times (0,25)^2 = 27,36 \text{ grau elétrico}$$

- b) rotação no final do período:

$$\text{rotação nominal } n = \frac{120f}{p} = \frac{120 \times 60}{4} = 1800 \text{ rpm}$$

$$\text{no final de } 0,25 \text{ s } n' = 1800 + 0,25 \times 36,48 = 1809,1 \text{ rpm}$$

## 8.5.2 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método da Igualdade de Áreas

Para a análise da estabilidade transitória de um sistema multimáquinas, é necessário resolver a equação de oscilação para cada máquina, porém, para sistemas que podem ser reduzidos à condição de duas máquinas ou máquina – barra infinita, é possível utilizar um método simplificado, como é o método da igualdade de áreas. Embora este método apresente resultados aproximados, sua aplicação facilita o entendimento dos fenômenos que ocorrem durante a oscilação de potência em uma análise de estabilidade em um sistema.

Grandes perturbações no sistema, como curtos-circuitos, chaveamentos de linhas de transmissão (conexão ou desconexão) e grandes variações de carga, causam variação súbita da potência elétrica nos terminais das máquinas, enquanto que a potência mecânica no eixo permanece praticamente constante durante o tempo do transitório, dando origem a uma potência acelerante  $P_a = P_m - P_e$  que pode ser positiva ou negativa.

Considerando-se um sistema máquina – barra infinita operando na condição de estabilidade em regime permanente, tem-se a máquina operando com um determinado ângulo  $\delta_0$ , para o qual se tem a máquina entregando uma potência elétrica  $P_e$  e recebendo no eixo uma potência mecânica  $P_m$ , definido por um ponto  $a$  da curva potência – ângulo como mostrado na Figura 8.14.

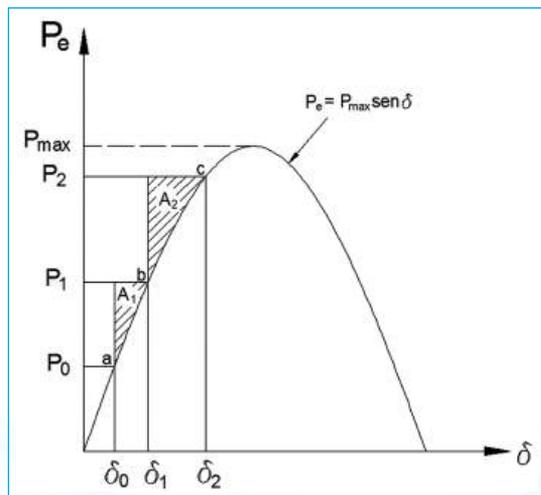


Figura 8.14 – Curva potência – ângulo

Estando o sistema em regime permanente, tem-se que as potências mecânica e elétrica serão iguais e a potência acelerante será nula. Quando ocorre uma perturbação no sistema, a potência elétrica varia e surge uma potência acelerante  $P_a$  e, nesta condição, se terá uma variação do ângulo  $\delta$ , conforme se obtém levando-se esta condição à Equação 8.37.

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a \quad [\text{W}] \quad (8.48)$$

$$\frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{M}$$

Se o ângulo  $\delta$  crescer indefinidamente com o tempo, a máquina perderá o sincronismo e o sistema será instável. Por outro lado, se o ângulo  $\delta$  variar com oscilações amortecidas (não sinusoidais) devido à existência de amortecimento (não considerado na equação de oscilação), o sistema será estável. Estas duas situações estão mostradas graficamente na Figura 8.15.

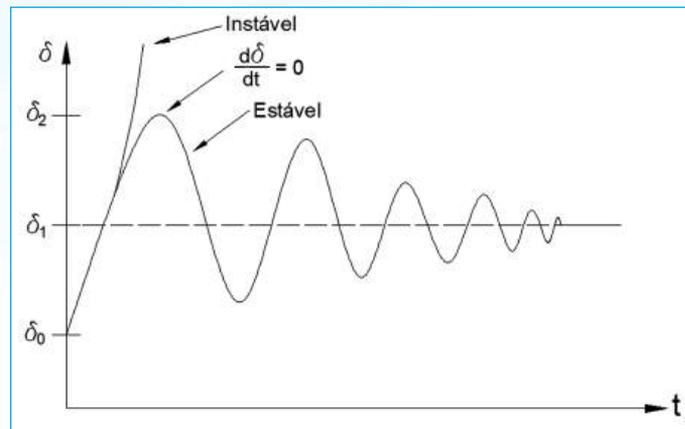


Figura 8.15 – Curva ângulo  $\delta$  – tempo

Para que o sistema seja estável, é necessário que, em algum instante:

$$\frac{d\delta}{dt} = 0 \quad (8.49)$$

Admitindo-se a Equação 8.49 como um critério para a estabilidade do sistema, pode-se determinar as condições a considerar para que seja mantida a estabilidade após uma grande perturbação.

Tomando-se a equação de oscilação 8.48 e multiplicando-a por  $2\frac{d\delta}{dt}$ , tem-se:

$$2\frac{d\delta}{dt}\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = 2\frac{d\delta}{dt}\frac{P_a}{M} \quad (8.50)$$

que, integrada em relação ao tempo, resulta em:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{2}{M}\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (8.51)$$

Sendo  $P_a = P_m - P_e$  a potência acelerante e  $\delta_0$  o ângulo do rotor antes do início das oscilações devido à perturbação, o critério de estabilidade da Equação 8.49 implica em que em algum momento:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta = 0 \quad (8.52)$$

A condição determinada pela Equação 8.49 levada à curva potência – ângulo da Figura 8.14, e considerando-se a potência passando da potência inicial  $P_0$  para a potência  $P_1$  devido a uma potência acelerante  $P_a$ , mostra que, para haver estabilidade, a área sob o gráfico quando da ocorrência de potência acelerante deve ser nula em algum momento, ou seja, a área devida à aceleração deve ser igual à área devida à desaceleração. Esta condição define o critério de igualdade de áreas e é mostrada, graficamente, na Figura 8.16.

A Equação 8.51 mostra que a área sob a curva potência – ângulo da Figura 8.14 é proporcional à velocidade angular ao quadrado, com a velocidade relativa à velocidade síncrona de referência. Como a energia cinética também é proporcional à velocidade ao quadrado, pode-se relacionar esta área à energia cinética relativa a uma referência rotativa. Quando  $P_m > P_e$  o rotor acelera e adquire uma energia  $A_1$  que deve ser compensada por uma energia  $A_2$  quando  $P_m < P_e$  e o rotor desacelera mantendo, desta forma, o ângulo  $\delta$  oscilando dentro da faixa de valores  $\delta_0$  a  $\delta_2$  e mantendo a estabilidade. Devido ao amortecimento o ângulo  $\delta$  tende para o ângulo  $\delta_1$  que é a nova condição de regime permanente, como mostrado na Figura 8.15.

Admitindo-se uma máquina conectada a um sistema de grande porte (barra infinita) operando em regime permanente com uma potência  $P_0$  e um ângulo  $\delta_0$  correspondendo ao ponto a da curva potência – ângulo da Figura 8.16 e tendo-se:

$$P_{m0} = P_{e0} = P_{\max} \operatorname{sen}\delta_0 \quad (8.53)$$

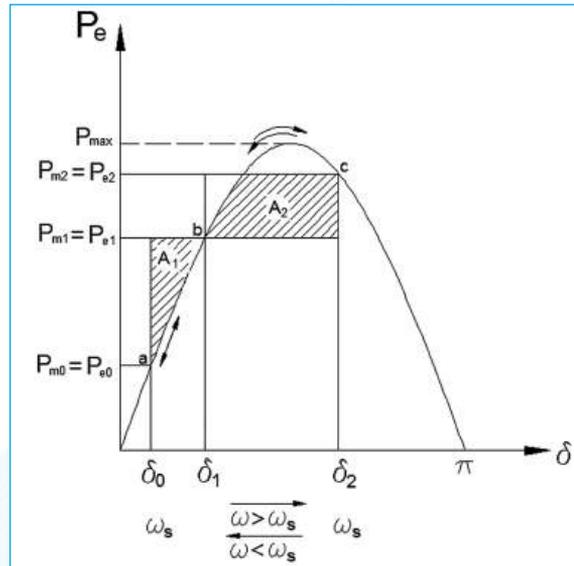


Figura 8.16 – Curva potência – ângulo  $\delta$

Se num determinado momento a potência mecânica no eixo sofrer um aumento (com a abertura da válvula de entrada de água em uma turbina hidráulica, por exemplo) passando para a potência  $P_{m1}$ , o que faz com surja uma potência acelerante  $P_a$ , positiva, fazendo com que o ângulo do rotor se mova para a posição  $b$  da curva e causando o aumento da velocidade do rotor de  $\omega_s$  para  $\omega$ . Para o sistema máquina – barra infinita, as condições elétricas de tensão interna da máquina  $E_g$  e a tensão da barra infinita  $E_\infty$  não mudam e nem a reatância  $X_s$  do sistema que conecta a máquina à barra infinita muda, mas a aceleração do rotor faz com que o ângulo de potência aumente gradativamente. Este processo continua e, com o aumento do ângulo de potência, aumenta a potência elétrica  $P_e$  nos terminais da máquina, até que no ponto  $b$  tem-se:

$$\begin{aligned} P_{e1} &= P_{m1} \\ P_a &= 0 \\ \delta &= \delta_1 \end{aligned} \quad (8.54)$$

A velocidade angular  $\omega$ , variação  $d\delta/dt$  do ângulo com o tempo, entretanto, não é nula neste ponto e é positiva, fazendo com que o ângulo  $\delta$  continue aumentando e indo até  $\delta_2$  no ponto  $C$  e a potência elétrica atinja o valor  $P_{e2}$ . Neste período a potência elétrica passou a ser maior do que a potência mecânica, e a potência acelerante passou a ser negativa, o que faz com que o ângulo atinja o valor máximo  $\delta_2$  no ponto  $C$  da curva e passe a diminuir, voltando ao ponto  $b$  e, como também se tem  $d\delta/dt \neq 0$  o ângulo  $\delta$

continua variando indo até o ponto **a** e assim sucessivamente. Este movimento oscilatório continuaria indefinidamente considerando as condições ideais adotadas, porém, como há um amortecimento na máquina, o ângulo  $\delta$  oscilará em torno de  $\delta_1$  até estabilizar neste valor, que é a nova condição de estabilidade de regime permanente, como mostrado na Figura 8.15.

De acordo com a Equação 8.49, para que o sistema seja estável, o critério de igualdade de áreas requer que as áreas  $A_1 = A_2$  da Figura 8.16 sejam iguais e então:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{m1} - P_{\max} \operatorname{sen} \delta) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_{\max} \operatorname{sen} \delta - P_{m1}) d\delta \quad (8.55)$$

ou:

$$P_{m1} (\delta_1 - \delta_0) + P_{\max} (\cos \delta_1 - \cos \delta_0) = P_{m1} (\delta_1 - \delta_2) + P_{\max} (\cos \delta_1 - \cos \delta_2) \quad (8.56)$$

Com o que se pode determinar um ângulo  $\delta_2$  tal que  $A_1 = A_2$  e cujo valor é obtido por:

$$\delta_2 = \delta_{\max} = \pi - \delta_1 = \pi - \operatorname{sen}^{-1} \left( \frac{P_{m1}}{P_{\max}} \right) \quad (8.57)$$

Verifica-se que o sistema permanecerá estável mesmo que o rotor oscile além do ângulo  $\delta = 90^\circ$  desde que o critério de igualdade de áreas seja atendido. A condição de que o ângulo  $\delta = 90^\circ$  somente se aplica para estabilidade em regime permanente.

Qualquer valor de potência mecânica superior a  $P_{m1}$  fará com que a área  $A_2$  seja menor do que  $A_1$  de forma que o excesso de energia cinética leva o ângulo  $\delta$  além da posição do ponto **C**, e a potência desacelerante muda para acelerante, fazendo com que o sistema se torne instável. Verifica-se, assim, que há um limite superior a um aumento brusco de potência mecânica, passando de  $P_{m0}$  para  $P_{m1}$  para que o sistema permaneça estável.

Perturbações de grande magnitude, como chaveamentos de linhas de transmissão, e grandes variações de carga, que causam variação súbita da potência elétrica nos terminais, podem ser analisadas diretamente por este método. No caso de curtos-circuitos, entretanto, embora causem uma variação da potência elétrica na máquina, a análise de estabilidade visa determinar se o desligamento da linha de transmissão em curto, com o tempo de atuação dos relés, mantém a estabilidade do sistema e, caso contrário, qual o tempo máximo para o desligamento (denominado tempo crítico de desligamento). Esta

análise não possibilita a obtenção direta do tempo crítico, mas sim do ângulo crítico que corresponde a esse tempo.

A análise da estabilidade com a utilização do método da igualdade de áreas será mostrada, para melhor entendimento, para casos típicos de grandes perturbações, como mostrado a seguir, tomando-se como referência o sistema do Exemplo 8.1.

A estabilidade do sistema depende do tempo de eliminação do distúrbio ocorrido, porém o método de igualdade de áreas não possibilita determinar exatamente este tempo pois o critério de igualdade de áreas dá apenas uma resposta qualitativa da estabilidade do sistema.

O sistema da Figura 8.17 opera com potência mecânica de entrada  $P_m$ , potência de saída  $P_e$  e ângulo  $\delta_0$ , sendo  $P_m = P_e$  conforme mostrado no ponto a no diagrama  $P_e - \delta$  da Figura 8.18.

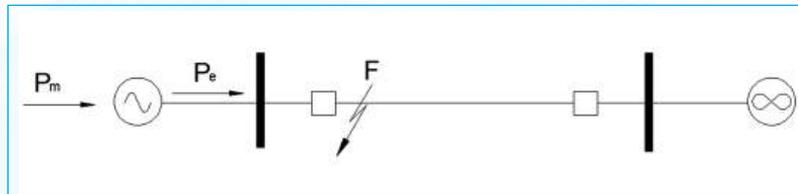


Figura 8.17 – Sistema máquina ligada a um sistema de grande porte (barra infinita)

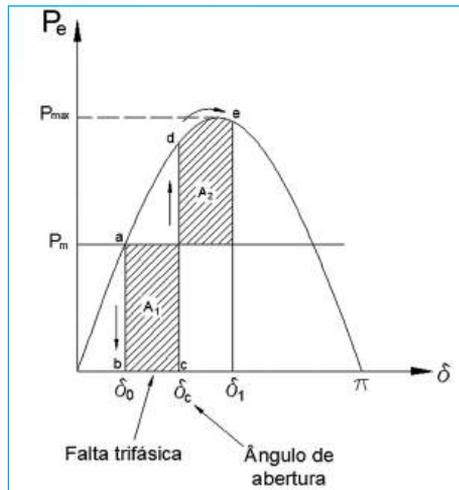


Figura 8.18 – Sistema com falta trifásica – ângulo de eliminação da falta

Se ocorrer uma falta trifásica no ponto  $F$  da linha radial de saída, a potência elétrica do gerador instantaneamente se reduz a zero, isto é,  $P_e = 0$  e a condição de operação  $P_e - \delta$  cai até  $b$ . A área de aceleração  $A_1$  começa a aumentar, fazendo o ângulo do rotor aumentar, enquanto o ponto de operação se move ao longo de  $bc$ . No tempo  $t_c$  correspondente ao ângulo  $\delta_c$  o defeito na linha é eliminado (considerando a abertura e o religamento da linha para o caso de um curto-circuito trifásico não permanente). Os valores de  $t_c$  e  $\delta_c$  são respectivamente chamados de **tempo de eliminação** e **ângulo de eliminação**. O sistema volta à condição de operação normal e transmite  $P_e = P_{\max} \text{sen } \delta$ , ou seja, o ponto de operação se move até  $d$  na curva  $P_e - \delta$  original. O rotor agora desacelera, e a área de desaceleração  $A_2$  começa enquanto o ponto de operação se move ao longo de  $d$  e  $e$ .

O sistema será estável se  $A_2 = A_1$ , para o que se obtém o ângulo  $\delta_1$  e, neste caso, o sistema finalmente estabiliza-se no ponto de operação estável  $a$  de um modo oscilatório por causa do amortecimento intrínseco.

O valor do tempo de chaveamento correspondente ao ângulo de chaveamento pode ser estabelecido apenas através de integração numérica, exceto nesse caso simples, enquanto o tempo que o disjuntor deveria abrir é difícil de estabelecer.

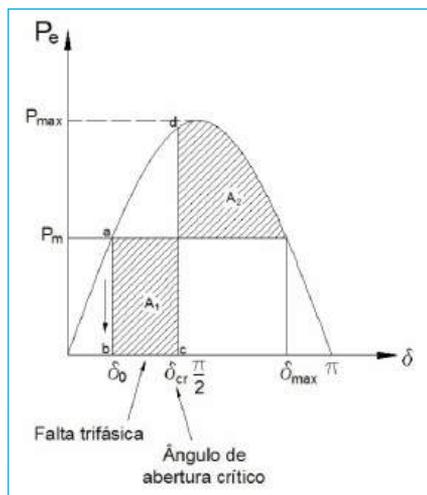


Figura 8.19 – Sistema com falta trifásica – ângulo crítico de eliminação da falta

Conforme o tempo de eliminação da falta é atrasado  $A_1$  aumentará fazendo levar a  $A_2 = A_1$  e  $\delta_1 = \delta_{\max}$ , como mostrado na Figura 8.19, atingindo o limite de estabilidade. Para um tempo de chaveamento (ou ângulo) maior que este valor, o sistema pode se tornar instável como  $A_2 > A_1$ . O valor máximo permitido para o tempo de chaveamento

e o ângulo para que o sistema continue estável são conhecidos como, respectivamente, **tempo crítico de chaveamento e ângulo crítico**.

Para esse caso simples ( $P_e = 0$  durante a falta), são mostradas as relações entre  $\delta_c$  (crítico) e  $t_c$  (crítico). Todos os ângulos estão em radianos.

Da Figura 8.19 tem-se que:

$$\delta_{\max} = \pi - \delta_0 \quad (8.58)$$

e:

$$P_{\max} = P_{\max} \text{sen} \delta_0 \quad (8.59)$$

sendo:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - 0) d\delta = P_m (\delta_{cr} - \delta_0)$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{\max}} (P_{\max} \text{sen} \delta - P_m) d\delta = P_{\max} (\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{\max}) - P_m (\delta_{\max} - \delta_{cr})$$

Para o sistema ser estável é necessário que  $A_2 = A_1$ , do que resulta:

$$\cos \delta_{cr} = \frac{P_m}{P_{\max}} (\delta_{\max} - \delta_0) + \cos \delta_{\max} \quad (8.60)$$

onde:

$$\delta_{cr} = \text{ângulo de chaveamento crítico}$$

Substituindo as Equações 8.57 e 8.58 na Equação 8.59, tem-se:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0) \text{sen} \delta_0 - \cos \delta_0] \quad (8.61)$$

Durante o período de persistência da falta, a equação da oscilação é:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} P_m \quad (8.62)$$

$$P_a = P_m - P_e ; P_e = 0 ; P_a = P_m$$



- b) transformador: elevador 70,0 MVA, 13,8-230 kV, trifásico, reatância 13,45 % (nas bases nominais);
- c) linha de transmissão: 230 kV,  $R = 22,7338 \Omega$ ,  $X = 116,0494 \Omega$ ,  $B = 0,000721 S$ ,  $d = 225 \text{ km}$ .

O gerador opera normalmente entregando 50 MW de potência ao sistema, com a tensão do sistema em 100%, quando um curto-circuito trifásico ocorre na linha de transmissão na proximidade da barra de alta tensão da subestação elevadora, e é eliminado após 6 ciclos com o desligamento da linha pelos disjuntores de seus terminais e imediatamente é religada, possibilitando a volta à operação normal do sistema.

Determinar o ângulo crítico e o tempo crítico de chaveamento para a eliminação da falta.

Verificar se o sistema é estável.

## SOLUÇÃO

Dados em pu na base de 100 MVA:

$$X'_G = j0,5298 \text{ pu}$$

$$X_T = j0,1921 \text{ pu}$$

$$X_{LT} = j0,2194 \text{ pu}$$

$$P_G = j0,5000 \text{ pu}$$

$$H = 1,6076 \text{ s}$$

Tensão interna do gerador e ângulo inicial:

$$\begin{aligned} \dot{E}_{\text{int}} &= \dot{E}_{\infty} + (\dot{X}_{LT} + \dot{X}_T + \dot{X}'_G) \times \dot{I}_{\infty} \\ &= 1,0000 \angle 0,0000^{\circ} + (j0,2194 + j0,1921 + j0,5298) \times 0,5000 \angle 0,0000^{\circ} \\ &= 1,1052 \angle 25,2064^{\circ} \end{aligned}$$

Potência máxima transmissível:

$$P_{\text{max}} = \frac{E_G E_{\infty}}{X_{\text{tot}}} \text{sen}90^{\circ} = \frac{1,1052 \times 1,0000}{0,9413} \times 1,0000 = 1,1742 \text{ pu}$$

Ângulo crítico de abertura:

$$\delta_o = 25,2064^\circ = 0,4399 \text{ rad}$$

$$\begin{aligned}\delta_{cr} &= \cos^{-1} \left[ (\pi - 2\delta_o) \operatorname{sen} \delta_o - \cos \delta_o \right] = \\ &= \cos^{-1} \left[ (3,1416 - 2 \times 0,4399) \operatorname{sen}(0,4399) - \cos(0,4399) \right] \\ &= 1,5123 \text{ rad} = 86,6495^\circ\end{aligned}$$

Tempo crítico de abertura:

$$\begin{aligned}t_{cr} &= \sqrt{\frac{2H(\delta_{cr} - \delta_o)}{\pi f P_m}} \\ &= \sqrt{\frac{2 \times 1,6076(1,5123 - 0,4399)}{3,1416 \times 60 \times 0,50000}} \\ &= 0,1913 \text{ s} = 11,4762 \text{ ciclos}\end{aligned}$$

### 8.5.3 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método Passo a Passo

Como mostrado anteriormente, a análise da estabilidade de um sistema é feita pela solução da equação de oscilação para cada máquina do sistema a partir da condição de regime permanente desde o momento da perturbação e durante o período de análise desejado. A equação de oscilação é uma equação diferencial de segunda ordem e não tem solução direta, devendo ser resolvida por métodos numéricos.

Um método simplificado para obter a solução da equação de oscilação com cálculos manuais é o **método passo a passo**, que utiliza o cálculo por passos para pequenos intervalos de tempo e pequenos incrementos da variável independente. Neste método a variação da posição angular do rotor durante um intervalo de tempo é calculada admitindo as seguintes condições:

- a) a potência acelerante  $P_o$ , calculada no início de um intervalo de tempo, é constante desde o meio do intervalo precedente até a metade do intervalo considerado;

b) a velocidade angular é constante em todo o intervalo de tempo, sendo considerado para esta grandeza o valor que possuía no meio do intervalo.

Essas condições são aproximações, em virtude de que  $\delta$  varia continuamente e tanto  $P_a$  como  $\omega$  são funções de  $\delta$ .

A solução obtida pelo método aproximado será tanto mais próxima da solução exata quanto menor for o intervalo de tempo utilizado. A Figura 8.20 ilustra as condições utilizadas para os cálculos.

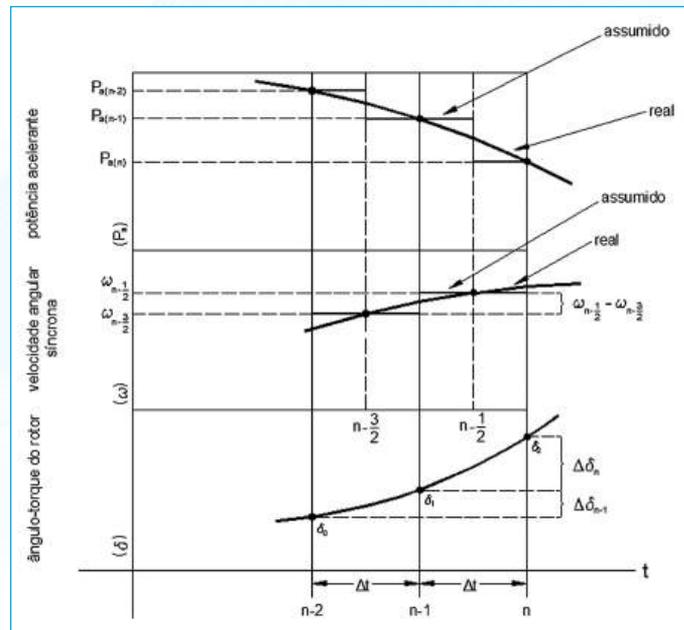


Figura 8.20 – Valores admitidos e reais para  $P_a$ ,  $\omega$  e  $\delta$

A potência acelerante é calculada para o final dos intervalos  $n-2$ ,  $n-1$  e  $n$ , que iniciam os intervalos  $n-1$ ,  $n$  e  $n+1$ . A linha em degraus de  $P_a$  resulta de que se admite que  $P_a$  é constante entre os pontos médios dos intervalos. Da mesma forma  $\omega_s$ , que é a velocidade angular que excede a velocidade angular síncrona  $\omega_s$ , é mostrada como uma linha em degraus constante em todo o intervalo e seu valor é calculado no ponto médio do mesmo, porém, entre os pontos com ordenadas  $n-3/2$  e  $n-1/2$ , a velocidade angular  $\omega$  varia devido à potência acelerante, sendo esta variação de velocidade angular dada pelo produto da aceleração pelo intervalo de tempo:

$$\omega_{n-\frac{1}{2}} - \omega_{n-\frac{3}{2}} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \Delta t = \frac{\omega_s}{2H} P_{a,n-1} \Delta t \quad (8.65)$$

A variação de  $\delta$  em um intervalo de tempo é dada pelo produto de  $\omega$  pelo intervalo de tempo, resultando na variação de  $\delta$  no intervalo n-1:

$$\Delta\delta_{n-1} = \delta_{n-1} - \delta_{n-2} = \Delta t \omega_{n-\frac{3}{2}} \quad (8.66)$$

e no enésimo intervalo:

$$\Delta\delta_n = \delta_n - \delta_{n-1} = \Delta t \omega_{n-\frac{1}{2}} \quad (8.67)$$

Subtraindo a Equação 8.66 da Equação 8.67 e substituindo a Equação 8.65 na equação resultante para eliminar todos os valores de  $\omega$ , vem:

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + k P_{a,n-1} \quad (8.68)$$

onde:

$$k = \frac{\omega_s}{2H} \Delta t^2 = \frac{\Delta t^2}{M} \quad (8.69)$$

### EXEMPLO 8.7

Resolver o Exemplo 8.6 utilizando o método passo a passo.

### SOLUÇÃO

Iniciando com a condição de regime permanente e considerando um intervalo de tempo de 10 milissegundos para os cálculos, tem-se:

$$\Delta t = 0,010 \text{ s}$$

$$M = \frac{GH}{180f} = \frac{0,6870 \times 1,6076}{180 \times 60} = 0,000102 \text{ pu}$$

$$\frac{(\Delta t)^2}{M} = \frac{(0,010)^2}{0,000102} = 0,9779$$

antes da falta – regime permanente:

$$E_0 = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m0} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e0} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{a0} = 0,0000 \text{ pu}$$

no instante da falta:

$$E_0 = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m0} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e0} = 0,0000 \text{ pu}$$

$$P_{m0} = P_{\max} \text{sen} \delta_0$$

$$\delta_0 = \arcsen \left( \frac{0,5}{P_{\max}} \right)$$

$$\delta_0 = 25,2064^\circ$$

durante a falta – regime transitório:

no primeiro intervalo de tempo logo após a ocorrência da falta, utiliza-se o valor médio da potência acelerante, pois a sua variação no momento em que ocorre a falta não é instantânea:

$$E_1 = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m1} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e1} = 0,0000 \text{ pu}$$

$$P_{a1} = \frac{P_{m1} - P_{e1}}{2} = \frac{0,5000 - 0,0000}{2} = 0,2500 \text{ pu}$$

$$\Delta \delta_1 = P_{a1} \cdot \frac{(\Delta t)^2}{M} = 0,2500 \cdot 0,9779 = 0,2451^\circ$$

$$\delta_1 = \delta_0 + \Delta \delta_1 = 25,2064^\circ + 0,2445^\circ = 25,4515^\circ$$

para os demais intervalos de tempo, utiliza-se o valor integral da potência acelerante:

$$E_2 = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m2} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e2} = 0,0000 \text{ pu}$$

$$P_{a2} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$\delta_2 = \delta_1 + \Delta\delta_2 = 25,4515^\circ + 0,7353^\circ = 26,1868^\circ$$

$$E_3 = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m3} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e3} = 0,0000 \text{ pu}$$

$$P_{a3} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_3 = \Delta\delta_2 + P_{a3} \cdot \frac{(\Delta t)^2}{M} = 0,7353^\circ + 0,5000 \cdot 0,9779 = 1,2255^\circ$$

$$\delta_3 = \delta_2 + \Delta\delta_3 = 26,1844^\circ + 1,2255^\circ = 27,4123^\circ$$

A falta é eliminada após 6 ciclos, ocorrendo até o intervalo 10:

$$P_{m10} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e10} = 0,0000 \text{ pu}$$

$$P_{a10} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{o10} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_{10} = \Delta\delta_9 + P_{a10} \cdot \frac{(\Delta t)^2}{M} = 4,1667^\circ + 0,5000 \cdot 0,9779 = 4,6569^\circ$$

$$\delta_{10} = \delta_9 + \Delta\delta_{10} = 45,0593^\circ + 4,6569^\circ = 49,7162^\circ$$

após a eliminação da falta – regime transitório:

no último intervalo de tempo, logo após a eliminação da falta, utiliza-se o valor médio da potência acelerante, pois a sua variação no momento em que a falta é eliminada não é instantânea:

$$E_{11} = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m11} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e11} = P_{\max} \cdot \text{sen}(\delta_{10}) = 0,8957 \text{ pu}$$

$$P_{a11} = \frac{P_{m11} - P_{e11}}{2} = \frac{0,5000 - 0,8957}{2} = -0,1979 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_{11} = \Delta\delta_{10} + P_{a11} \frac{(\Delta t)^2}{M} = 4,6569^\circ - 0,1979 \cdot 0,9779 = 4,4629^\circ$$

$$\delta_{11} = \delta_{10} + \Delta\delta_{11} = 49,7162^\circ + 4,4629^\circ = 54,1791^\circ$$

para os demais intervalos de tempo, utiliza-se o valor integral da potência acelerante:

$$E_{12} = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m12} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e12} = P_{\max} \text{ sen}\delta_{11} = 0,9521 \text{ pu}$$

$$P_{a12} = P_{m12} - P_{e12} = 0,5000 - 0,9521 = -0,4521 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_{12} = \Delta\delta_{11} + P_{a12} \frac{(\Delta t)^2}{M} = 4,4629^\circ - 0,4521 \cdot 0,9779 = 4,0196^\circ$$

$$\delta_{12} = \delta_{11} + \Delta\delta_{12} = 54,1791^\circ + 4,0196^\circ = 58,1987^\circ$$

$$E_{13} = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m13} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e13} = P_{\max} \text{ sen}\delta_{12} = 0,9979 \text{ pu}$$

$$P_{a13} = P_{m13} - P_{e13} = 0,5000 - 0,9958 = -0,4979 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_{13} = \Delta\delta_{12} + P_{a13} \frac{(\Delta t)^2}{M} = 4,0196^\circ - 0,4958 \cdot 0,9779 = 3,5315^\circ$$

$$\delta_{13} = \delta_{12} + \Delta\delta_{13} = 58,1987^\circ + 3,5315^\circ = 61,7302^\circ$$

Calculando até o intervalo 20 após a eliminação da falta:

$$E_{20} = 1,1052 \text{ pu}$$

$$P_{m20} = 0,5000 \text{ pu}$$

$$P_{e20} = P_{\max} \text{ sen}\delta_{19} = 1,0481 \text{ pu}$$

$$P_{a20} = P_{m20} - P_{e20} = 0,5000 - 1,0481 = -0,5481 \text{ pu}$$

$$\Delta\delta_{20} = \Delta\delta_{19} + P_{a20} \frac{(\Delta t)^2}{M} = -15,2617^\circ - 0,5481 \cdot 0,9779 = -1,9541^\circ$$

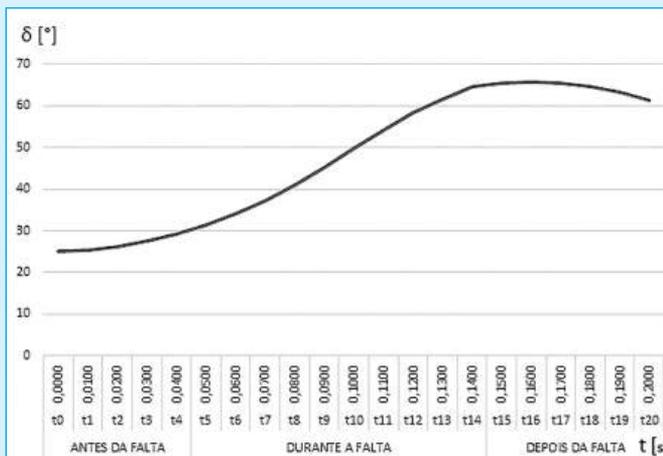
$$\delta_{20} = \delta_{19} + \Delta\delta_{20} = 63,2027^\circ - 1,9541^\circ = 61,2486^\circ$$

Os resultados obtidos para o ângulo  $\delta$ , neste exemplo, considerando o tempo de abertura determinado no Exemplo 8.6, mostram que o sistema é estável para a condição de falta e de tempo de eliminação desta falta, como mostrado na Tabela 8.1 e no gráfico Ângulo x Tempo para condição de abertura em 6 ciclos.

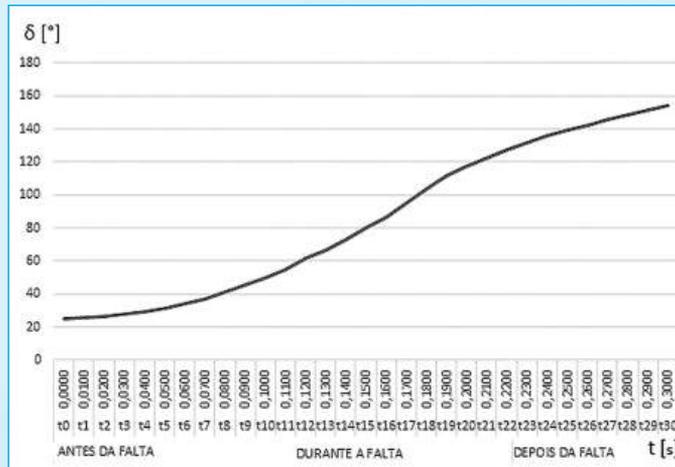
Considerando o tempo de abertura de 12 ciclos de duração da falta e eliminação do curto-circuito, os resultados obtidos para o ângulo  $\delta$  mostram que o sistema é instável para esta condição, como mostra o gráfico Ângulo X Tempo para a condição de abertura de 12 ciclos.

Tabela 8.1 – Resultados Ângulo x Tempo para a condição de abertura no tempo e 6 ciclos

	t	Pm	Pe	Pa	$\Delta\delta$	$\delta$
	[s]	[pu]	[pu]	[pu]	[°]	[°]
ANTES DA FALTA	t0	0,0000	0,5000	0,5000	0,0000	25,2064
	t1	0,0100	0,5000	0,0000	0,2500	25,4515
	t2	0,0200	0,5000	0,0000	0,5000	26,1868
	t3	0,0300	0,5000	0,0000	0,5000	27,4123
	t4	0,0400	0,5000	0,0000	0,5000	29,1280
DURANTE A FALTA	t5	0,0500	0,5000	0,0000	0,5000	31,3339
	t6	0,0600	0,5000	0,0000	0,5000	34,0299
	t7	0,0700	0,5000	0,0000	0,5000	37,2162
	t8	0,0800	0,5000	0,0000	0,5000	40,8927
	t9	0,0900	0,5000	0,0000	0,5000	45,0593
	t10	0,1000	0,5000	0,0000	0,5000	49,7162
	t11	0,1100	0,5000	0,8957	-0,1979	54,1791
t12	0,1200	0,5000	0,9521	-0,4521	58,1987	
t13	0,1300	0,5000	0,9979	-0,4979	61,7302	
t14	0,1400	0,5000	1,0341	-0,5341	64,7380	
DEPOIS DA FALTA	t15	0,1500	0,5000	1,0619	-0,5619	65,5458
	t16	0,1600	0,5000	1,0689	-0,5689	65,7959
	t17	0,1700	0,5000	1,0710	-0,5710	65,4863
	t18	0,1800	0,5000	1,0684	-0,5684	64,6194
	t19	0,1900	0,5000	1,0609	-0,5609	63,2027
	t20	0,2000	0,5000	1,0481	-0,5481	61,2486



Resultados Ângulo x Tempo para a condição de abertura em 6 ciclos



Resultados Ângulo X Tempo para a condição de abertura em 12 ciclos

### 8.5.4 Análise de Estabilidade Transitória pelo Método Clássico em Sistema Multimáquinas

O critério da igualdade de áreas somente pode ser utilizado diretamente em sistemas simples ou em sistemas reduzidos a equivalente máquina-barras infinita ou máquina-máquina. Embora o fenômeno físico observado em duas máquinas basicamente reflita a condição de um sistema multimáquinas, a complexidade numérica cresce com o número de máquinas e um estudo de estabilidade transitória utilizando um equivalente de um sistema multimáquinas não apresentará precisão suficiente, e a obtenção de um equivalente de um grande sistema não é viável.

Em um sistema multimáquinas em condições de transitório eletromecânico, as oscilações intermáquinas ocorrem através do sistema de transmissão que as conectam. Se apenas uma máquina atuar isoladamente como fonte de oscilação, ela causará no sistema interligado uma oscilação eletromecânica determinada por sua inércia e seu coeficiente de potência sincronizante, e a frequência típica de tal oscilação é da ordem de 1 a 2 Hz e sobrepõe-se à frequência nominal de 60 Hz. Quando várias máquinas de um sistema estão oscilando simultaneamente na condição de oscilação transitória, a curva de oscilação reflete a combinação das oscilações das várias máquinas. A frequência do sistema de transmissão, entretanto, não sofrerá grandes variações a partir da frequência nominal. Assim sendo, as considerações feitas para a solução de fluxo de potência e de curto-circuito, como sistema

trifásico simétrico e equilibrado e frequência constante e igual a 60 Hz, são válidas também no caso de estabilidade.

Em virtude da complexidade dos cálculos necessários para a análise de estabilidade transitória de um sistema multimáquinas de grande porte, algumas simplificações são feitas:

- a) a potência mecânica de cada máquina permanece constante durante o tempo do cálculo da curva de oscilação;
- b) a potência de amortecimento é desprezada;
- c) cada máquina é representada por uma tensão constante atrás (em série) com a reatância transitória;
- d) o ângulo mecânico do rotor de cada máquina coincide com o ângulo elétrico da tensão transitória interna;
- e) todas as cargas são consideradas como impedância constante, determinadas com os valores existentes nas condições de regime permanente antes do transitório;
- f) as perturbações são representadas por faltas trifásicas, chaveamento de linhas de transmissão ou transformadores e inserção ou retirada de cargas.

A equação de oscilação 8.44 é uma equação diferencial de segunda ordem e pode ser escrita na forma de duas equações diferenciais de primeira ordem como a Equação 8.70:

$$\frac{H}{180f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \text{ [pu]} \quad (8.70)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{180f}{H} P_a \text{ [rad/s]}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \text{ [grau/s]} \quad (8.71)$$

Resolvendo-se a Equação 8.70, obtém-se  $\omega$  que, levado à Equação 8.71, permite obter  $\delta$ .

O eixo de referência para o ângulo  $\delta$  da máquina é geralmente considerado na barra de referência do estudo de fluxo de potência pré-falta. Durante o estudo transitório, esta referência pode não existir fisicamente no sistema, mas todos os ângulos são calculados em relação a esta. Por isso, no estudo de estabilidade, interessa apenas a diferença angular entre os rotores das máquinas, que indica se o sincronismo entre estas é mantido, sendo que o valor absoluto do ângulo do rotor de cada máquina não fornecerá informações concretas sobre o sincronismo.

Para um sistema multimáquinas em um sistema de transmissão de grande porte (em malha), tem-se uma condição como mostrado na Figura 8.21 e pode-se generalizar a equação de oscilação para as  $n$  máquinas pela expressão:



do momento de inércia das massas da máquina (turbina e rotor) e da constante de tempo do regulador de velocidade que implica em alto tempo de resposta.

A potência elétrica nos terminais das máquinas é calculada a cada intervalo de tempo da simulação pelo cálculo do fluxo de potência com a solução das equações algébricas do sistema elétrico.

Na solução dos estudos de estabilidade, o equacionamento para o cálculo do fluxo de potência necessita ser modificado, alterando a matriz  $Y_{barra}$  de admitâncias nodais de forma a considerar os seguintes aspectos:

- a) acréscimo de um nó para cada máquina de forma a calcular a tensão interna da máquina (atrás da reatância da máquina, conforme o modelo de máquina a ser considerado);
- b) acréscimo de um ramo para cada máquina para considerar a reatância interna da máquina, conforme o modelo de máquina a ser considerado;
- c) característica das cargas por meio de equacionamento que permita calcular o valor das cargas como função da tensão da barra, que varia a cada instante;
- d) condição da perturbação que originou o transitório (falta, desligamento de linha, transformador, desligamento ou conexão de carga de grande porte), e que alteram a topologia do sistema.

### 8.5.5 Análise de Estabilidade Dinâmica

Na análise da estabilidade em regime permanente, não são considerados os efeitos dos reguladores de tensão, porém, o efeito dos reguladores de tensão atuando continuamente é significativo para os limites de estabilidade permanente, pois a ação do regulador de tensão mantém a tensão terminal constante e, para isso, aumenta a tensão interna do gerador e assim o limite de estabilidade varia.

Na análise da estabilidade transitória, em que se considera apenas a primeira oscilação dos ângulos dos rotores, também é usual não se considerar a atuação dos reguladores de tensão, porém, estes reguladores atuam no período considerado para a análise, variando a excitação e, assim, a tensão interna e terminal dos geradores. Os reguladores de velocidade dos geradores têm maiores constantes de tempo e, assim, não atuam no período considerado para a análise da estabilidade transitória.

As considerações feitas implicam em simplificações e podem levar a conclusões errôneas sobre a estabilidade dos sistemas, já que não consideram vários fatores que variam durante o período de oscilação dos ângulos dos rotores dos geradores e também vários fatores de amortecimento que ocorrem no sistema elétrico ou mesmo de fatores que levam a um amortecimento negativo e, conseqüentemente, à instabilidade do sistema.

A análise da estabilidade dinâmica do sistema simula o comportamento total do sistema de potência, cobrindo um tempo de análise de muitos segundos depois da perturbação, e considera o efeito de todas as fontes significativas de amortecimento do sistema, considerando a modelagem completa de geradores, reguladores de tensão e de velocidade, de relés, de disjuntores, de abertura e religamento de linhas de transmissão, das cargas e de quaisquer outros componentes do sistema que tenham comportamento variável. Dessa forma, é possível simular o comportamento dinâmico do sistema em um período longo após a ocorrência de uma perturbação e verificar se haverá amortecimento das oscilações do ângulo dos rotores e, portanto, estabilidade com os ângulos dos geradores atingindo um novo ponto de operação em regime permanente, ou então se haverá afastamento dos ângulos levando à perda de sincronismo entre os geradores e à instabilidade do sistema, como mostrado nas Figuras 8.12, 8.13 e 8.15.

Pode ocorrer, também, que, devido à característica de algum componente do sistema ou de um ajuste inadequado de reguladores de tensão e de velocidade, alguns geradores apresentem amortecimento negativo, levando a oscilações dos ângulos com valores crescentes e finalmente à instabilidade do sistema, como mostrado na Figura 8.22.

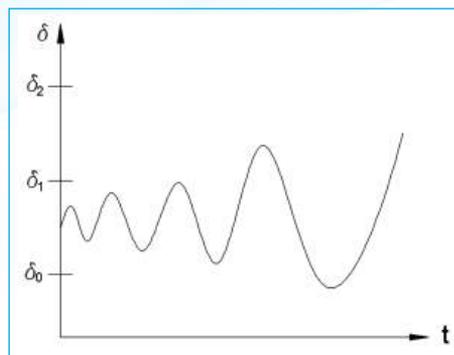
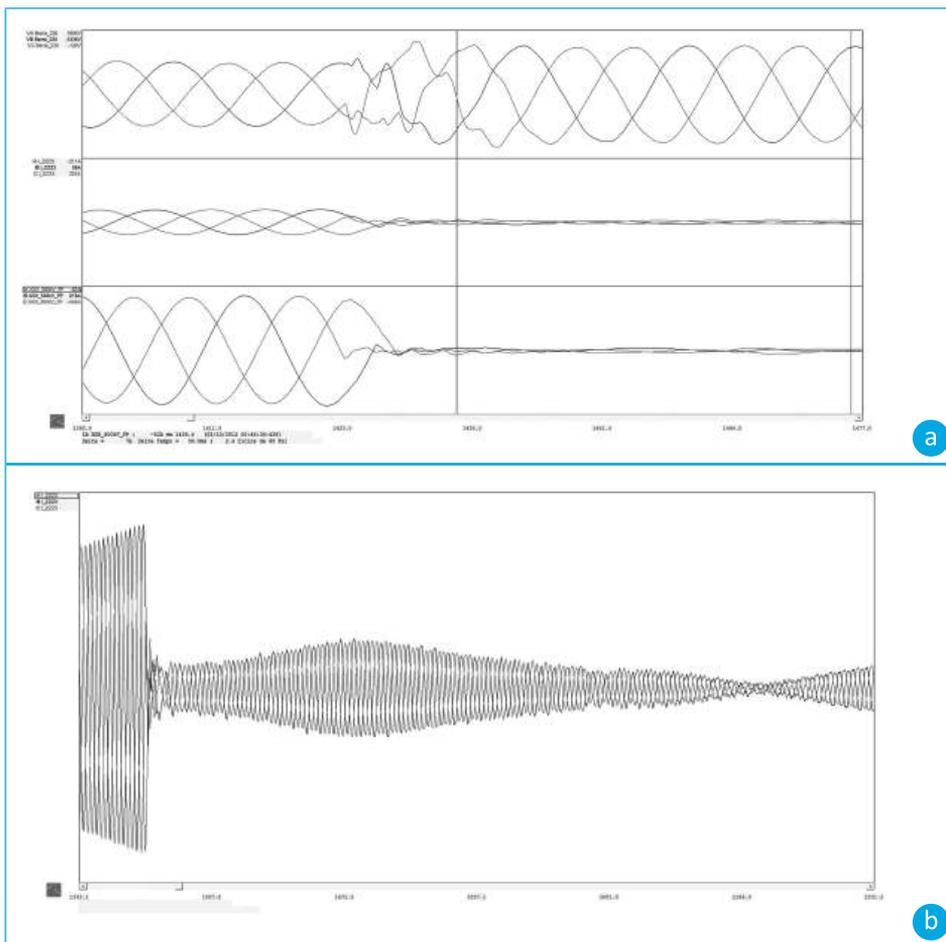


Figura 8.22 – Sistema com amortecimento negativo

Em alguns casos, como em sistemas interligados com linhas relativamente fracas, condições operativas podem levar a um pequeno amortecimento positivo. Em tais casos, as oscilações persistirão por longo tempo após o distúrbio e, desde que o sistema esteja continuamente perturbado, as oscilações poderão parecer contínuas. O sistema não é instável, mas a condição se torna intolerável operativamente.

Devido à importância do amortecimento do sistema no estudo da estabilidade dinâmica, é essencial identificar e representar as fontes causadoras de amortecimento do sistema. Algumas destas proporcionam, ora amortecimento positivo, ora amortecimento negativo, dependendo dos valores dos parâmetros e da condição operativa do sistema.

A Figura 8.23 apresenta as curvas de oscilação de tensão no barramento de 230 kV de uma subestação e de corrente em uma linha de 230 kV, e outra de 500 kV após um distúrbio causado por um curto-circuito em um ponto do sistema distante da subestação onde foram efetuados os registros.



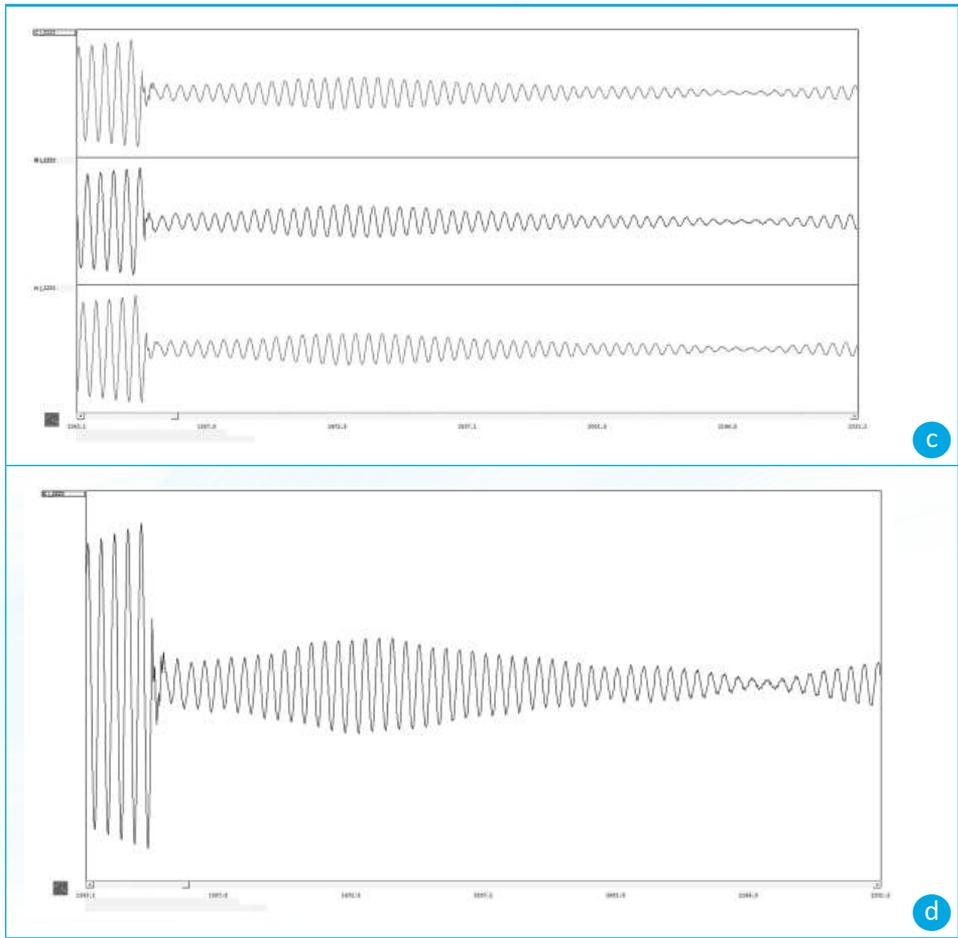


Figura 8.23 – Registros gráficos de transitórios eletromecânicos de um sistema real

(a) tensões na barra de 230 kV – corrente na linha de 230 kV – correntes na linha de 500 kV; (b) corrente nas três fases na linha de 230 kV; (c) corrente nas três fases na linha 230 kV; (d) corrente em uma fase na linha 230 kV

## 8.6 ANÁLISE DE ESTABILIDADE COM PROGRAMAS COMPUTACIONAIS

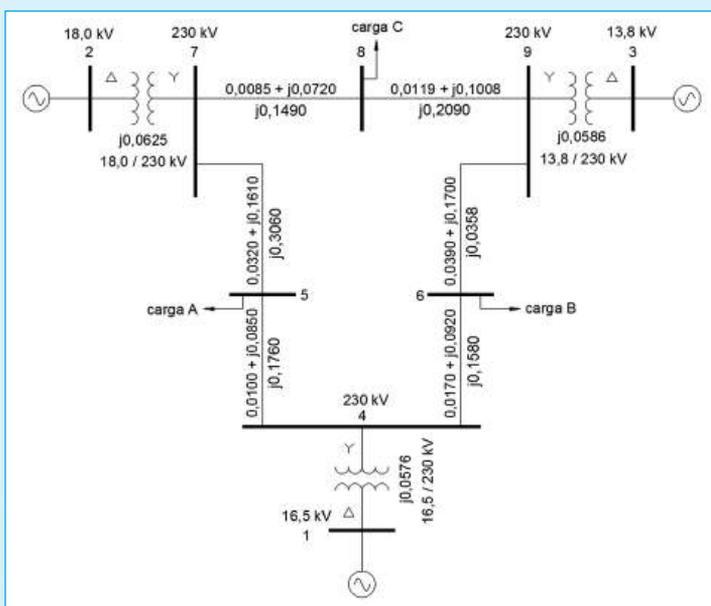
Para os estudos de estabilidade de SEP de grande porte, é necessário considerar todas as máquinas do sistema, com seus reguladores de tensão e de velocidade, o sistema de transmissão completo, as cargas com suas características, os relés e suas características, as faltas com tipo e duração e os desligamentos e religamentos dos equipamentos sob falta. Isso tudo implica em cálculos com precisão suficiente para representar adequadamente o comportamento de todos estes componentes do sistema, ao longo do tempo de simulação, com intervalos de tempo pequenos.

Para a execução destes estudos, existem programas computacionais que possibilitam a representação do modelo matemático de cada um dos equipamentos citados e ao longo do tempo, partindo de uma condição de regime permanente, simulando um distúrbio em algum ponto do sistema de transmissão e determinando a variação dos ângulos do rotor dos geradores ao longo do tempo, verificando assim se estas se mantêm em sincronismo e se o sistema é estável.

### EXEMPLO 8.8

Um sistema elétrico de grande porte, mostrado no diagrama unifilar a seguir, opera normalmente em regime permanente, suprindo as cargas com três geradores e também em condições de emergência com o desligamento de um componente do sistema de transmissão (critério N-1).

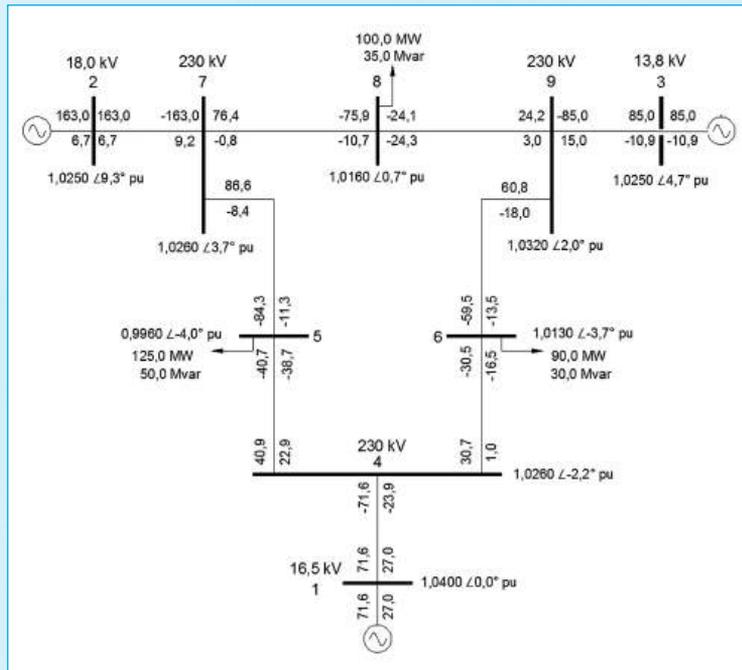
Verificar se o sistema é estável para o caso da ocorrência de curto-circuito trifásico na linha 5 – 7, próximo à barra 7, com duração de 5 ciclos, eliminação da falta com o desligamento da linha e sem religamento.



Nota: O sistema é o caso do estudo de Anderson e Fouad (1977).

## SOLUÇÃO

Para a simulação de estabilidade transitória, é necessário ter a condição de regime permanente simulada em um fluxo de potência, que deve estar perfeitamente convergido, gravado em arquivo digital para ser lido a seguir pelo programa de estabilidade.



Fluxo de potência para o sistema em regime permanente

Para se ter as condições iniciais de tensão interna dos geradores e de potência mecânica, o equacionamento para o cálculo do fluxo de potência necessita ser modificado, alterando a matriz  $Y_{barra}$  de admitâncias nodais de forma a considerar os seguintes aspectos:

- acréscimo de um nó para cada máquina de forma a calcular a tensão interna da máquina (atrás da reatância da máquina, conforme o modelo de máquina a ser considerado);
- acréscimo de um ramo para cada máquina para considerar a reatância interna da máquina, conforme o modelo de máquina a ser considerado;
- característica das cargas por meio de equacionamento que permita calcular o valor das cargas como função da tensão da barra, que varia a cada instante;

d) condição da perturbação que originou o transitório (falta, desligamento de linha, transformador, desligamento ou conexão de carga de grande porte), e que alteram a topologia do sistema.

Neste estudo são adotadas as seguintes simplificações:

- a) os geradores são representados pelo modelo clássico;
- b) as cargas são representadas como impedância constante;
- c) não são considerados reguladores de tensão e de velocidade;
- d) não são considerados relés;
- e) não são considerados amortecimentos.

Os dados dos geradores são apresentados na Tabela 8.2 deste exemplo.

Tabela 8.2 – Dados dos geradores do Exemplo 8.8

Gerador		1	2	3
Potência	MVA	247,5	192,0	128,0
Tensão	kV	16,5	18,0	13,8
Fator de potência		0,95	0,85	0,85
Tipo		hidro	termo	termo
Velocidade/rotação	rpmw	180	3600	3600
Xd	pu	0,1460	0,8958	1,3125
X'd	Pu	0,0608	0,1198	0,1813
Xq	Pu	0,0969	0,8645	1,2578
X'q	Pu	0,0969	0,1969	0,2500
Xl	Pu	0,0336	0,0521	0,0742
T'do	s	8,96	6,00	5,89
T'qo	s	0,00	0,54	0,60
H	s	9,55	3,33	2,35

As condições de regime permanente, os dados dos geradores e demais componentes representados e as condições do distúrbio que dão origem ao transitório eletromecânico devem, então, ser fornecidos ao programa de estabilidade, conforme requeridos pelo programa em uso, o que é mostrado a seguir considerando a utilização do programa Análise de transitórios eletromecânicos (ANATEM) do CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL).

A execução do arquivo de comandos no ANATEM produzirá os resultados que se deseja observar em termos da estabilidade, considerando a contingência determinada.

```

(-----
( ASSOCIACAO DE ARQUIVO PARA SAIDA DE RELATORIOS
(-----
TITU
-*-*- SISTEMA IEEE – 9 BARRAS E 3 GERADORES -*-*-
(
(-----
( ASSOCIACAO DE ARQUIVO PARA SAIDA DE RELATORIOS
(-----
ULOG
4
IEEE9.OUT
(
(-----
( ASSOCIACAO DE ARQUIVO COM FLUXO DE POTENCIA – ANAREDE
(-----
ULOG
2
IEEE9.SAV
(
(-----
( ASSOCIACAO DE ARQUIVO COM DADOS PARA PLOTAGEM
(-----
ULOG
8
IEEE9.PLT
(
(-----
( ASSOCIACAO DE ARQUIVO DE SAIDA DE MENSAGENS DE EVENTOS
(-----
ULOG
9
IEEE9.LOG
(
(-----
( RESTABELECIMENTO DO CASO DE FLUXO DE POTENCIA
(-----

```

ARQV REST

1

(

(-----

( DADOS DE MAQUINAS E ASSOCIACAO DAS MAQUINAS AOS CONTROLES

(-----

DMAQ

(..... Gerador polos salientes – Hidro

(Nb) Mq (P) (Q) Un (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nb)

1 10 12 22

(..... Gerador polos lisos – termo – vapor

(Nb) Mq (P) (Q) Un (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nb)

2 10 13 23

(..... Gerador polos lisos – termo – vapor

(Nb) Mq (P) (Q) Un (Mg) (Mt)u(Mv)u(Me)u(Xvd)(Nb)

3 10 14 24

999999

(

(-----

( DADOS DE EVENTOS

(-----

(

( APCB -> aplicacao de curto-circuito em barra CA

( RMCB -> remocao de curto-circuito em barra CA

DEVT

( APLICAÇÃO DE CURTO ELIMINADO EM 0.083 s

(

(Tp) (Tmp) (El)(Pa)Nc(Ex)(%)(ABS)MqUn(BI)P( Rc )( Xc )( Bc )

ABCI .200 7 8

(

(-----

( DADOS DE SIMULAÇÃO

(-----

(

DSIM

(Tmax) (Stp) (P) (I)

20. .003 5

(

(-----

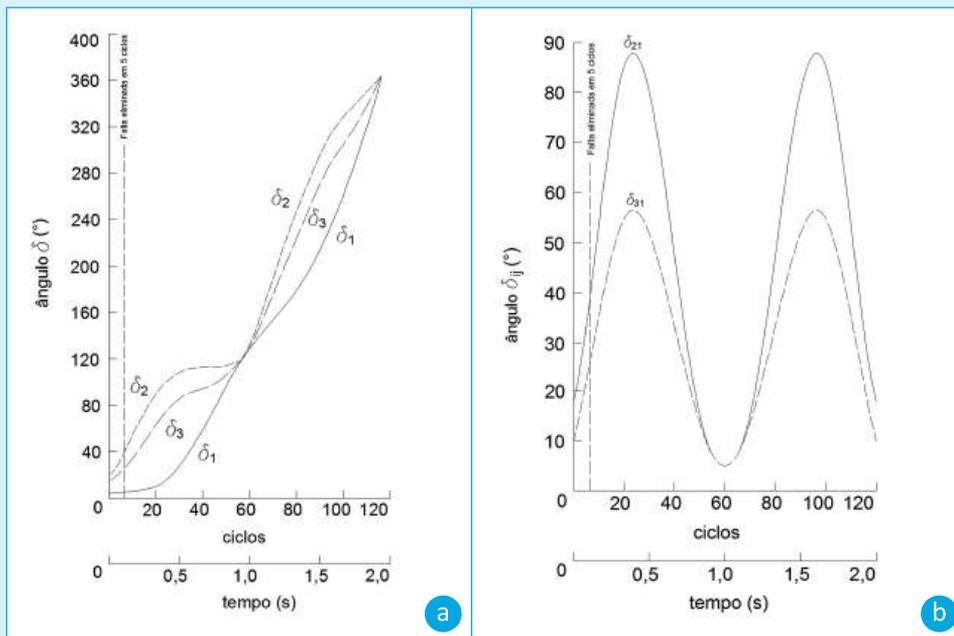
( DADOS DAS VARIÁVEIS DE SAIDA

```

(-----
(
DPLT
(Tipo)M(E1) (Pa) Nc Gp (Br) Gr (Ex) (B1) P
DELT 1 10 1 10
DELT 2 10 1 10
DELT 3 10 1 10
VTR 1 10
VTR 2 10
VTR 3 10
(
(-----
( EXECUCAO DA SIMULACAO
(-----
(
EXSI
(
(-----
( FIM DA SIMULACAO
(-----
(
FIM

```

Efetuada a simulação, têm-se os resultados das variáveis solicitadas colocados em um arquivo, o que possibilita a visualização na forma de gráfico, como mostrado na figura deste exemplo, com o que se pode verificar a variação do ângulo de cada um dos geradores com o tempo e a variação do ângulo entre os geradores e um dos geradores tomado como referência. Os resultados obtidos mostram que os geradores se mantêm em sincronismo e, portanto, o sistema é estável para o distúrbio considerado.



Sistema do exemplo com três máquinas ocorrência de falta com eliminação em 0,083 s (cinco ciclos)

Nota: (a) sistema estável – ângulo individual absoluto de cada gerador; (b) ângulo relativo  $\delta_{21}$  e  $\delta_{31}$  dos geradores 2 e 3 em relação ao gerador 1.

## 8.7 CAUSAS DE PERTURBAÇÃO E FONTES DE AMORTECIMENTO EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Um sistema elétrico opera em regime permanente quando os geradores suprem o total das cargas mais as perdas do sistema de transmissão e distribuição. Embora as cargas variem constantemente para mais ou para menos com pequenas variações ao longo do tempo, tem-se o sistema em regime permanente com os ângulos dos rotores dos geradores variando conforme mostrado nas curvas potência – ângulo, passando de um ponto de operação para outro e mantendo o equilíbrio geração – carga mais perdas e com a frequência nominal sendo mantida.

Quando ocorre uma perturbação no sistema, há um desequilíbrio entre a potência fornecida ao sistema pelos geradores e a potência retirada do sistema pelas cargas, e tem-se um transitório eletromecânico causando uma oscilação da potência fornecida pelos geradores com a variação da velocidade e do ângulo dos rotores, o que pode levar à perda de sincronismo entre os geradores e à instabilidade do sistema com desligamento das cargas.

O efeito sobre os geradores é tanto maior quanto maior for a intensidade e quanto mais tempo durar o distúrbio.

Para suportar e atenuar o efeito dos distúrbios, são utilizados equipamentos e ações que, isoladamente ou em conjunto, possibilitam manter o sincronismo entre os geradores até que estes atinjam outro ponto de operação em regime permanente evitando o desligamento das cargas.

### 8.7.1 Causas de Perturbações no Sistema e Efeitos sobre a Estabilidade

As causas de perturbação nos SEP são:

- a) curto-circuito;
- b) chaveamento de linha ligação ou desligamento;
- c) chaveamento de grandes cargas ligação ou desligamento;
- d) desligamento de gerador sob carga;
- e) chaveamento de compensação reativa de grande porte, de barra ou de linha – ligação ou desligamento.

Do ponto de vista de estabilidade, a falta mais severa é a trifásica, porque reduz a tensão em todas as fases a zero no ponto de falta e impede a transferência de potência além deste ponto. Em termos da severidade decrescente em sistemas de potência, tem-se:

- a) falta trifásica;
- b) falta fase-fase-terra (neutro solidamente aterrado);
- c) falta fase-fase;
- d) falta fase-terra (neutro solidamente aterrado).

O efeito da impedância de aterramento do sistema é decrescer a severidade da perturbação. Embora seja a mais severa, a falta trifásica sólida é também a menos provável de ocorrer. Contudo, quando os tempos de chaveamento se tornam pequenos, todos estes tipos de falta se aproximam muito em termos de limite de potência transferida.

### 8.7.2 Fontes de Amortecimento no Sistema e Efeitos sobre a Estabilidade

O amortecimento ocorre no termo do conjugado mecânico (quando causado pela turbina) ou como conjugado elétrico (para as outras causas). Estes conjugados então atuam afetando o decaimento (ou elevação) das oscilações angulares e oscilações de velocidade dos geradores.

As mais importantes fontes de amortecimento são:

- a) gerador;
- b) turbina;
- c) sistema de excitação;
- d) sistema de regulação de velocidade;
- e) características das cargas do sistema – carga-frequência e carga-tensão.

Os primeiros estudos de estabilidade consideravam a carga como tendo um comportamento de impedância constante. Este procedimento se dava pelas seguintes razões:

- a) facilidade desta representação em programas de computador a solução é rápida, econômica e simples, por envolver uma relação linear entre corrente e tensão;
- b) dados sobre comportamento das cargas com a tensão praticamente não eram disponíveis;
- c) nos estudos de estabilidade transitória (primeira oscilação), a representação de carga tem efeito secundário, caso o sistema seja radial, composto apenas por uma máquina alimentando uma carga.

Com o crescimento dos sistemas, aumentou o número de interligações, levando os estudos a um maior grau de sofisticação e a um tempo de simulação mais longo. Surgiram então programas digitais mais elaborados, que desenvolveram algoritmos que permitiam representar a carga como sendo função polinomial da tensão.

Assim, as cargas poderiam ser tratadas como impedância  $Z$ , corrente  $I$  ou potência  $P$  constante, ou como uma combinação desses três tipos. O efeito da representação desses modelos na estabilidade do sistema é explicado a seguir.

Suponha-se uma brusca queda de tensão numa barra contendo uma carga de valor considerável para o sistema. Na representação  $Z$  constante, haverá uma diminuição na corrente consumida, limitando este decréscimo de tensão. No modelo  $P$  constante, ocorre o contrário diminuindo a tensão, aumenta a corrente de carga, causando uma queda ainda maior da tensão. O comportamento da carga  $I$  constante situa-se entre os dois anteriores.

De acordo com o exposto, pode-se concluir que, em geral, a representação  $Z$  constante amortece as oscilações do sistema, enquanto que o modelo  $P$  constante as amplifica. No entanto, nem sempre se deve esperar que a representação  $P$  constante leve a resultados mais severos que o modelo  $Z$  constante.

## 8.8 MÉTODOS E AÇÕES CORRETIVAS PARA A ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Para um sistema existente, a análise de estabilidade deve verificar se o sistema será estável para todas as condições operacionais, normais e em emergências, com as instalações e os

equipamentos existentes e, constatando-se situações de instabilidade, verificar as ações corretivas possíveis de efetuar com os ajustes nas instalações e equipamentos existentes e dentro dos critérios de operação do sistema.

O planejamento da expansão do sistema a longo prazo deve analisar a estabilidade do sistema para as diversas condições de operação, tanto normal como em emergências, de forma a garantir que o sistema seja estável em todas as condições operacionais e ao longo de todo o período de expansão planejado.

As ações passíveis de adotar, na fase de planejamento, são todas as que podem ser implantadas com novas instalações e novos equipamentos, bem como com os ajustes nas instalações e equipamentos existentes, sempre tendo em vista obter a melhor relação custo/benefício, dentro dos critérios de planejamento da expansão do sistema.

O SEP é constituído de instalações e equipamentos que operam e se inter-relacionam como um todo, possibilitando a operação em condições normais e de emergência e mantendo o atendimento da carga (consumidores) permanentemente sem interrupções, sem variações de tensão e sem variações de frequência (com qualidade de energia).

Dadas as características dos SEP de grandes dimensões, redes com linhas de transmissão e subestações aéreas, cargas e geração variando constantemente, e sujeitas a uma grande quantidade de falhas, como curtos-circuitos, descargas atmosféricas, falha de materiais – elétrica e mecânica, que resultam em grandes perturbações levando a desligamentos de equipamentos e instalações e, com isso, a oscilações de potência e à instabilidade do sistema que podem levar a desligamentos de grandes áreas de carga e podendo levar a *black out* localizados ou mesmo ao colapso do sistema todo.

Para evitar que grandes perturbações levem a condições de instabilidade, estudos devem ser feitos tanto para o período considerado de operação do sistema (até 3 anos à frente) como para o período considerado de planejamento da expansão (de 3 até 10 ou 15 anos à frente), para as condições de operação normal e de emergência, verificando quais as condições críticas que levam à instabilidade e determinando as medidas corretivas necessárias para eliminá-las.

Considerando a estrutura do sistema de potência, pode-se dividir seus equipamentos e instalações entre **estruturais** e **complementares** (embora não seja possível dividi-los rigorosamente desta forma):

a) estruturais:

- turbinas;
- geradores;
- sistemas de excitação;

- sistemas de controle de velocidade;
- linhas de transmissão;
- transformadores;
- disjuntores;
- relés de proteção;

b) complementares:

- compensação reativa em derivação;
- compensação reativa série;
- transformadores de aterramento;
- resistores de frenagem.

As principais medidas a tomar para garantir a estabilidade do sistema são relacionadas a seguir e, quando estruturais, somente podem ser adotadas na fase de planejamento e, quando complementares, tanto na fase de operação como de planejamento:

- a) diminuição da reatância dos geradores;
- b) aumento da constante de inércia;
- c) uso de sistemas de excitação com resposta rápida;
- d) uso de sinais estabilizadores;
- e) uso de disjuntores rápidos;
- f) construção de subestações seccionadoras intermediárias;
- g) aplicação de compensação série;
- h) uso de compensação paralela;
- i) uso de compensação síncrona ou estática nas subestações intermediárias;
- j) uso de resistores de frenagem;
- k) abertura automática de geradores;
- l) corte automático de carga;
- m) separação dos sistemas em ilhas;
- n) religamento automático;
- o) utilização de proteção com bloqueio para perda de sincronismo e desligamento (*out-of-step blocking and tripping*).

Deve-se ressaltar que outros fatores também exercem influência sobre a estabilidade do sistema, tais como condição inicial do sistema antes da perturbação, característica das cargas e existência ou não de cargas especiais (motores de indução).

A seguir é feita uma análise de cada uma das medidas corretivas possíveis utilizar para que o sistema seja estável.

### 8.8.1 Reatância dos Geradores

É possível melhorar as condições de estabilidade do sistema diminuindo a reatância dos geradores. Ocorre que as características elétricas básicas de geradores são função do projeto e, no caso de usinas hidrelétricas, o conjunto máquina – turbina deve ser projetado para cada novo aproveitamento enquanto que, no caso de termoeletricas, as máquinas térmicas são passíveis de padronização. Embora seja possível alterar as características elétricas de um gerador na fase de projeto, isso implica em aumento de custos e em alterações do projeto, o que leva a não se utilizar esta ação corretiva.

### 8.8.2 Constante de Inércia

O efeito da constante de inércia, em termos de estabilidade, tem maior influência no que tange à estabilidade transitória, pois quanto maior a constante de inércia  $H$  maior poderá ser o tempo crítico de abertura da falta.

Da mesma forma que no caso da variação da reatância dos geradores, a variação da constante de inércia, para aumentá-la, implica em alteração do projeto e aumento de custo dos geradores e normalmente não é utilizada.

### 8.8.3 Sistemas de Excitação com Resposta Rápida

Na avaliação do limite de estabilidade em regime permanente, admite-se uma variação na tensão interna da máquina, gradual e somente capaz de manter a tensão terminal constante, não havendo restrição quanto ao fato de ser rápido ou não o sistema de excitação.

Na avaliação da estabilidade em regime dinâmico, verifica-se que um sistema de excitação rápido tende a provocar amortecimento negativo sendo, portanto, necessário o uso de sinal estabilizador para compensar este efeito prejudicial.

O grande benefício de sistemas de excitação rápida é durante a fase de regime transitório, quando a variação rápida da tensão de excitação permite controlar mais efetivamente a tensão interna das máquinas, aumentando, portanto, o limite de estabilidade em regime transitório.

### 8.8.4 Sinais Estabilizadores

São sinais de tensão ou potência inseridos no sistema de excitação do gerador, que podem produzir uma diminuição (em geral insignificante) no coeficiente de potência sincronizante

$dP/d\delta$ , diminuindo portanto o efeito benéfico dos reguladores de tensão durante a fase transitória. Constatou-se, entretanto, que o dispositivo do sinal estabilizador é capaz de proporcionar torque em fase com a velocidade e, portanto, torques positivos de amortecimento, o que é vantajoso (e mesmo imprescindível) para o amortecimento das oscilações eletromecânicas subsequentes a eventuais distúrbios.

Não existe influência no uso de sinal estabilizador sobre o limite de estabilidade em regime permanente.

### 8.8.5 Uso de Disjuntores Rápidos

A aplicação de disjuntores com tempo de atuação rápido tem efeito somente no que concerne à estabilidade transitória, uma vez que a aplicação de tais equipamentos permitiria alguma flexibilidade quanto ao tempo crítico de abertura. Ou seja, seriam admissíveis tempos críticos menores (menor investimento em linhas de transmissão e em características especiais de máquinas inércias maiores, reatâncias menores, etc.), uma vez que a atuação do sistema de proteção eliminaria o defeito em tempo inferior ao novo tempo crítico de abertura.

### 8.8.6 Construção de Subestações Seccionadoras

O efeito de subestações seccionadoras em linhas do sistema elétrico é sensível, principalmente no tocante à estabilidade transitória, uma vez que tal construção reduz trechos de linha de transmissão a serem abertos, permitindo assim que, após as faltas, o sistema remanescente apresente uma impedância série entre o gerador e o centro de cargas, menor do que no caso da não existência de subestações seccionadoras. Deve-se ressaltar que, em geral, a construção de subestações seccionadoras em sistemas de potências deve-se a problemas relativos a tensões elevadas durante a fase de chaveamento de linhas de transmissão, as quais não podem ser excessivamente longas devido a limitações dos equipamentos de manobra existentes.

### 8.8.7 Aplicação de Compensação Série

A compensação série em linhas de transmissão atua no sentido de diminuir a reatância indutiva entre os terminais geradores e receptores. Nessas circunstâncias, a sua utilização tem um efeito similar à diminuição da reatância das máquinas, analisada anteriormente. Assim, pode-se considerar que a principal influência do emprego de compensação série

é aumentar os limites de potência ativa capazes de serem transmitidos sem acarretar instabilidade, quer em regime permanente, quer em regime transitório, pouco influenciado na parte dinâmica.

### 8.8.8 Uso de Compensação em Derivação

A compensação em derivação pode ser de dois tipos:

- a) equipamentos que não mantêm constante a tensão no ponto de aplicação (bancos de capacitores);
- b) equipamentos que mantêm a tensão constante no ponto de aplicação (compensadores síncronos ou estáticos).

O emprego de capacitores tem efeito desprezível em termos de aumento do limite de estabilidade.

Com relação ao emprego de compensadores síncronos ou estáticos, pode-se dizer que a sua aplicação tem grande influência no sentido de aumentar os limites de potência em regime permanente e transitório.

### 8.8.9 Uso de Resistores de Frenagem

A aplicação de resistores de frenagem visa garantir que parte da potência elétrica seja entregue pelos geradores durante a ocorrência de defeitos, permitindo que quando da abertura do defeito as máquinas encontrem-se com deslocamentos angulares ainda capazes de garantir a estabilidade.

A atuação dos resistores de frenagem é, portanto, referente ao período transitório dos sistemas de potência.

### 8.8.10 Abertura Automática de Geradores

Sob determinadas condições, e após severos distúrbios no sistema envolvendo a abertura de uma ou mais linhas de transmissão, é possível que o balanço carga x geração de uma determinada região fique exageradamente desigual, a ponto de os reguladores de velocidade dos geradores não conseguirem estabilizar o sistema em um novo ponto de equilíbrio, mantendo a mesma frequência síncrona (60 Hz). Essa situação corresponde, na verdade, a um impacto de carga que pode ser positivo ou negativo.

Para o caso de impactos de carga negativos (as linhas foram abertas de tal forma que grande parte da carga teve seu suprimento interrompido, havendo, portanto, um excesso de geração), é necessária a abertura automática de geradores de forma a restabelecer o balanço carga x geração a um nível tal que permita, através da atuação dos próprios reguladores das máquinas, controlar a frequência do sistema, sem problemas.

O número de máquinas a ser aberto, naturalmente, será função do total de carga perdido, o qual por sua vez, para uma mesma região, é função do momento da ocorrência do distúrbio, tendo em vista haver uma variação acentuada de carga no decorrer do dia. Percebe-se assim que, no caso de ser necessária a adoção de um esquema de abertura automático de geradores para garantir a estabilidade dos sistemas, este esquema deverá ser tal que permita um controle horário de forma a garantir que a sua atuação não venha a provocar um novo distúrbio no sistema.

### 8.8.11 Corte Automático de Carga

Quando em um distúrbio ocorre a perda de geração em algum ponto do sistema e a geração total despachada é inferior à potência consumida nos centros de carga, esquemas de corte automático de parte das cargas possibilitam restabelecer o balanço geração x carga, mantendo o sistema estável e possibilitando o restabelecimento gradual das gerações e cargas até a normalização total do sistema.

A atuação de esquemas de corte de carga ou de geradores só tem influência no que tange à estabilidade transitória.

### 8.8.12 Separação do Sistemas em Ilhas

Em algumas situações, medidas como corte automático de cargas ou abertura automática de geradores não bastam para garantir a estabilidade do sistema, e medidas mais drásticas são necessárias (automaticamente) para fracionar o sistema principal em subsistemas (ilhas), de tal forma que a estabilidade destes subsistemas seja mantida. Para tais fins são usados relés sensíveis à tensão ou frequência.

### 8.8.13 Religamento Automático

O uso de religamento automático permite a rápida volta à operação de uma linha de transmissão (após a eliminação do defeito, que provocou a primeira abertura), garantindo ao sistema o restabelecimento da configuração pré-falta rapidamente.

A maior ênfase tem sido dada, atualmente, à aplicação de religamentos monofásicos, uma vez que os impactos de torque aplicados aos eixos das máquinas durante religamentos

trifásicos podem causar danos mecânicos irreparáveis aos eixos das mesmas, fato que não ocorre em religamentos monofásicos pelo menor impacto aplicado ao sistema nessas circunstâncias.

A aplicação de religamento monofásico é eficiente no tocante à estabilidade transitória.

#### 8.8.14 Proteção *Out-of-Step Blocking and Tripping*

A utilização dos relés para efetuar o bloqueio ou a abertura de linhas de transmissão durante perda de sincronismo ou oscilações violentas consiste no *out-of-step blocking and tripping*.

Quando um gerador síncrono perde o sincronismo, pode ocorrer um aquecimento excessivo nos enrolamentos do rotor ou mesmo no próprio rotor, além de vibrações excessivas no rotor, podendo eventualmente acarretar danos à máquina.

O fenômeno denominado *out-of-step* é um processo trifásico que pode ativar muitos relés no sistema, ocasionando em muitos casos uma abertura incontrolada de linhas de transmissão.

Com o objetivo de abrir o menor número possível de linhas de forma a garantir a proteção das máquinas, usa-se, quando necessário, um conjunto de relés para efetuar a proteção *out-of-step blocking* (bloquear a abertura desnecessária de linhas) e *out-of-step tripping* (provocar a abertura de determinadas linhas).

### 8.9 ESTUDOS DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Sistemas de grande porte compreendem sistemas de transmissão que se estendem por grandes áreas com centenas ou milhares de quilômetros de linhas, centenas de usinas e geradores e centenas ou milhares de cargas distribuídas por todo o sistema, a exemplo dos sistemas brasileiro, norte-americano, europeu ocidental, russo, chinês e indiano.

O estudo de tais sistemas implica em representar detalhadamente todos os componentes, de forma a permitir a simulação adequada de todos os fenômenos envolvidos e que afetam a estabilidade do sistema.

Estes estudos são normalmente efetuados para duas condições estudos de operação (quando se estuda a estabilidade com as condições reais do sistema existente para diferentes situações de operação) e estudos de planejamento (quando se estuda a estabilidade do sistema para diferentes configurações de expansão do sistema, visando determinar a melhor configuração futura do mesmo).

Eventualmente são realizados estudos de estabilidade para sistemas existentes, procurando reproduzir condições verificadas quando de ocorrências reais de oscilações do sistema, utilizando registros e medições reais das variáveis (tensões, correntes e potências) em diversos pontos do sistema, visando verificar a adequação dos modelos empregados (de máquinas, reguladores de tensão e velocidade, e cargas) nas simulações. Para esses estudos, são utilizados programas computacionais de grande capacidade e sofisticação, os quais permitem modelar todos os equipamentos e simular as diferentes ocorrências que impactam o sistema como curtos-circuitos, aplicação e desligamento de grandes cargas e conexão e desligamento de linhas.

Nos estudos de planejamento dos SEP, são efetuados testes de estabilidade para cada alternativa viável de expansão da transmissão, de acordo com os critérios de estabilidade pré-definidos. Esta tarefa é confinada aos testes de estabilidade transitória, restrição devida a que as condições dinâmicas não determinam os requisitos para a transmissão e equipamentos mais importantes. Onde as alternativas preliminares de transmissão falham em alcançar os critérios, são testadas soluções para que elas tenham o mesmo nível básico de desempenho. Entre as soluções avaliadas estão resistores de frenagem, compensação série, aplicação de compensadores estáticos, seccionamento de linhas e melhorias dos sistemas de excitação, esquemas especiais de proteção, automação do controle e, no futuro, técnicas de *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS).

Os SEP são projetados para passarem nos testes de desempenho de estabilidade transitória e dinâmica. Tais testes são de duas naturezas mais severos e menos prováveis (testes primários), analisados como estabilidade transitória, e menos severos e mais prováveis (testes secundários), analisados como estabilidade dinâmica.

Nos testes primários as faltas consideradas são trifásicas que são mais fáceis de simular e, embora com pequena probabilidade de ocorrência, são mais severas. Assim, se o sistema for estável para esta condição, tem uma boa margem de segurança para as condições mais comuns de curto-circuito, que são curto fase-terra e fase-fase-terra.

A estabilidade deve ser mantida nos testes primários sem corte de carga, corte de geração ou ações mitigadoras especiais.

Quando o sistema se mostra instável na simulação de estabilidade transitória, devem ser feitas simulações para a condição de estabilidade dinâmica, com a representação mais completa e precisa de todos os equipamentos, das cargas e da proteção de forma a determinar a existência de amortecimento das oscilações e, assim, da estabilidade do sistema ou, então, de amortecimento negativo e instabilidade do sistema.

Os testes secundários são realizados como um conjunto de primeiras contingências tais como:

- a) falta permanente, fase-terra ou trifásica em uma linha de circuito simples, assumindo-se religamento e tempo normal para eliminação do defeito;
- b) falta permanente, fase-terra ou trifásica em uma linha de circuito duplo, ou de duplo circuito, assumindo-se religamento e tempo normal para eliminação do defeito;
- c) falta fase-terra nos dois circuitos de uma linha de circuito duplo, eliminação normal da falta e religamento com sucesso;
- d) falta fase-terra numa linha CC – corrente contínua resultando na saída permanente do polo;
- e) ações como corte de carga, corte de geração e ações mitigadoras especiais.

A simulação de curtos-circuitos fase-terra e fase-fase-terra requer um pré-cálculo para determinar o desbalanço que ocorrerá no sistema e que é simulado como a aplicação de uma carga naquele ponto. O mesmo princípio é aplicado para simular religamento para o caso de curto-circuito fase-terra e o *by-pass* de capacitores série.

## 8.10 ANÁLISE FINAL

No estudo de estabilidade transitória, o interesse está voltado à primeira oscilação das máquinas, isto é, se há suficiente potência sincronizante para anular o efeito da perturbação sobre o comportamento dinâmico dos rotores das máquinas síncronas.

Não se leva em conta o amortecimento natural do sistema, gerado por várias fontes; esta parcela será de muita importância no estudo da estabilidade dinâmica. Um grande sistema com linhas fracas possuirá pobre amortecimento e, em tais casos, esses fatores devem ser levados em conta e o estudo dinâmico é vital para a precisão e confiabilidade dos resultados.

Um sistema com muitas máquinas possui numerosas frequências naturais de oscilação e algumas destas frequências podem ter valores baixos (período de 5 ou 6 segundos).

É bem possível que a situação piore em termos de estabilidade quando os picos de oscilação coincidirem, portanto além da primeira oscilação, e o estudo deve ser alongado em termos de tempo. Logo, o critério da primeira oscilação é insuficiente, e o modelo clássico inadequado.

O estudo da estabilidade dinâmica visará preencher as lacunas deixadas neste estudo transitório mencionado.

Atualmente, com os recursos computacionais existentes, a análise de estabilidade de um sistema de potência é feita para a condição de estabilidade dinâmica, simulando o sistema para tempos da ordem de vários segundos.

A maior dificuldade para a análise de estabilidade dinâmica não está nos aspectos computacionais e de modelos de equipamentos, mas sim na obtenção dos dados corretos dos mesmos para que a simulação seja fidedigna à realidade.

As ocorrências de transitórios eletromecânicos no sistema são registradas por equipamentos de alta precisão, obtendo-se valores das principais grandezas do sistema instante a instante e em vários pontos do sistema. Simulando-se as perturbações ocorridas, é possível verificar se os dados dos equipamentos estão corretos e, caso contrário, efetuar correções e ajustes de forma a ter a maior precisão nas simulações que serão feitas para efeito do planejamento da operação e da expansão do sistema.

Outro aspecto a considerar é o próprio erro numérico (computacional) nas simulações (como, por exemplo, o uso de intervalo de tempo de simulação maior do que a menor constante de tempo dos geradores ou reguladores de tensão) que pode levar a resultados errados e irreais.

## PROBLEMAS

1. Uma máquina síncrona de 130 MVA,  $f_p=0,95$ , a ser instalada em uma usina, teve o valor de  $PD^2$  calculado pelo fabricante em  $35000 \text{ tm}^2$ . Sabendo-se que a velocidade nominal da máquina é de 59,3 rpm e que a frequência nominal da máquina é 60Hz, calcular:
  - a) o valor de H em s;
  - b) o valor de M em MJ/graú elétrico.
2. Uma usina tem uma máquina síncrona de 175 MVA, com  $H=4,3$  s e uma máquina síncrona de 120 MVA, com  $H=5,1$  s, ambos os valores na base da respectiva máquina. Calcular o valor da constante de H, em s, equivalente à usina toda na base de 100MVA.
3. Um gerador síncrono está ligado a um sistema de transmissão de grande porte (barra infinita) por um transformador elevador de tensão e uma linha de transmissão. O sistema recebe a potência de 70,0 MVA ( $65,0 + j26,0 \text{ MW Mvar}$ ) com tensão de 136 kV e ângulo de  $-6^\circ$ . Determinar a equação da potência transferida máquina-sistema para a condição dada. Os parâmetros dos equipamentos são: gerador: 13,8 kV, 90 MVA, 25% reatância transitória; transformador: 13,8 – 138 kV, 90 MVA, 12% reatância; linha de transmissão: 138 kV, 50 km, 13% reatância. Utilizar as bases de 100MVA e 13,8kV no barramento do terminal do gerador e fornecer todos os valores na forma polar.
4. Admitindo que no sistema do problema anterior ocorra um curto-circuito trifásico na linha de transmissão próximo à barra de AT do transformador elevador determinar qual o ângulo crítico e o tempo crítico de eliminação da falta e religamento da linha de transmissão para manter o sincronismo do gerador com o sistema.

5. Para o caso do problema anterior verificar se o gerador manterá o sincronismo com o tempo de abertura de 9 ciclos. Se não for mantido o sincronismo para esta condição, qual a melhor ação corretiva para solucionar este problema, qual equipamento e que características deve ter?
6. Para o caso do problema anterior, utilizando o método passo-a-passo com um intervalo de tempo de 10 ms, determinar o valor do ângulo do rotor até 100 ms após o curto circuito, a eliminação da falta e o religamento da linha.

## REFERÊNCIAS

- ANDERSON, G. **Modelling and analysis of electric power systems**. 2004. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/bdd9/d4b3b0cc625ad81967594398f2a7119d210f.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2017.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power system control and stability**. Iowa: State University Press, 1977.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 54602**: sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro, 1992.
- BARBOSA, M. F. **Estabilidade de sistemas elétricos de energia**. Porto: Universidade do Porto, 2003. Disponível em: <<http://paginas.fe.up.pt/~fmb/Textos/EstabilidadeSEE2013.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2017.
- BORGES, C. L. T. **Análise de sistemas de potência**. 2005. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAiNsAl/apostila-analise-sistemas-potencia>>. Acesso em: 19 jun. 2017.
- BYERLY, R. T.; KIMBARK, E. W. **Stability of large electric power systems**. New York: IEEE Press, 1974.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). Programa **ANATEM**: Análise de transitórios eletromecânicos – Manual do programa. 2003.
- CONCORDIA, C. Power system stability. **IEEE Power Engineering Review**, v. 5, n. 11, p. 8-10, Nov. 1985.
- DAS, D. **Electrical power systems**. India: New Age International Limited Publishers, 2007.
- ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1976.
- KOTHARI, D. P.; NAGRATH, I. J. **Modern power systems analysis**. New Delhi: Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2009.
- KUNDUR, P. Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3. Aug. 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1318675/?reload=true>>. Acesso em: 01 fev. 2018.
- OLIVEIRA, J. T. **Análise de sistemas de potência**. 1998. Disponível em: <<http://followscience.com/content/175376/apostila-de-analise-de-sistemas-de-potencia-jose-t-de-oliveira-ufrn/>>. Acesso em: 19 jun. 2017.

SILVA, S. R. **Estabilidade de sistemas**. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 1982. Apostila.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, AMHED H. **Computer methods in power system analysis**. 1968. Disponível em: <<https://docs.google.com/file/d/0B5vXY4-Kg5Geei1BNW9FR2VvZ00/view>>. Acesso em: 19 jun. 2017.

STEVENSON JR., W. D. **Elements of power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1982.

# APÊNDICE A

---

## SÍMBOLOS E UNIDADES

---



## Letras Latinas

Símbolo	Significado	Unidade	Símbolo da unidade
a	Operador $1/120^\circ$		
A	Matriz de transformação de componentes simétricas		
A	Parâmetro de linha de transmissão		
B	Parâmetro de linha de transmissão		
B	Densidade de fluxo magnético	tesla	T
c	Capacitância (unitária)	farad	F
C	Capacitância (total)	farad	F
C	Parâmetro de linha de transmissão		
d	Distância	metro	m
D	Parâmetro de linha de transmissão		
e(t)	Tensão instantânea	volt	V
E	Tensão (magnitude rms)	volt	V
E	Intensidade de campo elétrico (fasor)	volt por metro	V/m
f	Frequência	hertz	Hz
fp	Fator de potência		
G	Condutância	siemens	S
H	Constante de inércia		
H	Intensidade de campo magnético	ampère por metro	A/m
i(t)	Corrente instantânea	ampère	A
I	Corrente (magnitude rms)	ampère	A
j	Operador $1/90^\circ$		

Símbolo	Significado	Unidade	Símbolo da unidade
J	Momento de inércia	quilograma-metro quadrado	kg.m <sup>2</sup>
l	Comprimento	metro	m
l	Indutância (unitária)	henry	H
L	Indutância (total)	henry	H
n	Número (quantidade)		
p(t)	Potência instantânea	watt	W
P	Potência ativa	watt	W
q	Carga	coulomb	C
Q	Potência reativa	var	var
r	Raio	metro	m
r	Resistência (unitária)	ohm	Ω
R	Resistência (total)	ohm	Ω
s	Operador de Laplace		
S	Potência aparente	volt-ampère	VA
t	Tempo	segundo	s
T	Período	segundo	s
T	Temperatura	grau Celsius	°C
T	Torque	newton-metro	N.m
v(t)	Tensão (instantânea)	volt	V
V	Tensão (magnitudo rms)	volt	V
x	Reatância (unitária)	ohm	Ω
X	Reatância (total)	ohm	Ω
y	Admitância (unitária)	siemens	S
Y	Admitância (total)	siemens	S
z	Impedância (unitária)	ohm	Ω
Z	Impedância (total)	ohm	Ω

## Letras Gregas

Símbolo	Significado	Unidade	Símbolo da unidade
$\alpha$	Ângulo de aceleração	grau por	
$\alpha$	Ângulo de defasagem do transformador	grau	
$\beta$	Ângulo de corrente	grau	
$\delta$	Ângulo de tensão	grau	
$\delta$	Ângulo de torque	grau	
$\epsilon$	Permissividade	farad por metro	F/m
$\gamma$	Coefficiente de reflexão ou refração		
$\lambda$	Fluxo de acoplamento		
$\emptyset$	Fluxo magnético	weber	Wb
$\rho$	Resistividade	ohm-metro	$\Omega \cdot m$
$\tau$	Tempo	ciclos	
$\theta$	Ângulo de impedância	grau	
$\theta$	Posição angular	grau	
$\mu$	Permeabilidade	henry por metro	H/m
$v$	Velocidade de propagação	metro por segundo	
$\omega$	Frequência	radianos por segundo	rad/s

## Unidades

Símbolo	Significado
A	ampère
C	coulomb
F	farad
H	henry
Hz	hertz
J	joule
kg	kilograma
m	metro
N	newton

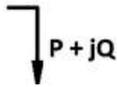
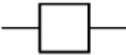
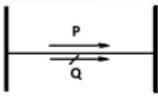
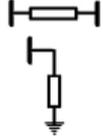
Símbolo	Significado
rad	radiano
s	segundo
S	siemens
VA	volt-ampere
var	var
W	watt
Wb	weber
$\Omega$	ohm

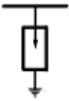
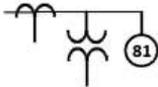
## Nomenclatura

Letras minúsculas	valores instantâneos funções de tempo	e p(t)
Letras maiúsculas	vetores complexo	$E$ $\dot{Z}$
Barras	módulo	$ E $
Negrito	matriz	$Y$
Colchete	matriz	$[E]$
Asterisco	conjugado de complexos	*

## Símbolos Gráficos

Símbolo	Significado
	Barramento (eletricamente um nó)
	Bateria
	Capacitor

Símbolo	Significado
	Carga
	Chave
	Compensador estático
	Compensador síncrono
	Conexão de transformador: a) delta; b) estrela; c) estrela aterrada; d) zig-zag.
	
	
	
	Disjuntor
	Fluxo de potência: a) ativa; b) reativa.
	Gerador CA
	Gerador CC
	Impedância: a) série; b) derivação.
	Indutor

Símbolo	Significado
	Linha de transmissão
	Nó
	Para-raios
	Resistor
	Terra
	Transformador de corrente (TC)
	Transformador de potencial (TP)
	Transformador: a) 2 enrolamentos; b) 3 enrolamentos; c) com derivação.
	Transformador de aterramento
	TC, TP, relé

# **APÊNDICE B**

---

## **PARÂMETROS TÍPICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

---



## Parâmetros unitários de linhas de transmissão aéreas

Torre Tipo	Tensão (kV)	Cir S/D	Cabo Bitola	Parâmetros Elétricos (%/km)							
				$R_1$	$X_1$	$B_1$	$R_o$	$X_o$	$B_o$	Rom	Xom
1	69	S	397,5	0.3385	1.0421	0.0158	0.8280	3.2946	0.0092		
2	69	D	397,5	0.3385	0.9845	0.0169	0.8278	3.4100	0.0102	0.4897	2.2640
3	138	S	397,5	0.0846	0.2659	0.0617	0.2072	0.8130	0.0372		
4	138	D	397,5	0.0846	0.2436	0.0678	0.2000	0.8631	0.0373	0.1155	0.5403
5	230	S	636	0.0191	0.0975	0.1694	0.0706	0.2683	0.1144		
6	230	D	636	0.0191	0.0929	0.1787	0.0681	0.2798	0.1142	0.0490	0.1720
7	500	S	4x636	0.0010	0.0129	1.2729	0.0111	0.0465	0.7522		
8	500	D	4x636	0.0010	0.0126	1.3080	0.0102	0.0480	0.7347	0.0092	0.0316
9	750	S	4x1113	0.0003	0.0060	2.7669	0.0047	0.0199	1.8018		
10	750	E	4x1113	0.0003	0.0062	2.7193	0.0045	0.0198	1.8711		
11	69	U	397,5	0.3388	0.9177	0.0182	0.8724	3.5075	0.0092		
12	138	U	397,5	0.0847	0.2210	0.0755	0.2215	0.8913	0.0357		

Parâmetros em por cento nas bases de tensão nominal e potência de 100 MVA

Bitola dos cabos em MCM

Circuito S = Simples D = Duplo U = Urbano E = Estaiada

## Parâmetros unitários de linhas de transmissão subterrâneas

Cabo Tipo	Tensão (kV)	Cir S/D	Cabo Bitola	Parâmetros Elétricos (%/km)							
				$R_1$	$X_1$	$B_1$	$R_o$	$X_o$	$B_o$	Rom	Xom
CABO OF	69	S	2000,0	0,0504	0,4599	1,1786	0,0168	0,3449	1,1786		
CABO OF	69	S	100,0	0,6533	0,4000	0,6800	0,9800	0,1867	0,6800		
CABO OF	138	S	700,0	0,0800	0,1200	2,5300	0,1700	0,0300	2,5300		
CABO OF	138	S	400,0	0,0317	0,1210	2,5743	0,2106	0,0706	2,5743		
CABO OF	230	S	150,0	0,0250	0,0583	2,8167	0,0083	0,0333	2,8167		

## Torres típicas de linhas de transmissão

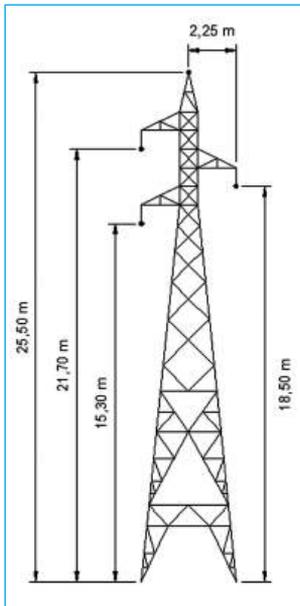


Figura B.1 – Torre de transmissão 69 kV (circuito simples)

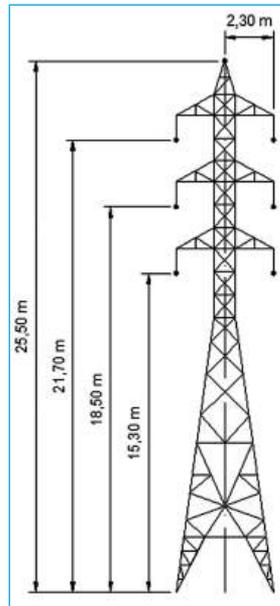


Figura B.2 – Torre de transmissão 69 kV (circuito duplo)

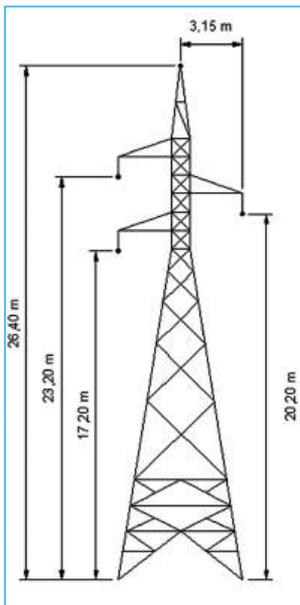


Figura B.3 – Torre de transmissão 138 kV (circuito simples)

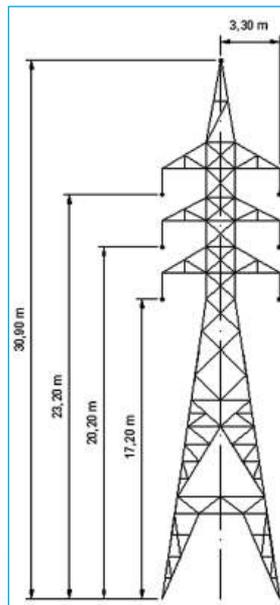


Figura B.4 – Torre de transmissão 138 kV (circuito duplo)

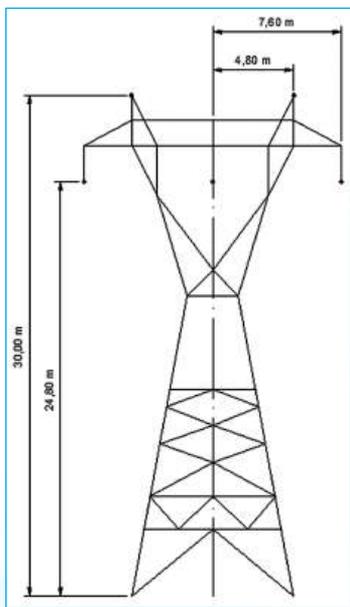


Figura B.5 – Torre de transmissão 230 kV (circuito simples)

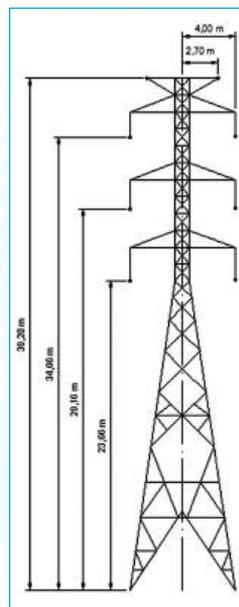


Figura B.6 – Torre de transmissão 230 kV (circuito duplo)

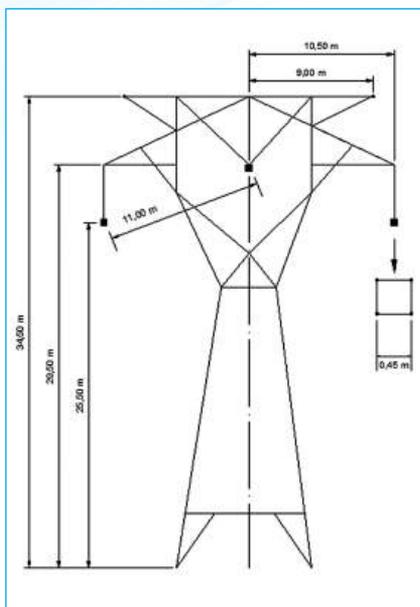


Figura B.7 – Torre de transmissão 500 kV (circuito simples)

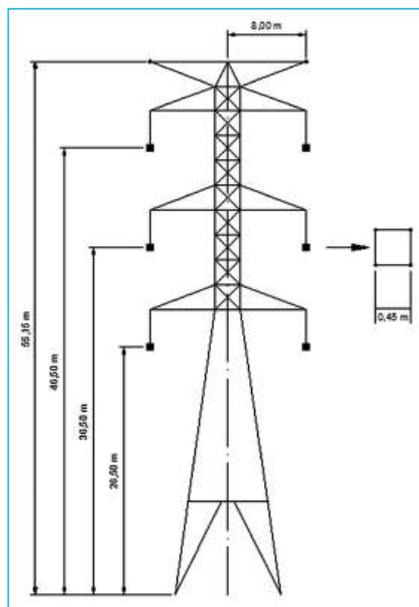


Figura B.8 – Torre de transmissão 500 kV (circuito duplo)

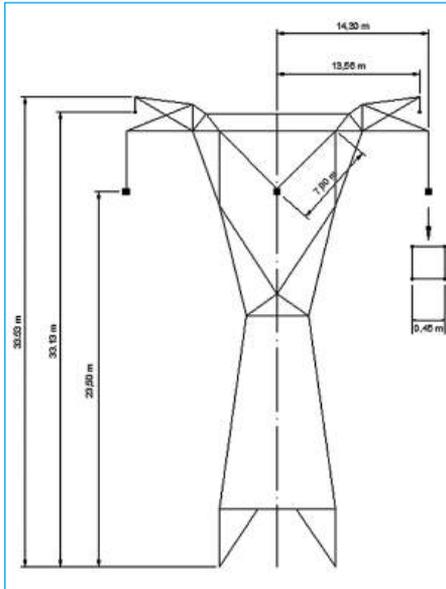


Figura B.9 – Torre de transmissão 750 kV Autoportante (circuito simples)

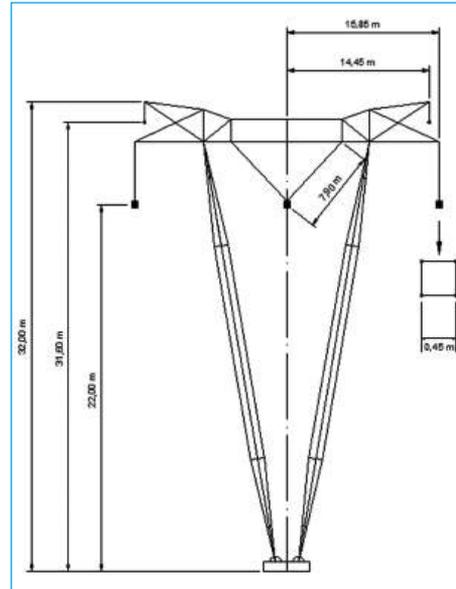


Figura B.10 – Torre de transmissão 750 kV Estaiada (circuito simples)

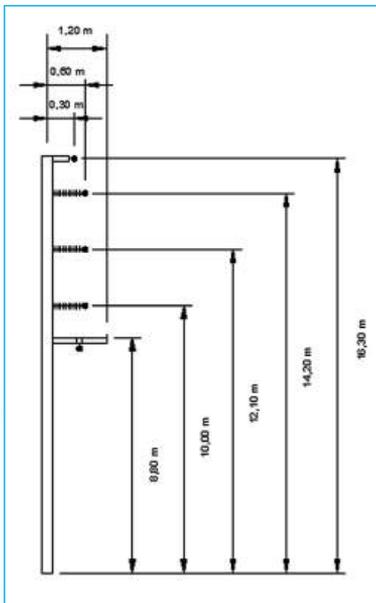


Figura B.11 – Torre de transmissão 69 kV (circuito urbano)

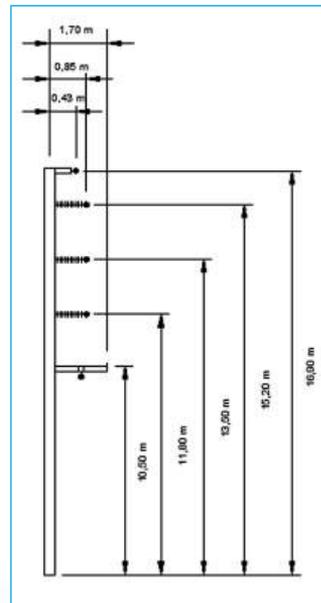


Figura B.12 – Torre de transmissão 138 kV (circuito urbano)

# **APÊNDICE C**

---

## **TERMOS USUAIS EM INGLÊS**

---



<i>Bay</i>	Entrada de linha em subestação
<i>Breaker</i>	Disjuntor
<i>Bus</i>	Barra
<i>Fault</i>	Falta – Curto-circuito
<i>Gap</i>	Espaço – Vão – Folga
<i>Load flow</i>	Fluxo de potência
<i>Load shedding</i>	Corte de carga
<i>Load tap changing (LTC)</i>	Comutação sob carga
<i>Mismatch</i>	Erro – Ajuste
<i>Out-of-step</i>	Perda de sincronismo
<i>Out-of-step-blocking</i>	Bloqueio por perda de sincronismo
<i>Out-of-step-tripping</i>	Desligamento de perda de sincronismo
<i>Phase shifting transformer</i>	Transformador com derivação e deslocamento de fase
<i>Short circuit</i>	Curto-circuito
<i>Slack bus</i>	Barra de referência (o mesmo que swing bus)
<i>Swing bus</i>	Barra de referência (o mesmo que slack bus)
<i>Swing equation</i>	Equação de oscilação
<i>Switch</i>	Chave
<i>Tap</i>	Derivação (de transformador)
<i>Trip</i>	Comando de desligamento
<i>Vault</i>	Câmara (subterrânea)



# **ANEXO A**

---

## **PARÂMETROS TÍPICOS DE TRANSFORMADORES**

---



## Elevadores de tensão de usinas

Tensões (kV)		Reatâncias (%)		
Primário	Secundário	Mínima	Média	Máxima
6,9	13,8			
	34,5			
	69			
13,8	138			
	230			
	500			
20	230	12,0	15,0	20,0
	500	12,0	17,0	22,0
	750	18,0	20,0	22,0

## Interligadores de tensão de transmissão

Tensões (kV)		Reatâncias (%)		
Primário	Secundário	Mínima	Média	Máxima
34,5	13,8	6,0	7,0	8,0
	69	6,5	8,0	9,0
69	34,5	7,0	9,0	10,0
	138	7,0	9,0	11,0
	34,5	8,5	10,0	13,0
138	69	9,5	11,0	15,0
	230	10,0	13,0	15,0
	34,5	11,0	14,0	16,0

Tensões (kV)		Reatâncias (%)		
Primário	Secundário	Mínima	Média	Máxima
	69	12,5	15,0	18,0
	138	14,0	17,0	20,0
500	138			
	230			
750	230			
	500			

Reatâncias percentuais nas bases nominais de tensão e potência (Líquido Normal – LN)

### Parâmetros típicos de autotransformadores interligadores de tensão de transmissão

Tensões (kV)			Reatâncias (%)		
Primário alta	Secundário média	Terciário baixa	Alta-média	Alta-baixa	Média-baixa
69	34,5	13,8			
138	34,5	13,8			
	69	13,8			
230	34,5	13,8	26,5	39,1	2,24
	69	13,8			
	138	13,8	5,6	45,1	40,3
500	138	13,8			
	230	13,8	4,5	19,3	14,7
750	230	13,8			
	500	13,8			

Reatâncias percentuais nas bases nominais de tensão e potência (Líquido Normal – LN)

## Parâmetros típicos de autotransformadores existentes interligadores de tensão de transmissão

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Autotransformador	Autotransformador	Autotransformador
Tensão	E	kV	PRI/SEC/TER 240 / 34,5 / 13,8 240 – 32 x 1,2500	PRI/SEC/TER 240 / 138 / 13,8 240 – 32 x 1,2500	PRI/SEC/TER 525 / 230 / 13,8 525 – 2 x 12,5000 230 ± 9 x 2,5550
Potência	S	MVA	LN/VF/VF 30/40/50	LN/VF/VF 90/120/150	LN/VF/VF 360/480/600

### Sequência positiva

Reatância prim-secn	Xps	%	26,8110	5,9843	4,5825
Reatância prim-terc	Xpt	%	41,0820	46,4426	18,6070
Reatância secn-terc	Xst	%	9,2000	42,0852	13,8636
Reatância primário	Xp	%	29,3460	5,1750	4,6800
Reatância secundário	Xs	%	-2,5350	0,8100	-0,1080
Reatância terciário	Xt	%	11,7360	41,2740	13,9320
Resistência prim-secn	Rps	%	0,2300	0,1580	0,0516
Resistência prim-terc	Rpt	%	0,7700	1,9360	0,1413
Resistência secn-terc	Rst	%	0,7740	2,0579	0,1525
Resistência primário	Rp	%	0,1290	0,0180	0,0271
Resistência secundário	Rs	%	0,0990	0,1440	0,0245
Resistência terciário	Rt	%	0,6390	1,9170	0,1280

### Sequência zero

Impedância prim-secn	Xps	%	26,5000	5,1500	
Impedância prim-terc	Xpt	%	39,1000	41,4600	
Impedância secn-terc	Xst	%	2,2400	39,9800	

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Autotransformador	Autotransformador	Autotransformador
Tensão	E	kV	PRI/SEC/TER 240 / 34,5 / 13,8 240 – 32 x 1,2500	PRI/SEC/TER 240 / 138 / 13,8 240 – 32 x 1,2500	PRI/SEC/TER 525 / 230 / 13,8 525 – 2 x 12,5000 230 ± 9 x 2,5550
Potência	S	MVA	LN/VF/VF 30/40/50	LN/VF/VF 90/120/150	LN/VF/VF 360/480/600
Impedância primário	Xp	%	33,7860	3,3570	
Impedância secundário	Xs	%	-3,0720	1,8810	
Impedância terciário	Xt	%	5,3130	38,0970	
<b>Perdas no ferro</b>					
Perdas	$\Delta p$	W	40380,0		243442,0
<b>Curva de saturação</b>					
Tensão/Corrente	E / I	V / A	12420 / 1,1400 13800 / 2,6000 15180 / 9,7100	12420 / 1,3880 13800 / 1,6340 15180 / 17,5400	12420 / 8,0900 13800 / 9,2200 15180 / 17,0600

Reatâncias e resistências percentuais nas bases nominais de tensão e potência (Líquido Normal – LN)  
 Fonte: Banco de dados de equipamentos do Sistema Interligado Nacional (SIN).

# **ANEXO B**

---

## **PARÂMETROS TÍPICOS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS**

---



	Símbolo	Unidade	Hidráulicas		Térmicas	
			Min	Max	Min	Max
Tensão de geração	E	kV	6,6	26,0	6,6	26,0
Potência nominal	S	MVA	5,0	750,0	10,0	760,0
Fator de potência	fp	-	0,85	1,00	0,85	1,00
Reatância síncrona de eixo direto	Xd	pu	0,70	1,30	1,00	2,30
Reatância síncrona de eixo em quadratura	Xq	Pu	0,39	0,88	1,00	2,30
Reatância transitória de eixo direto – não saturada	X'd	pu	0,20	0,50	0,15	0,40
Reatância transitória de eixo em quadratura – não saturada	X'q	pu	-	-	0,30	1,00
Reatância subtransitória de eixo direto – não saturada	X''d	pu	0,13	0,38	0,12	0,25
Reatância subtransitória de eixo em quadratura – não saturada	X''q	pu	0,14	0,50	0,12	0,25
Reatância de sequência negativa	X2	pu	0,14	0,40	0,12	0,36
Reatância de sequência zero	X0	pu	0,04	0,21	0,04	0,22
Reatância de dispersão – Poitier	Xl	pu	0,09	0,26	0,10	0,20
Resistência do estator	Ra	pu	0,002	0,02	0,0015	0,005
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo direto	T'do	s	2,30	10,00	3,00	10,00

	Símbolo	Unidade	Hidráulicas		Térmicas	
			Min	Max	Min	Max
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo em quadratura	T'qo	s	-	-	0,50	2,00
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo direto	T''do	s	0,02	0,09	0,02	0,05
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo em quadratura	T''qo	s	0,01	0,09	0,02	0,05
Constante de inércia	H	s	2,20	6,30	2,00	5,00
Constante de saturação	Ag	-	0,001	0,065	0,001	0,065
Constante de saturação	Bg	-	5,20	9,20	5,00	10,00

R e X em pu nas bases nominais da máquina

## Parâmetros de máquinas síncronas existentes Usinas hidrelétricas

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Máquinas			
			CHA	GPS	EMB	IPU
Tensão de geração	E	kV	6,6	13,8	13,8	18,0
Potência nominal	S	MVA	5,0	68,7	313,6	736,8
Fator de potência	fp	-	0,80	0,91	0,95	0,95
Reatância síncrona de eixo direto	Xd	pu	20,60	1,458	0,296	0,122
Reatância síncrona de eixo em quadratura	Xq	Pu	13,80	0,962	0,220	0,092
Reatância transitória de eixo direto – não saturada	X'd	pu	6,800	0,364	0,102	0,041
Reatância transitória de eixo em quadratura – não saturada	X'q	pu	-	-	-	-

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Máquinas			
			CHA	GPS	EMB	IPU
Reatância subtransitória de eixo direto – não saturada	$X''d$	pu	5,000	0,355	0,082	0,033
Reatância subtransitória de eixo em quadratura – não saturada	$X''q$	pu	-	-	-	-
Reatância de sequência negativa	$X2$	pu	-	-	-	-
Reatância de sequência zero	$X0$	pu	-	-	-	-
Reatância de dispersão – Poitier	$Xl$	pu	-	0,248	0,045	0,016
Resistência do estator	$Ra$	pu	-	-	-	-
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo direto	$T'do$	s	5,600	6,100	5,000	7,600
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo em quadratura	$T'qo$	s	-	-	-	-
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo direto	$T''do$	s	-	0,060	0,065	0,090
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo em quadratura	$T''qo$	s	-	0,090	0,085	0,190
Constante de inércia	$H$	s	5,140	1,610	14,81	37,370
Constante de saturação	$Ag$	-	0,060	0,010	0,020	0,040
Constante de saturação	$Bg$	-	0,060	8,520	7,500	6,830

R e X em pu nas bases nominais da máquina

## Parâmetros de máquinas síncronas existentes Usinas termelétricas

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Máquinas			
			FIG	FUR	PMD	ANG
Tensão de geração	E	kV	6,6	13,8	13,8	22,0
Potência nominal	S	MVA	12,5	96,0	411,0	760,0
Fator de potência	fp	-	0,80	0,85	0,85	0,90
Reatância síncrona de eixo direto	Xd	pu	15,856	0,728	1,868	0,226
Reatância síncrona de eixo em quadratura	Xq	Pu	-	0,716	1,760	0,221
Reatância transitória de eixo direto – não saturada	X'd	pu	1,584	0,134	0,284	0,064
Reatância transitória de eixo em quadratura – não saturada	X'q	pu	-	-	0,470	-
Reatância subtransitória de eixo direto – não saturada	X''d	pu	1,072	0,112	0,220	0,044
Reatância subtransitória de eixo em quadratura – não saturada	X''q	pu	-	-	-	-
Reatância de sequência negativa	X2	pu	-	-	-	-
Reatância de sequência zero	X0	pu	-	-	-	-
Reatância de dispersão – Poitier	Xl	pu	-	0,082	0,181	0,035
Resistência do estator	Ra	pu	-	-	-	-
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo direto	T'do	s	4,150	-	6,660	5,620
Constante de tempo transitória, em vazio, de eixo em quadratura	T'qo	s	-	-	-	-
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo direto	T''do	s	-	-	0,018	0,048

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Máquinas			
			FIG	FUR	PMD	ANG
Constante de tempo subtransitória, em vazio, de eixo em quadratura	$T''_{q0}$	s	-	-	0,030	0,066
Constante de inércia	H	s	1,170	7,730	3,229	20,76
Constante de saturação	Ag	-	-	0,030	0,0281	0,020
Constante de saturação	Bg	-	-	8,120	6,440	8,200

R e X em pu nas bases nominais da máquina

Fonte: Banco de dados de equipamentos do Sistema Interligado Nacional (SIN).



# **ANEXO C**

---

## **CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



## Características técnicas básicas do sistema da COPEL

### Frequência:

60Hz (frequência padrão no Brasil).

### Tensões nominais da COPEL:

Entende-se por tensão nominal aquela que atende o Decreto n° 73.080, de 5 de novembro de 1973, porém não caracterizada como tensão de contrato ou de operação, sendo apenas aquela que designa uma determinada classe de tensão.

Para baixa tensão:

- a) 127/220 V (sistema trifásico);
- b) 127/254 V (sistema monofásico).

Para alta tensão:

- a) 13,8 kV para distribuição urbana e suprimento a pequenas localidades;
- b) 34,5 kV para subtransmissão e, em alguns casos, para distribuição direta;
- c) 69 kV, 138 kV, 230 kV e 500 kV para transmissão.

### Tensões adequadas de operação:

Tabela .1 – Tensões adequadas de operação do sistema da COPEL

Tensão nominal (kV)	Faixa adequada de tensão			
	(kV)		(pu)	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
69	65,55	72,45	0,95	1,05
138	131,1	144,9	0,95	1,05
230	218,5	241,5	0,95	1,05
500	500,0	550,0	0,95	1,05

Ressalte-se que a tensão de operação (tensão base, de operação ou tensão de contrato) é 525 kV para o sistema em 500 kV da Região Sul do Brasil.

Em algumas regiões, mais antigas, podem existir ainda restrições para utilização dos níveis máximos em 69kV e 138 kV. Nestes casos, temporariamente poderá haver a necessidade de se operar essas tensões com no máximo 69 kV e 138 kV. A COPEL informará os acessantes de tais restrições.

No caso das barras de 34,5 kV das subestações da COPEL, as faixas de operação estão estabelecidas por períodos de carga, de acordo com a tabela seguinte.

Tabela .2 – Faixas adequadas de operação do sistema da COPEL em 34,5 kV

Patamar de carga	Faixa adequada de tensão			
	(kV)		(pu)	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Pesada	34,25	34,50	0,99	1,00
Intermediária	33,75	34,25	0,98	0,99
Leve	33,00	33,75	0,96	0,98

No caso das barras de 13,8 kV das subestações da COPEL, as faixas de operação estão estabelecidas por períodos de carga, de acordo com a tabela seguinte:

Tabela .3 – Tensões adequadas de operação do sistema da COPEL em 13,8 kV

Patamar de carga	Faixa adequada de tensão			
	(kV)		(pu)	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Pesada	13,70	13,80	0,99	1,00
Intermediária	13,50	13,70	0,98	0,99
Leve	13,20	13,50	0,96	0,98

### Aterramento do neutro:

Sistema em 13,8 kV, proveniente de enrolamento de transformador com ligação em triângulo:

a) aterrado por transformador de aterramento que atenda a relação:  $3 < \frac{X_0}{X_1} \leq 10$ .

Sistema em 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV e 500 kV:

a) neutro efetivamente aterrado.

### Capacidade de interrupção dos disjuntores:

- a) 20 kA (500 MVA) para 13,8 kV;
- b) 12,4 kA (450 MVA) para 34,5kV;
- c) 31,5 kA (4000 MVA) para 69 kV;
- d) 20 kA (5000 MVA) para 138 kV;
- e) 40 kA (16000 MVA) para 230 kV;
- f) 40 kA (38000 MVA) para 500 kV.

### Nível básico de isolamento:

- a) 95 kV para 13,8 kV (distribuição e subtransmissão);
- b) 110 kV para 13,8 kV (subestações de transmissão e distribuição);
- c) 150 kV para 34,5 kV (distribuição e subtransmissão);
- d) 200 kV para 34,5 kV (subestações de transmissão e distribuição);
- e) 350 kV para 69 kV;
- f) 550 kV para 138 kV;
- g) 950 kV para 230 kV;
- h) 1550 kV para 500 kV.

Até 1978 era utilizado o NBI de 1050 kV para a classe de tensão de 230 kV e o NBI de 650 kV para a classe de tensão de 138kV.

### Pára-raios:

- a) 15 kV para 13,8 kV;
- b) 27 kV para 34,5 kV (distribuição e subtransmissão);
- c) 30 kV para 34,5 kV (subestações de transmissão e distribuição);
- d) 60 kV para 69 kV;
- e) 120 kV para 138 kV;
- f) 192 kV para 230 kV;
- g) 420 kV para 500 kV.

Com raras exceções, também são utilizados para-raios de 228 kV na classe de tensão de 230 kV.

A COPEL está utilizando centelhadores nos terminais de linhas de transmissão de 69 kV e acima.

### Ligação dos enrolamentos de transformadores:

De distribuição:

a) em 13,8 kV:

- trifásico: delta na alta tensão e estrela aterrada na baixa tensão;
- monofásico: ligação fase-fase;

b) em 34,5 kV:

- trifásico: estrela aterrada na alta e na baixa tensões;
- monofásico: ligação fase-terra.

Interligadores e de carga:

a) transformador de dois enrolamentos:

- estrela aterrada na alta tensão e delta na baixa tensão;

b) transformador de três enrolamentos:

- estrela aterrada na alta tensão;
- estrela aterrada na média tensão;
- delta na baixa tensão.

Elevador de usina:

a) transformador de dois enrolamentos:

- delta no lado do gerador e estrela aterrada no lado do sistema.

### Regulação de tensão nos transformadores:

Na distribuição:

a) com relação fixa: 13200/220/127 V e 33000/220/127 V (otimização do ponto de vista do equipamento).

Na subtransmissão (de carga):

a) com derivações fixas (comutáveis sem tensão): 31500–32250–33000–33750–34500 V.

Na transmissão:

- a) interligadores e de carga com tensão primária nominal de 230 kV ou inferior, com derivações para comutação sob carga (comutador na alta tensão), com 16 derivações, no mínimo. Faixas:
  - 72,45 kV a 58,65 kV, para a classe de tensão de 69 kV;
  - 144,90 kV a 117,30 kV, para a classe de tensão de 138 kV;
  - 240,00 kV a 200,00 kV, para a classe de tensão de 230 kV;
- b) interligadores com tensão primária nominal de 500 kV, com 3 derivações fixas na alta tensão e com comutação sob carga (comutador na média tensão), com 19 derivações, no mínimo na baixa tensão. Faixas:
  - 525,00 kV a 500,00 kV, para o enrolamento de 500 kV;
  - 253,00 kV a 207,00 kV, para o enrolamento em 230 kV.

Elevador de usina:

- a) com derivações fixas no lado do sistema, comutáveis sem tensão.

### Controle de tensão no sistema:

Regulação em:

- a) geradores e compensadores síncronos:
  - controle de geração ou absorção de potência reativa;
- b) transformadores interligadores:
  - comutação sob carga;
- c) subestações sem comutação sob carga e em alimentadores de distribuição:
  - reguladores de tensão;
- d) subestações e alimentadores de distribuição:
  - capacitores fixos e chaveados.

### Proteção de linhas de transmissão e distribuição:

Linhas de distribuição em 13,8 kV e 34,5 kV:

- a) disjuntores com religamento ou religadores automáticos comandados por relés de sobrecorrente.

Linhas de transmissão em 69 kV, 138 kV, 230 kV e 500 kV:

b) disjuntores comandados por:

– relés que possuam, no mínimo, a função de distância para faltas entre fases, função direcional de sobrecorrente de terra para faltas que envolvam a terra, função de falha de disjuntor, função de religamento, função de verificação de sincronismo e outras necessárias à proteção completa do circuito, conforme os padrões e critérios da COPEL.

Deverão ser instalados dois conjuntos completos de proteção sendo, para cada circuito de 230 kV e 500 kV, necessariamente de fabricantes diferentes.

Os relés adquiridos deverão atender às especificações da COPEL.

Para linhas de 230 kV e 500 kV, deverá ser necessariamente previsto esquema de teleproteção e atendidos todos os requisitos dos Procedimentos de Rede. Para circuitos de 69 kV e 138 kV, poderão ser necessários esquemas de teleproteção, dependendo de análises realizadas pela COPEL.

Para todas as tensões poderá ser necessária a instalação de equipamentos de registro de perturbação (oscilógrafos), cuja configuração depende do porte da subestação.

## REFERÊNCIA

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **Manual de acesso ao sistema de transmissão da Copel:** rede básica e demais instalações de transmissão. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual\\_acesso\\_transmissao/\\$FILE/estudo\\_manual%20acesso%20transmissao2009.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/manual_acesso_transmissao/$FILE/estudo_manual%20acesso%20transmissao2009.pdf)>. Acesso em: 31 jul. 2017.

# **ANEXO D**

---

## **PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



## 1 O PROCESSO DE PLANEJAMENTO

O Setor Elétrico, para cumprimento de sua missão, deve basear-se num planejamento institucionalizado e participativo, que vise orientar e otimizar esforços e recursos de forma integrada, mediante o estabelecimento e consecução de objetivos.

Entende-se por missão a declaração da razão da existência do Setor Elétrico; os objetivos são resultados quantitativos e/ou qualitativos a serem atingidos.

O processo de planejamento possui três níveis específicos:

- a) nível estratégico: nível onde se orienta o posicionamento das empresas como um todo, diante de um determinado contexto socioeconômico, institucional, político e ambiental, para que consigam cumprir eficiente, eficaz e efetivamente sua missão, dentro de uma atividade definida, tendo como pano de fundo princípios de comportamento, diretrizes e horizontes preestabelecidos;
- b) nível tático: nível subordinado ao estratégico, onde se estabelecem programas de ação para as empresas de forma a atingirem os objetivos e os respectivos resultados quantificados dentro do horizonte preestabelecido;
- c) nível operacional: nível subordinado ao tático, onde se estabelecem projetos específicos nas empresas para a execução dos programas de ação.

## 2 HORIZONTES DE PLANEJAMENTO

De maneira geral, no que concerne ao planejamento do sistema elétrico, distinguem-se os horizontes de planejamento descritos na sequência, contados a partir do ano seguinte àquele em curso.

### 2.1 ESTABELECIMENTO DE CENÁRIOS

O estabelecimento de cenários alcança um horizonte de até 30 anos e permite o desenvolvimento de esforços para propiciar a identificação de potenciais e aproveitamentos em bacias hidrológicas mais distantes dos centros de carga, o desenvolvimento de tecnologia para transmissão de grandes blocos de energia a longa distância e a maturação de novas tecnologias de geração.

## 2.2 PLANEJAMENTO A LONGO PRAZO

A análise a longo prazo centra-se na premissa de que as decisões referentes à execução de grandes obras de geração só acarretarão resultados efetivos num prazo de 6 a 8 anos. Isso implica a necessidade de se analisar alternativas de geração e os respectivos sistemas de transmissão, visando garantir o atendimento aos requisitos de mercado até o vigésimo ano.

## 2.3 PLANEJAMENTO A MÉDIO PRAZO

O planejamento a médio prazo se estende até o décimo ano de estudo. Dentro desse horizonte são estudadas possíveis alternativas de transmissão, cujo prazo de maturação dos investimentos é da ordem de 3 a 5 anos, eventuais alterações no cronograma de construção de determinadas usinas e/ou a modificação da previsão de mercado de ponta e energia.

## 2.4 PLANEJAMENTO A CURTO PRAZO

Depois de efetuados os estudos para estabelecimento de cenários, de longo e de médio prazos, são conhecidas todas as decisões e hipóteses passíveis de consideração nos estudos de curto prazo. O problema a resolver consiste em tomar as decisões concernentes ao comissionamento e à construção de obras de transmissão. Levando-se em conta que é necessário definir com precisão todos os parâmetros elétricos pertinentes à rede bem como as datas ótimas para implementação das novas obras, um período de 5 anos torna-se necessário para a análise de curto prazo. Excepcionalmente, quando o planejamento puder ser afetado, deverão ser realizados estudos para o ano em curso.

A análise de curto prazo há de apreciar, também, o ajuste de decisões referentes à construção das usinas que se encontram no programa de expansão do parque gerador, alterações nos cronogramas de obras, modificações de mercado, etc.

## 3 ETAPAS PRINCIPAIS DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO

Os estudos de planejamento de sistemas de transmissão consistem, basicamente, em comparações entre duas ou mais alternativas previamente formuladas. Essas comparações são, fundamentalmente, de duas naturezas:

- a) de natureza técnica, ou seja, no que tange ao desempenho da alternativa do ponto de vista elétrico;
- b) de natureza econômica, ou seja, no que tange ao custo e benefício da alternativa.

De modo geral, os estudos desenvolvem-se em uma sequência bastante encadeada, da qual destacamos as seguintes fases:

- a) preparação de dados;
- b) formulação de alternativas;
- c) pré-seleção de alternativas;
- d) estudos elétricos;
- e) estudos econômicos;
- f) avaliação final.

### 3.1 PREPARAÇÃO DE DADOS

Para a realização de estudos de planejamento, é necessário conhecer, além dos dados básicos do sistema (topologia da rede), o mercado de energia elétrica a ser atendido e a geração a ser considerada.

No item 4.1 são relacionados os principais dados a serem considerados.

### 3.2 FORMULAÇÃO DE ALTERNATIVAS

De posse da configuração básica do sistema de transmissão e conhecendo-se as projeções de mercado, os programas alternativos de geração e as propostas tecnológicas, pode-se formular, para o ano horizonte, alternativas para a expansão do sistema de transmissão, em termos de reforços no sistema existente, bem como da definição de novas rotas para as linhas de transmissão e locais para novas subestações.

Sempre que se verificarem fatos marcantes em termos de expansão do sistema de geração e/ou de evolução do mercado, deverão ser analisados anos intermediários, de forma a balizar a evolução do sistema de transmissão e, em consequência, a configuração do ano horizonte.

### 3.3 PRÉ-SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS

A partir da definição da configuração para o ano horizonte, para as diversas alternativas consideradas, pode-se proceder a uma análise técnica e econômica simplificada (comparação de custo das alternativas), somente para esse ano horizonte, a fim de eliminar aquelas menos adequadas ou mais onerosas e reduzir o número das que serão estudadas de forma detalhada, ao longo de todo o período de estudo.

### 3.4 ESTUDOS ELÉTRICOS

A evolução das diversas alternativas de expansão até o ano horizonte é definida pela análise técnica de seu desempenho, por simulação digital, onde o modelo considerado depende do horizonte de estudo analisado (cenário, longo prazo, médio prazo e curto prazo).

Nos estudos de longo prazo, geralmente são utilizados programas de síntese de rede cujo procedimento da resolução é dito automático, já que a otimização é um aspecto intrínseco ao processo de simulação. Como nestes estudos os aspectos estratégicos e macroeconômicos são os mais importantes, algumas simplificações são adotadas nos modelos de análise do desempenho elétrico das alternativas.

Nos estudos de médio prazo, são utilizados modelos mais elaborados, quanto à representação dos elementos do sistema, sendo mais detalhada a análise elétrica do sistema.

No planejamento de curto prazo são utilizados os mesmos modelos de análise empregados nos estudos de médio prazo (fluxo de potência CA, estabilidade dinâmica, curto-circuito, confiabilidade, transitórios eletromagnéticos, etc.); no entanto, são considerados modelos mais representativos de carga e equipamento.

A evolução da expansão do sistema de transmissão é determinada pela análise técnica de seu desempenho em regime permanente, após a simulação do sistema, para os anos mais significativos do período estudado, com exceção do planejamento de curto prazo onde a análise é exaustiva, se estendendo a todos os anos.

As diversas alternativas em estudo até o ano horizonte deverão ser analisadas em regime normal e sob contingência simples para as condições de carga pesada e, dependendo do tipo de estudo, sob condições de carga leve e/ou intermediária. Sempre que necessária, será feita a análise do desempenho do sistema em regime não permanente.

Como produto final da análise técnica, é estabelecido um programa de obras para cada alternativa até o ano horizonte, definindo os tipos de reforços e suas respectivas datas de implantação.

### 3.5 ESTUDOS ECONÔMICOS

Definidas as alternativas e efetuados os estudos elétricos, as etapas seguintes consistem na elaboração da análise econômica considerando duas etapas:

- a) análise de menor custo, onde são selecionadas as alternativas de custo próximo ao valor mínimo;

b) análise de custos e benefícios das alternativas selecionadas na etapa anterior.

Em síntese, deverá ser selecionada para execução a alternativa que apresentar o maior valor presente líquido (VPL) da diferença, benefício custo computada ao longo dos anos de análise, até o ano horizonte de planejamento.

A alternativa selecionada define a linha mestra do programa de expansão que deverá ser executado no período abrangido pelo estudo e que se qualifica como o mais adequado do ponto de vista técnico-econômico.

### 3.6 AVALIAÇÃO FINAL

Nesta fase, os resultados obtidos são cotejados de forma a se sentir as diferenças básicas entre as diversas alternativas.

A Figura G.1 mostra os procedimentos para seleção de alternativas em estudos de planejamento.

Conforme pode ser visualizado no fluxograma, existem dois procedimentos complementares que podem ser empregados para avaliar a melhor proposta de dispêndios, visando satisfazer um incremento previsto de demanda, e que, portanto, permitem selecionar o plano de expansão mais atrativo. Numa primeira etapa, o procedimento é direcionado para a seleção de alternativas de custo mínimo. O segundo procedimento, embasado em análise de custos e benefícios, permite estabelecer definitivamente a melhor alternativa para o plano em análise.

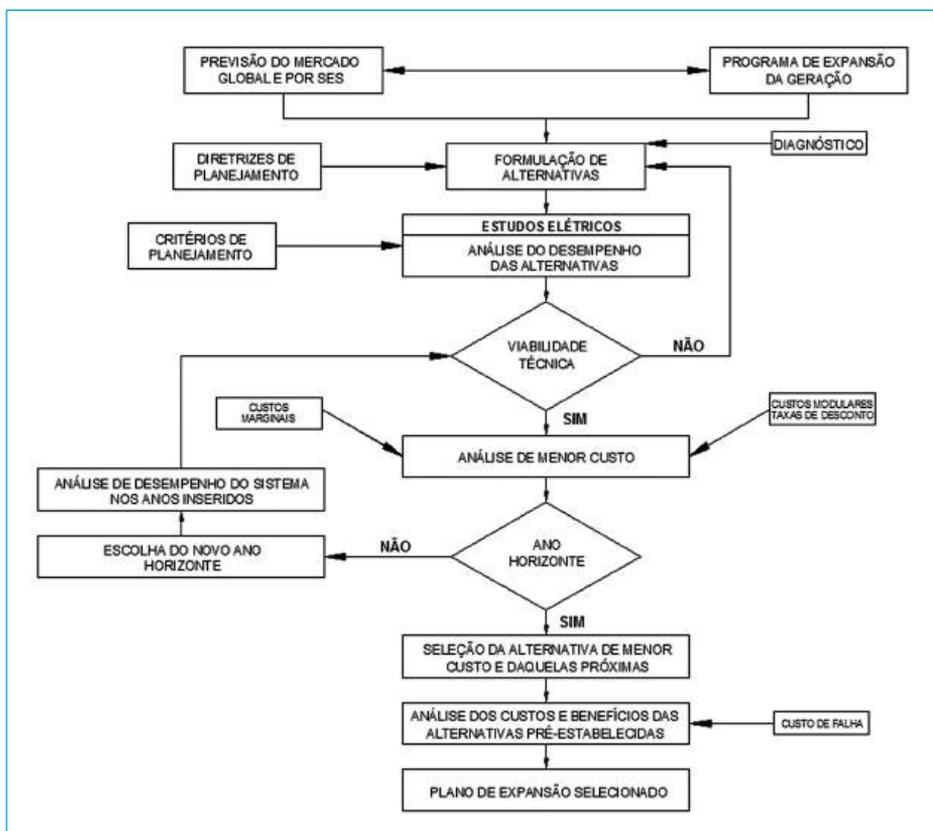


Figura G.1 – Fluxograma geral do processo de planejamento de sistemas de transmissão

## 4 ESTUDOS ADICIONAIS

Além dos estudos já citados, outros poderão ser executados com os seguintes objetivos:

- subsidiar análises econômicas (custo de energia não suprida);
- dimensionar equipamentos (reserva de transformação e arranjo de subestações);
- priorizar as obras.

### 4.1 ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

O planejamento a partir de critérios probabilísticos é uma das metas do Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento (GTCP) e está sendo desenvolvido pelo Subgrupo de Confiabilidade (SGC). Esses critérios deverão ser estabelecidos em função da experiência do Setor Elétrico com a utilização de programas de confiabilidade na determinação de índices representativos do desempenho do sistema.

Embora os critérios atuais de planejamento sejam de natureza determinística, várias análises utilizam resultados de estudos de confiabilidade. Nas análises econômicas recomendadas pelo GTCP, nos estudos de priorização de obras e de dimensionamento de reserva de transformação, um dos parâmetros utilizados é a energia não suprida, calculada para cada alternativa, e custeada pelo custo de interrupção e/ou pelo custo do déficit.

## 4.2 RESERVA DE UNIDADES TRANSFORMADORAS

Para efeito do dimensionamento de reserva, distinguem-se três tipos de unidades transformadoras:

- a) de suprimento;
- b) de interligação;
- c) elevadora de usina.

Para a quantificação das unidades reservas devem ser levados em conta:

- a) características das subestações: potência nominal e relação de tensão dos transformadores;
- b) política de manutenção utilizada: reserva quente, reserva fria regional e reserva fria local;
- c) critério de falha: atendimento ou não a contingências simples;
- d) diagramas de espaço de estados representativos das subestações e dados de falha e reparo das unidades transformadoras;
- e) custos: investimento, energia não suprida, perdas, reparo e transporte.

As metodologias aplicáveis a cada tipo de unidades transformadoras foram desenvolvidas pelo SGC e constam das referências.

## 4.3 PRIORIZAÇÃO DE OBRAS

O objetivo da priorização de obras é determinar, a partir de um plano de expansão fornecido, o conjunto de obras passível de ser adiado com o mínimo de prejuízo para o desempenho do sistema e de forma a atender a um teto de investimento pré-especificado.

Devem ser detalhados critérios, procedimentos e metodologias para a fixação de prioridade de obras para o Sistema de Transmissão (plano Decenal ou equivalente). O estabelecimento de prioridades segue a filosofia de atribuir a cada obra um índice de mérito quantitativo, levando em consideração os benefícios e custos associados à eventual postergação pelo período de um ano.

No processo de priorização, admite-se que a análise da necessidade e da viabilidade de cada obra a ordenar em termos de prioridade já tenha sido executada na fase de planejamento, o que implica a execução de todas as obras na ausência de restrições orçamentárias.

## REFERÊNCIA

ELETROBRAS. Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico. **Critérios e procedimentos para planejamento de sistemas de transmissão**: documento básico – Regiões N/NE/S/SE. GCPS-035/96 - Documento interno Eletrobrás.

# **ANEXO E**

---

## **CRITÉRIOS PARA ANÁLISE DE DESEMPENHO ELÉTRICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

---



## 1 FILOSOFIA DE CRITÉRIOS

A premissa básica utilizada no planejamento do sistema é o atendimento ao mercado conforme os Decretos nº 98.335, de 26 de outubro de 1989, e 41.019, de 26 de março de 1957, que regulamentam os serviços de energia elétrica. Para garantir o desempenho do sistema, é também premissa que não deverá haver corte de carga, ao longo do horizonte de estudo, provocado pela ocorrência de contingência simples neste ou em outro sistema a ele interligado (critério N-1).

O sistema planejado deverá satisfazer aos níveis de desempenho estabelecidos neste documento, para regime permanente e não permanente à frequência industrial.

Critérios especiais poderão ser admitidos desde que motivos técnico-econômicos caracterizem sua conveniência. As modificações introduzidas nos critérios apresentados neste documento deverão ser justificadas e aprovadas no âmbito do GCPS.

## 2 CRITÉRIOS DE COMPORTAMENTO EM REGIME PERMANENTE

### 2.1 ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Os estudos de fluxo de potência, efetuados para verificar o comportamento do sistema em regime permanente, visam precipuamente determinar níveis de tensão nos barramentos do sistema e fluxos de potência nas linhas de transmissão e transformadores.

O sistema deverá ser testado para as condições de carga pesada e leve, e, quando necessário, para outros patamares de carga. Deve-se suportar, sem violação dos critérios estabelecidos, o desligamento não simultâneo de qualquer um dos seguintes elementos:

- a) transformador ou banco de transformadores;
- b) linha de transmissão;
- c) gerador;
- d) reator;
- e) banco de capacitores;
- f) compensador síncrono ou estático.

No caso de linhas de transmissão de circuito duplo, será adotada como filosofia a perda de apenas um circuito. A perda do circuito duplo poderá ser adotada onde, em função de dados estatísticos, ficar evidenciada a ocorrência frequente dessa contingência.

Os sistemas de subtransmissão que suprem grandes centros urbanos e regiões de elevada densidade de carga são normalmente planejados para atender ao critério de contingência simples. No caso de ser admitido o corte de carga temporário, eliminado através da transferência automática da carga via subtransmissão ou distribuição, também se considera atendido o critério N-1.

## 2.2 CARREGAMENTO DE LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão não deverão ter excedido os limites de carregamento para condição normal ou para condição de emergência, nas respectivas condições de estudo.

Os limites de carregamento de cada linha de transmissão deverão ser calculados em função das condições ambientais características da região onde a mesma se encontra e em função da temperatura de projeto (para condição normal) e do abaixamento máximo permitido dos condutores (para condição de emergência).

Não se deverá limitar o carregamento das linhas de transmissão existentes em função das características dos equipamentos terminais, a menos que seja economicamente justificável.

Os limites de carregamento das linhas existentes poderão ser alterados por meio de eliminação dos vãos críticos e/ou troca dos condutores, desde que técnica e economicamente justificável.

No Apêndice C são apresentados limites típicos de carregamento para os cabos usualmente empregados em termos de planejamento pelas empresas participantes do GCPS. Esses limites foram obtidos de acordo com a metodologia constante do documento, atualmente em revisão pelo GTCP para incorporar enfoque probabilístico.

## 2.3 CARREGAMENTO DE UNIDADES TRANSFORMADORAS DE DOIS ENROLAMENTOS

A filosofia básica dos critérios de carregamento em unidades transformadoras é atender aos limites de carregamento determinados para condição normal e para condição de emergência, de forma a contemplar as situações mais críticas, tanto para unidades transformadoras planejadas quanto para unidades existentes, permitindo uma

maximização do uso desses equipamentos e, conseqüentemente, uma redução nos investimentos necessários à expansão dos sistemas de transmissão e subtransmissão.

Em estudos de planejamento de sistemas de *transmissão não é admitida redução na expectativa de vida útil* em unidades transformadoras, quer se trate de unidades existentes, já em operação, ou de unidades planejadas.

Os limites de carregamento deverão ser determinados de forma a *não exceder as máximas temperaturas admissíveis* tanto para o óleo como para o enrolamento (definidas na Tabela H.1) e atender às seguintes condições:

- a) *a expectativa de vida útil fixada* para o transformador: devem ser utilizados os carregamentos ocorridos e/ou previstos nas emergências de longa duração e em condição normal, ponderados pelas frequências esperadas, para determinar o envelhecimento anual do isolamento sólido;
- b) *o máximo de 150%* de carregamento ou o valor correspondente relativo às restrições devidas ao fluxo de dispersão, quando houver – podem ocorrer em unidades transformadoras com potência nominal acima de 100 MVA trifásica, ou seja, superior a 33,3 MVA por coluna de enrolamento;
- c) *as restrições de equipamentos acessórios* (buchas, conectores, etc.).

Deverá prevalecer sempre o limite mais restritivo.

Os limites de carregamento de curta duração só deverão ser utilizados em estudos de planejamento quando for visualizada a possibilidade de adoção de medidas corretivas (remanejamento de cargas, abertura em linhas, redespacho de geração, etc.), que possam ser executadas no período máximo de ½ hora, permitindo reduzir o carregamento das unidades transformadoras para o limite de longa duração.

No planejamento dos novos transformadores, devem ser especificadas as características de todos os acessórios, estruturas e equipamentos associados, de forma que não limitem os carregamentos máximos previstos em estudos de envelhecimento/aquecimento.

Tabela 1 – Temperaturas máximas em unidades transformadoras

Tipo de enrolamento	Temperatura do topo do óleo		Temperatura do ponto mais quente do enrolamento	
	55° C	65° C	55° C	65° C
Condição normal	(4) 85° C	(4) 95° C	(4) 95° C	(4) 110° C
Carregamento planejado	(5) 100° C	(1) 110° C	(3) 110° C	(3) 125° C
Emergência de longa duração	(5) 100° C	(1) 110° C	(2) 115° C	(3) 130° C
Emergência de curta duração	(5) 100° C	(1) 110° C	(2) 120° C	(3) 140° C

Nota: (1) Conforme referência; (2) Valor considerado a partir de sugestões de Fumas e CEPEL. Deverá ser efetuada pesquisa no CEPEL visando determinar a temperatura de formação de gases; (3) Consequência de (1) e (2); (4) Conforme NBR-5416/81; (5) Conforme referência; (6) Duração típica de emergência de curta duração.

## 2.4 NÍVEIS DE TENSÃO

As tensões para a transmissão e subtransmissão que deverão ser consideradas nos estudos de planejamento situar-se-ão dentro dos limites apresentados na Tabela H.2. Esses limites estão em consonância com a Portaria nº 047, de 17 de abril de 1978, do DNAEE.

Tabela 2 – Níveis de tensão em corrente alternada

Tensão nominal [kV]	Tensão mínima [kV]	Tensão máxima [kV]
13,8	13,1	14,5
34,5	32,8	36,2
69,0	65,6	72,5
138,0	131,0	145,0
230,0	218,0	242,0
345,0	328,0	362,0
440,0	400,0	460,0
500,0	475,0	550,0
750,0	720,0	800,0

## Observações:

O Decreto n° 73.080, de 5 de novembro de 1973, que altera o art. 47 do Decreto n° 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, estabelece que deverão ser adotadas pelas concessionárias de serviço de energia elétrica, em novas instalações, as seguintes tensões nominais para transmissão, subtransmissão e distribuição primária em CA: 750 kV, 500 kV, 230 kV, 138 kV, 69 kV, 34,5 kV, 13,8 kV. No parágrafo 2° desse Decreto, fica estipulado que tensões nominais diferentes das indicadas no artigo somente poderão ser utilizadas em reforço ou extensão de redes já existentes, desde que tais tensões sejam técnica e economicamente justificadas.

Nos estudos de planejamento, poderão ser consideradas novas tensões acima da classe de 750 kV ou em corrente contínua, para as quais deverão ser estabelecidos critérios específicos.

Os estudos correspondentes às condições de carga pesada, intermediária e leve e/ou para condições de emergência, serão realizados observando-se os valores limites da Tabela H.2, levando-se em consideração as limitações dos equipamentos existentes.

Em qualquer condição de carga, os níveis de tensão nos barramentos que não atendam diretamente a consumidores, e que não sejam pontos de interligação, poderão ser inferiores ou superiores aos valores mínimos da Tabela 2, respeitadas as limitações dos equipamentos.

Nos estudos de carga leve, será permitido o desligamento de qualquer linha para satisfazer aos limites da Tabela H.2, desde que não haja violação dos demais critérios.

As variações de tensão provocadas por chaveamento de reatores ou capacitores não deverão exceder a 5%, obedecidos os níveis estabelecidos na Tabela H.2.

Nos estudos de fluxo de potência, os equipamentos com comutação automática sob carga poderão ter, para qualquer contingência descrita no item 3.2.1, variação do tap estabelecido para as condições normais para atender aos níveis de tensão da Tabela H.2.

Na transição de carga pesada para carga leve, poderão ser adotadas as seguintes medidas, sem caracterização de prioridade:

- a) desligamento de capacitores;
- b) redução de tensão nos síncronos;
- c) ligação de reatores;
- d) desligamento de linhas;
- e) redução de tensão em usinas;
- f) comutação de taps.

## 2.5 FATOR DE POTÊNCIA NOS PONTOS DE INTERLIGAÇÃO

Será aceito qualquer valor para o fator de potência nos pontos de interligação desde que, nos estudos de avaliação do desempenho do sistema de transmissão, tenham sido respeitados todos os critérios estabelecidos nos itens 3.2.1 a 3.2.3. No caso da análise de mais de uma alternativa de compensação, as perdas deverão ser quantificadas para uma adequada ponderação econômica.

Caso os resultados dos estudos de fluxo de potência não atendam às condições explicitadas no item anterior, deverão ser analisadas alternativas para a superação dos problemas, de modo a se obter o custo global mínimo para o sistema, independentemente do fator de potência nos pontos de interligação.

## 2.6 INTERLIGAÇÕES REGIONAIS

As interligações regionais caracterizam-se pela capacidade de permitir o transporte de grandes blocos de energia entre subsistemas e empresas de caráter regional. Assim, o dimensionamento correto dos elos de interligações regionais requer a análise de aspectos energéticos, elétricos e econômicos, através da interação coordenada das áreas de planejamento energético e do sistema elétrico.

Nas análises de fluxo de potência referentes a alternativas de expansão de redes de interligação regionais ou de sistemas com características funcionais semelhantes, além do exposto nos itens anteriores, considera-se:

- a) para fins de dimensionamento elétrico de elos de interligação regional, o sistema interligado deverá ser testado sob as condições de carga pesada, intermediária e leve e sob situação hidrológica crítica em cada um dos subsistemas que o compõem;
- b) nas condições do item a), os sistemas interligados deverão suportar, sem violação dos critérios estabelecidos no documento básico, a perda não simultânea de qualquer componente da rede de interligação e dos sistemas receptores associados;
- c) no caso de interligação assíncrona, o sistema deverá suportar a perda de um polo, considerando-se o despacho da reserva girante disponível no subsistema receptor e correspondente redução de despacho no subsistema exportador;
- d) nas condições do item c) e nos casos de elo singelo, onde a perda deste acarreta a separação dos subsistemas interligados, o desempenho de cada subsistema deverá ser testado para a perda da interligação, após o despacho da reserva disponível no subsistema receptor e correspondente redução de despacho no subsistema exportador.

O detalhamento dos critérios e procedimentos utilizados consta em documento específico.

## 2.7 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Para os sistemas de corrente contínua – linhas de transmissão e subestações retificadoras e inversoras são adotadas as seguintes premissas:

- a) sob condições nominais o sistema de CC deverá ser capaz de operar em uma dada faixa de tensão nas barras de cada subestação retificadora e inversora, correspondente às tensões máximas e mínimas especificadas para essas subestações;
- b) a faixa operativa para as tensões CC nos terminais retificador e inversor deve ser limitada a valores de  $\pm 5\%$  em torno da tensão nominal especificada para cada um dos terminais, exceto quando situações especiais de operação, oriundas de requisitos do sistema, imponham um alargamento da faixa de tensões para operação normal;
- c) para a faixa de tensões CA estabelecidas para as barras retificadora e inversora, o sistema pode ser planejado para operar a um nível de tensão CC inferior ao valor nominal (tensão reduzida) com a finalidade de se tentar eliminar um curto-circuito estabelecido entre o condutor e a terra através dos isoladores, depois de um determinado número de tentativas de religamento sem sucesso a plena tensão.

Este modo de operação pode ser usado também durante a operação normal do sistema, sem estar necessariamente associado a religamento.

Caso se faça opção pelo funcionamento a tensão reduzida, deverá ser analisado o seu efeito no dimensionamento dos transformadores conversores e na compensação reativa.

- a) para efeito de estudo, a margem de corrente pode ser considerada igual a 10% da corrente nominal;
- b) a tensão CC nominal por polo ou bipolo deve ser obtida no terminal da linha CC no retificador no sentido normal de potência, quando houver;
- c) deverão ser realizados estudos em carga pesada e leve para verificar a máxima potência possível de ser transmitida em cada estágio do sistema CC, inclusive para o sistema completo.

## 3 CRITÉRIOS DE COMPORTAMENTO EM REGIME NÃO PERMANENTE À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

Tem-se aqui como objetivo estabelecer critérios básicos para avaliar o desempenho de sistemas de transmissão em regime não permanente a frequência industrial, assim entendido o período durante e imediatamente após a ocorrência de alterações na configuração da rede, oriundas de variações súbitas de geração ou carga, faltas ou manobras. Este período se caracteriza por oscilações de tensão em módulo e ângulo e por flutuações de potência nas linhas, transformadores e geradores.

Estão excluídas destes critérios as sobretensões de alta frequência associadas aos transitórios da rede elétrica.

### 3.1 ESTUDOS DE ESTABILIDADE

O principal critério para a estabilidade é que as máquinas síncronas se mantenham em sincronismo durante a transição de uma condição operativa em regime permanente para outra, causada por perturbação de qualquer natureza.

Os estudos de estabilidade transitória estão relacionados com grandes perturbações no sistema. Neste caso, a estabilidade depende do local e amplitude da perturbação, enquanto que a estabilidade sob pequenas perturbações é dependente do estado do sistema. Os estudos de estabilidade transitória que incluem o exame do amortecimento das oscilações do sistema são denominados estudos de estabilidade dinâmica.

#### 3.1 1 Estabilidade de Sistemas de Transmissão em Corrente Alternada

Nos estudos de estabilidade transitória e dinâmica, as seguintes premissas deverão ser adotadas nas simulações:

- a) em qualquer condição de carga, o sistema deverá ser estável para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, considerada a perda de um de seus elementos (carga, gerador, linha de transmissão ou transformador). O curto monofásico é usado como critério devido a sua alta probabilidade de ocorrência;
- b) o tempo a ser considerado na eliminação de faltas monofásicas é apresentado na Tabela H.3. São apresentados valores de tempo de atuação da proteção primária mais o tempo de abertura dos disjuntores, para diferentes níveis de tensão, quando da ocorrência de um defeito. Estes valores são puramente indicativos, devendo ser utilizados somente quando da falta de informações mais precisas:

Tabela 3 – Tempo de eliminação de defeitos

Tensão (kV)	Tempo de operação dos relés + tempo de abertura do disjuntor (ciclos)
750	4,5
500	5,0
440	6,0
345	6,0

Tensão (kV)	Tempo de operação dos relés + tempo de abertura do disjuntor (ciclos)
230	6,0
138	9,0
69	9.0

- c) as condições de carga, geração e configuração do sistema que serão utilizadas como condições iniciais nos casos de simulação transitória ou dinâmica deverão ser aquelas que caracterizem condições normais de regime permanente para a carga pesada, intermediária ou leve;
- d) no caso de interligações regionais e de integração de novas usinas, o sistema também deve ser estável para curtos-circuitos monofásicos, sem religamento, para condições de máxima transferência energética e de modo a permitir o escoamento da geração total da usina em estudo;
- e) caso a interligação regional ou da usina seja realizada através de elo singelo, em que sua abertura implica na separação dos sistemas ou na perda da usina, o sistema interligado deverá ser estável considerando-se religamento monopolar com sucesso;
- f) para estudos de estabilidade sob pequenas perturbações, o sistema deverá ser estável para pequenas variações de carga. Tais estudos deverão somente ser efetuados se forem detectadas condições operativas severas para o sistema de transmissão, com ou sem um elemento fora de operação. No caso de interligações regionais, o sistema deverá ser dinamicamente estável para pequenas variações de intercâmbio energético nas interligações sob análise.

### 3.1.2 Estabilidade de Sistemas de Transmissão Incluindo Ligações em Corrente Contínua

O sistema de transmissão deverá ser transitório e dinamicamente estável, considerando os seguintes critérios:

- a) curto-circuito monofásico em elementos de corrente alternada eletricamente próximos às barras conversoras:
- para curto-circuito próximo à barra inversora, deverá ser assumida potência zero na linha CC durante todo o período da falta;
  - para curto-circuito próximo à barra retificadora, deverá ser considerada, durante a falta, uma redução de 80% na potência da linha CC em relação ao seu valor pré-defeito;
- b) curto-circuito monofásico em elementos da rede de corrente alternada eletricamente distantes das barras conversoras (falta remota):

- para faltas remotas no sistema receptor (lado do inversor), se a tensão CA de sequência positiva na barra inversora atingir valores na faixa de 70% a 80% durante a falta, poderá ser assumido conservativamente que ocorrerá falha de comutação durante o período da falta. Para fins de simulação pode ser considerado que o inversor terá um período de potência zero de cerca de 20 a 40 ms durante a falta. Após esse período a potência CC deverá ser rampeada ao seu valor original;
- para faltas remotas no sistema gerador (lado do retificador) poderá ser considerado que a redução de potência CC será proporcional à redução de tensão na barra retificadora;

c) faltas e contingências no elo CC:

- falta monopolar temporária na linha CC;
- falta monopolar permanente na linha CC;

Os curtos-circuitos em linhas CC são eliminados em poucos milissegundos pela atuação do controle. As tentativas de religamento devem esperar cerca de 200 ms (tempo estimado para a eliminação do arco) para se efetivarem e podem ser com ou sem sucesso (falta permanente);

d) na eliminação de faltas monofásicas, no sistema de corrente alternada, poderão ser considerados os valores da Tabela H.3, quando da ausência de informações mais precisas.

### 3.2 ESTUDOS DE SOBRETENSÕES

O principal critério para a fixação de níveis aceitáveis é que esses valores não prejudiquem a integridade de qualquer equipamento do sistema.

Os valores limites são estabelecidos levando-se em conta a duração dessas sobretensões, a qual pode variar desde ciclos, considerando a atuação de relés, ou de alguns segundos, considerando a atuação de reguladores de tensão.

Esses valores são indicadores das necessidades de compensação indutiva fixa do sistema.

Exemplos de eventos causadores dessas sobretensões: rejeição de carga, faltas desequilibradas no sistema, manobras de energização, abertura de linhas e desligamento de cargas.

Os valores máximos admissíveis para as sobretensões deverão ser determinados considerando-se a curva de suportabilidade sobretensão x tempo dos equipamentos sob análise, não se levando em conta a suportabilidade dos para-raios, a qual deverá ser objeto de estudos específicos. Como valores orientativos sugere-se:

Tabela 4 – Suportabilidade de tensão x Tempo

Equipamentos	Sobretensão	Tempo
Com elementos saturáveis	140%	3,6s
Demais	150%	1,7s

A aplicação de critérios de sobretensão no dimensionamento de compensação reativa é detalhada em documento específico.

### 3.3 ESTUDOS DE FECHAMENTO DE ANEL

Tais estudos destinam-se a avaliar os efeitos de fechamento de anel sobre as máquinas síncronas, no sentido de evitar esforços mecânicos excessivos em seus eixos.

O critério básico a ser considerado nos estudos de fechamento de anel baseia-se na variação percentual instantânea da potência ativa  $\Delta P(P_{t=0+} - P_{t=0})$  gerada pela máquina em relação a sua capacidade nominal.

Para  $\Delta P$  inferior a 50%, o fechamento será permitido tanto para máquinas hidráulicas quanto para máquinas térmicas.

No caso de o valor de  $\Delta P$  ser superior a 50%, o fabricante deve ser consultado tendo em vista a possibilidade de haver danos em componentes da máquina devido ao elevado impacto mecânico a que os mesmos são submetidos.

Não havendo outras restrições do fabricante, o valor de  $\Delta P$  para máquinas hidráulicas pode ser superior a 50%, uma vez que a perda de vida do material do eixo devido à fadiga cíclica é irrelevante.

Para máquinas térmicas, se o valor de  $\Delta P$  for superior a 50%, o fechamento do anel será permitido somente se a perda de vida causada pela fadiga cíclica do material do eixo for inferior a 0,01%.

### 3.4 ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO

Os estudos de curto-circuito visam, basicamente, fornecer elementos para:

- dimensionamento elétrico e mecânico de disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente, barramentos e linhas de transmissão;
- dimensionamento de aterramento de instalações;
- escolha e ajuste de proteção.

O cálculo do nível de curto-circuito deverá ser feito considerando o sistema em regime subtransitário com todas as máquinas e linhas de transmissão em operação.

As potências de curto-circuito e os requisitos de tensão de restabelecimento transitória previstos para os pontos de interligação entre empresas ou que afetem essa interligação serão definidos de modo a minimizar a superação de equipamentos e instalações existentes, se necessário, com a utilização de equipamentos limitadores ou com alterações na configuração do sistema.

Novos valores poderão ser admitidos, desde que técnica e economicamente justificáveis.

## 4 ESTUDOS DE CARGAS ESPECIAIS

O documento *Critérios e Procedimentos para o Atendimento a Cargas Especiais* apresenta recomendações a serem adotadas nas atividades de planejamento relacionadas com a ligação ou com a expansão de instalações com comportamento não linear, intermitente e/ou desequilibrado, causadoras de perturbações que deterioram a qualidade de fornecimento de energia elétrica.

Considerando-se que tais perturbações podem ser agrupadas em três temas independentes – Distorções Harmônicas. Flutuações de Tensão e Desequilíbrio de Tensão –, são apresentados a seguir, de forma expedita, os critérios recomendados pela referência. Os limites das Tabelas H.4 a H.8 são aplicáveis aos pontos de entrega dos consumidores com carga nas redes de transmissão e subtransmissão, e devem ser coordenados com os das redes de distribuição.

Observa-se, no entanto, que os critérios a serem apresentados não são aplicáveis a fenômenos transitórios, como ocorre, por exemplo, na energização de transformadores.

Vale ressaltar, no entanto, que a decisão final sobre as condições para a conexão de uma nova carga com características perturbadoras, a despeito das recomendações efetuadas, será sempre da empresa concessionária de energia envolvida.

### 4.1 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

As distorções harmônicas são distorções da forma de onda da tensão e da corrente causadas por equipamentos tanto da concessionária como dos consumidores.

Como exemplo de equipamentos de concessionárias, pode-se citar:

- a) compensadores estáticos;
- b) geradores e compensadores síncronos;

- c) conversores CCAT;
- d) transformadores (em condições de saturação).

Como exemplo de equipamentos de consumidores, tem-se:

- a) retificadores industriais;
- b) fornos a arco e de indução;
- c) acionamento de motores de corrente contínua (de laminadores);
- d) sistemas de tração elétrica.

A operação simultânea de diferentes equipamentos causadores de distorções harmônicas, a forma aleatória de sua composição e a possibilidade de ampliação das distorções ao se propagarem na rede elétrica tornam complexo o problema. Dessa forma, ao avaliar-se uma carga especial, é necessário verificar sua influência em diversos pontos do sistema elétrico.

Para que a conexão de uma carga não linear seja aprovada, devem ser atendidos, nos pontos de entrega, os limites de tensão e de corrente por consumidor apresentados mais adiante.

*Limites de Tensão:* devem ser respeitados os limites de tensão globais e por consumidor, apresentados nas Tabelas H.5 e H.6.

Tabela 5 – Limites globais de tensão expressos em porcentagem da tensão fundamental

E < 69 kV				E ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 – 5 – 7	5			3 – 5 – 7	2		
		2 – 4 – 6	2			2 – 4 – 6	1
9 -11 – 13	3			9 -11 – 13	1,5		
		≥ 8	1			≥ 8	0,5
15 a 25	2			15 a 25	1		
≥ 27	1			≥ 27	0,5		
		D = 6				D = 3	

D – distorção harmônica total

Tabela 6 – Limites de tensão por consumidor expressos em porcentagem da tensão fundamental

E < 69 kV				E ≥ 69 kV			
Ímpares		Pares		Ímpares		Pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	1,5			3 a 25	0,6		
		todos	0,6			todos	0,6
≥ 27	0,7			≥ 27	0,4		
		D = 3		D = 1,5			

D – distorção harmônica total

Entende-se por limites globais os máximos valores que podem ser atingidos no sistema considerando todas as fontes de perturbações em operação. Por limites por consumidor entende-se como sendo os valores máximos admissíveis das perturbações introduzidas no sistema por um único consumidor.

*Limites de Corrente:* devem ser estabelecidos pela concessionária, com base em estudos de penetração de harmônicos em sua rede, de forma a evitar que os limites de distorção de tensão por consumidor sejam excedidos em quaisquer pontos do sistema.

A avaliação do atendimento aos critérios pode ser feita em dois estágios.

No primeiro, leva-se em conta a potência dos equipamentos causadores de distorções em relação à potência de curto-circuito no ponto de entrega, conforme a Tabela 7.

Tabela 7 – Potência dos equipamentos (Pc) x Potência de curto-circuito (Sc)

Tensão do sistema	V < 69 kV	V ≥ 69 kV
Pcc / Sc	0,6	0,3

O segundo estágio é aplicado às cargas que superam as condições do estágio anterior. Neste caso deve ser realizado um estudo de penetração de harmônicos a fim de verificar o atendimento aos critérios.

## 4.2 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

As flutuações de tensão podem ser causadas por fornos a arco, máquinas de solda elétrica, laminadores, grandes motores, etc., que provocam grandes variações na corrente absorvida. Esses fenômenos abrangem alterações aleatórias, repetitivas ou esporádicas na amplitude da tensão. De um modo geral, pode-se relacionar as flutuações aleatórias e

repetitivas com a operação de cargas que solicitam potência reativa variável com o tempo e as flutuações esporádicas com manobras de cargas.

Relativamente aos efeitos nocivos destas flutuações, pode-se associar as flutuações de carácter aleatório e as de carácter repetitivo ao fenómeno de *cintilação* (variação do fluxo luminoso) assim como as de carácter esporádico ao efeito de *operação indevida de contadores*.

Alguns tipos de cargas, tais como fornos a arco, máquinas de solda, laminadoras e grandes motores, provocam flutuações de tensão no sistema, devido às variações das correntes por elas absorvidas.

Para flutuações de tensão com frequência inferior a 9 (nove) variações/hora, deve ser respeitado o limite de variação de tensão de 5%, independentemente da forma da flutuação de tensão.

Os efeitos das variações aleatórias e repetitivas são avaliados pelos níveis de severidade de curta duração (Pst) e de longa duração (Plt), globais e por consumidor, apresentados nas Tabelas H.8 e H.9.

Tabela 8 – Limites globais de severidade de flicker

Tensão do sistema	V < 69 kV	V ≥ 69 kV
Pst	1,0	0,8
Plt	0,8	0,6

Tabela 9 – Limites de severidade de flicker por consumidor

Tensão do Sistema	V < 69 kV	V ≥ 69 kV
Pst	0,6	0,5
Plt	0,5	0,4

O Pst indica a severidade do efeito visual do flicker, através de avaliação estatística dos níveis instantâneos de cintilação, verificados em um período de 10 minutos. O Plt é derivado dos valores de Pst obtidos em um período de 2 horas.

Esses limites devem ser atendidos no ponto de entrega e devem ser estimados por métodos analíticos simplificados ou por simulação analógica, conforme a complexidade do caso.

### 4.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Estas perturbações são provocadas por cargas desequilibradas, tais como máquinas de solda, fornos de indução monofásicos e ferrovias eletrificadas de grande porte.

Os limites para o fator de desequilíbrio de tensão (K-relação entre as componentes de sequência negativa e positiva de tensão) são os seguintes:

- a) limites globais,  $K \leq 2\%$ ;
- b) limites por consumidor,  $K \leq 1,5\%$ .

### 5 APLICAÇÃO DE MEDIDAS CORRETIVAS EM PLANEJAMENTO

A fim de evitar a execução de obras no sistema de transmissão para solucionar problemas temporários do sistema no período em estudo, será permitido, na análise de contingências dos elementos componentes, considerar o desligamento de qualquer outro elemento que fique submetido a solicitações superiores às máximas admissíveis.

Na adoção dessa medida, deve ser observado que:

- a) as solicitações impostas aos demais componentes do sistema de transmissão não excedam os valores fixados pelos critérios de planejamento;
- b) não haja perda de continuidade ou redução do nível de qualidade no atendimento aos consumidores;
- c) esse desligamento possa ser executado automaticamente com a utilização de sistemas usuais de proteção;
- d) o desligamento se restrinja a elementos adjacentes e pertencentes a uma única empresa e controlados por equipamentos localizados em uma única subestação.

As condicionantes a) e b) deverão ser respeitadas tanto em regime permanente como em regime transitório.

A aplicação dessas medidas em estudos de planejamento a longo prazo deve ser condicionada à utilização de procedimentos automáticos, como os previstos para o SINSC (Sistema Nacional de Supervisão e Controle).

### REFERÊNCIA

ELETOBRAS. Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico. **Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Transmissão** – Documento Básico – Regiões N/NE/S/SE. GCPS-035/96. – Documento interno Eletrobrás



*Formato* 18 x 23 cm

*Tipografia* Calibri

2018

*Editora filiada a*





A análise de grandes Sistemas Elétricos de Potência para o planejamento da expansão e para a operação dos sistemas existentes implica na utilização de programas computacionais de grande porte que empregam modelos matemáticos dos diversos componentes que integram o sistema elétrico e utilizam métodos matemáticos para a solução do equacionamento formulado.

O objetivo deste livro é apresentar os conceitos básicos de um assunto, com a teoria fundamental, os modelos dos componentes do sistema, os métodos matemáticos utilizados para a solução e alguns exemplos, dados e parâmetros de equipamentos que mais se aproximem da aplicação prática, possibilitando ao leitor complementar a informação teórica.

Uma complementação prática é apresentada com a utilização dos principais programas computacionais comerciais utilizados na análise de Sistemas Elétricos de Potência, para os quais é apresentado um exemplo simples de arquivo de entrada de dados e de resultados obtidos com os mesmos nos respectivos capítulos, possibilitando uma informação mais completa do assunto e a compreensão dos problemas que ocorrem em um sistema elétrico real de grande porte.

Agência Brasileira do ISBN  
ISBN 978-85-7014-208-5



9 788570 142085