

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JÚLIA BEUST DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO
EFEITO DOS DESEQUILÍBRIOS DA
REDE E DA CARGA NA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Porto Alegre
2018

JÚLIA BEUST DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO
EFEITO DOS DESEQUILÍBRIOS DA
REDE E DA CARGA NA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Sérgio Haffner

Porto Alegre
2018

JÚLIA BEUST DA SILVA

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DO
EFEITO DOS DESEQUILÍBRIOS DA
REDE E DA CARGA NA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____
Prof. Dr. Sérgio Haffner,
Doutor pela UNICAMP – São Paulo, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Adriano Peres de Moraes, UFSM
Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Flavio A. Becon Lemos, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Ing. Luís Alberto Pereira, UFRGS
Doutor pela Universität Kaiserslautern – Kaiserslautern, Alemanha

Coordenador do PPGEE: _____
Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, junho de 2018.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu pai e meu irmão, com os quais compartilho o amor pela área das ciências exatas e à minha mãe, que sempre soube ser o coração do nosso lar.

Agradeço as infinitas palavras de incentivo e a ajuda que recebi dos que me acompanharam; Vocês me fizeram perseverar.

Sou muito grata ao professor Sérgio Haffner, pelo respeito, seriedade e paciência com que orientou as atividades ao longo do período da realização desta dissertação.

Agradeço ao professor Roberto Leborgne, pelas recomendações que possibilitaram o ingresso ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. E à Universidade Federal do Rio Grande do Sul e à CAPES pelo suporte financeiro.

Aos colegas do LASEP e do PPGEE, o reconhecimento por todo o apoio, críticas e sugestões que contribuíram para o enriquecimento deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho propõe uma avaliação quantitativa do efeito do desequilíbrio nos índices de operação do sistema de distribuição de energia elétrica. Os cenários apresentados contemplam os desequilíbrios existentes nos circuitos de média tensão e, também, os desequilíbrios na carga. Os desequilíbrios da rede consideram os efeitos da assimetria dos circuitos que provocam acoplamentos diferenciados entre os condutores. Para tanto, foram empregados dois sistemas, sendo um deles teórico e constituído por apenas um circuito e outro uma rede de distribuição padrão do IEEE. A primeira etapa da avaliação é realizada utilizando um modelo que reproduz um trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica com geometria e condutores típicos de redes de distribuição de energia de média tensão a cinco condutores, sendo um deles o condutor fictício de retorno pela terra. Os desequilíbrios de carga foram gerados aleatoriamente através do método de Monte Carlo, considerando variados índices de desequilíbrio. O desequilíbrio das correntes e as perdas do sistema foram determinados com o objetivo de quantificar o impacto das variações realizadas no trecho de linha. Para o sistema teste IEEE 34 *Node Test Feeder*, foram avaliados os erros decorrentes da consideração do acoplamento médio no cálculo das perdas de potência ativa e reativa, bem como os desequilíbrios de corrente, com o uso do *software* OpenDSS. Chega-se à conclusão de que o modelo que considera o acoplamento médio é capaz de determinar com muita fidelidade o desequilíbrio das correntes e das perdas para um circuito típico de distribuição em média tensão, não sendo necessária a representação exata das assimetrias dos condutores.

Palavras-chave: Distribuição de energia elétrica, Acoplamentos assimétricos, Circuitos desequilibrados, OpenDSS.

ABSTRACT

This Master Thesis proposes a quantitative evaluation of the effect of unbalance in the operational indexes of distribution networks. The scenarios comprehend the unbalance of medium voltage circuits and the unbalance in the load. The unbalances consider the effects of the asymmetry of circuits, that cause different couplings between the conductors. Therefore, two systems were implemented, one theoretical and the other a distribution network following the IEEE standard. The first stage of the evaluation is performed using a model that reproduces a fictitious section of a three-phase aerial distribution power line with five conductors considering earth return path, with geometry and typical conductors used in medium voltage energy distribution. The load unbalances were randomly produced using the Monte Carlo method, considering different unbalance rates. The current unbalance factor and the system losses were determined to quantify the impact of the variations in the line section. For the IEEE 34 Node Test Feeder system, the errors from considering the average coupling in the calculation of active and reactive power losses were evaluated, as well as the current unbalance factor. In conclusion, the model that considers the average coupling can successfully determine with a high degree of accuracy the imbalance of currents and the losses for a typical medium-voltage distribution circuit without the need of an exact representation of the asymmetries of the conductors.

Keywords: Electric power distribution, Asymmetrical coupling, Unbalanced circuits, OpenDSS.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	8
LISTA DE TABELAS	9
LISTA DE ABREVIATURAS	10
1 INTRODUÇÃO	11
2 MODELAGEM DOS COMPONENTES	15
2.1 Modelagem das linhas aéreas com retorno pela terra	15
2.1.1 A linha monofásica de Carson	17
2.1.2 Linha de distribuição aérea com retorno pela terra	19
2.2 Cargas	22
2.2.1 Modelo de impedância constante (Z)	23
2.2.2 Modelo de corrente constante (I)	23
2.2.3 Modelo potência constante (P)	24
2.2.4 Modelo ZIP	24
3 METODOLOGIA DE ANÁLISE PROPOSTA	25
3.1 Trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios	27
3.1.1 Determinação das matrizes de impedância	29
3.1.2 Tipos de acoplamento	32
3.1.3 Determinação das cargas	34
3.2 Rede de distribuição IEEE 34 Node Test Feeder	37
3.2.1 Matrizes de impedância	39
3.2.2 Cargas	43
4 RESULTADOS OBTIDOS	45
4.1 Trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios	45
4.1.1 Perdas de potência ativa	45
4.1.2 Desequilíbrio nas correntes	48
4.2 Rede de distribuição IEEE 34 Node Test Feeder	53
4.2.1 Perdas	54
4.2.2 Desequilíbrio nas correntes	57
5 CONCLUSÃO	59
5.1 Sugestão de trabalhos futuros	60
REFERÊNCIAS	61

APÊNDICE A - VALIDAÇÃO DAS MATRIZES DE IMPEDÂNCIA .	64
APÊNDICE B - PUBLICAÇÃO DE ARTIGO	67
ANEXO I - DADOS IEEE 34 NODE TEST FEEDER	76

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1:	Poste de rede de distribuição com estrutura aérea convencional.	16
Figura 2:	Linha de Carson monofásica.	18
Figura 3:	Linha trifásica com retorno pela terra.	20
Figura 4:	Etapas do método de análise do trecho de linha.	26
Figura 5:	Etapas do método de análise do sistema IEEE.	27
Figura 6:	Circuito do trecho de rede de distribuição considerando o acoplamento completo, incluindo: uma fonte simétrica (em estrela), uma carga trifásica (em estrela) e o circuito de retorno pela terra.	27
Figura 7:	Espaçamentos, em mm, dos isoladores da estrutura padrão N1.	30
Figura 8:	Espaçamentos, em mm, dos isoladores da estrutura compacta.	31
Figura 9:	Cargas trifásicas geradas aleatoriamente para $\Delta=0,35$	35
Figura 10:	Histograma da distribuição dos valores de <i>CUF</i> para 100 mil amostras, considerando $\Delta = 0,35$	36
Figura 11:	Sistema IEEE 34 <i>Test Node Feeder</i>	38
Figura 12:	Espaçamentos, em pés, dos condutores das estruturas 500 e 510.	40
Figura 13:	Espaçamentos, em cm, dos condutores das estruturas 500 e 510.	40
Figura 14:	Distribuição das perdas ativas, calculadas considerando o acoplamento completo, para estrutura de rede N1.	46
Figura 15:	Distribuição das perdas ativas, calculadas considerando o acoplamento completo, para estrutura de rede compacta.	46
Figura 16:	Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura N1 pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$	49
Figura 17:	Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura compacta pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$	50
Figura 18:	Balanco de cargas totais do sistema.	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Características do condutor considerado para estrutura N1.	30
Tabela 2:	Características dos condutores considerados para estrutura compacta.	31
Tabela 3:	Fatores de desequilíbrio de corrente (CUF), em função de Δ , quando a carga é alimentada com tensão nominal.	37
Tabela 4:	Dados dos transformadores.	38
Tabela 5:	Dados dos bancos de capacitores.	39
Tabela 6:	Dados do Regulador de Tensão 1.	39
Tabela 7:	Dados do Regulador de Tensão 2.	39
Tabela 8:	Códigos de identificação das topologias de rede aérea.	40
Tabela 9:	Características dos condutores do circuito IEEE 34 <i>Node Test Feeder</i>	41
Tabela 10:	Configuração das redes distribuição aéreas IEEE 34 <i>Node Test Feeder</i>	41
Tabela 11:	Dados dos segmentos de linha.	42
Tabela 12:	Códigos de identificação dos modelos de carga.	43
Tabela 13:	Dados das cargas concentradas.	44
Tabela 14:	Dados das cargas distribuídas.	44
Tabela 15:	Perdas ativas na rede em função de Δ , considerando o acoplamento completo.	47
Tabela 16:	Perdas normalizadas médias e limites do intervalo que contém 95% dos valores quando considerado acoplamento médio.	48
Tabela 17:	Fatores de desequilíbrio de corrente (CUF), em função de Δ , para 10 km de rede aérea.	51
Tabela 18:	Erro dos fatores de desequilíbrio de corrente, em função de Δ , obtidos pelo modelo que considera o acoplamento médio.	52
Tabela 19:	Erro dos fatores de desequilíbrio de corrente, em função de Δ , obtidos pelo modelo que desconsidera o acoplamento.	53
Tabela 20:	Perdas de potência ativa por ramo do circuito.	55
Tabela 21:	Perdas de potência reativa por ramo do circuito.	56
Tabela 22:	Coeficiente de desequilíbrio das correntes.	57

LISTA DE ABREVIATURAS

AWG	<i>American Wire Gauge</i>
BT	Baixa Tensão
CA-XLPE	Cabo de Alumínio Coberto com Polietileno (XLPE)
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
CAZ	Cabo de Aço Zincado
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul
CIGRE	Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
<i>CUF</i>	<i>Current Unbalance Factor</i>
D	Conexão Delta
Gr	<i>Ground</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MT	Média Tensão
pu	por unidade
SEP	Sistema Elétrico de Potência
RMG	Raio Médio Geométrico
Y	Conexão Estrela
ZIP	Modelo Impedância, Corrente e Potência constante

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos recursos essenciais para qualquer sociedade contemporânea e dela dependem diretamente a economia e o bem estar da coletividade. As principais atividades do setor elétrico podem ser divididas em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, cabendo a cada país a questão fundamental de como realizar essas etapas e fornecer o recurso energético à sua população.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica apenas se tornaram necessários por volta de 1880, quando a geração de eletricidade deixou de ser localizada no ponto de consumo e passou a ser centralizada em pequenas centrais geradoras (SKRABEC, 2012). A importância da distribuição de energia elétrica consiste em realizar a conexão entre a unidade de geração e a carga localizada nos centros de consumo ou regiões rurais.

Os primeiros sistemas de distribuição foram concebidos para prover energia elétrica a ser utilizada na iluminação pública em cidades da Europa e Estados Unidos. Enquanto na Inglaterra os sistemas desenvolvidos focavam na distribuição em corrente alternada, os Estados Unidos desenvolvia a distribuição através da corrente contínua (SKRABEC, 2012). No entanto, a escolha por sistemas de distribuição de corrente alternada foi sendo consolidada ao longo dos anos devido ao seu principal ponto de relevância: a minimização das perdas (HUGHES, 1993; GARUD; KUMARASWAMY; LANGLOIS, 2009).

A implantação da primeira rede de distribuição no Brasil data de 1879, durante o período imperial, quando Dom Pedro II concedeu a Thomas Edison o direito de iniciar no país a instalação de um sistema de iluminação pública para a Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II, atual Central do Brasil, no Rio de Janeiro (GOMES et al., 2002). Foi deste modo, com equipamentos desenvolvidos por empresas privadas estrangeiras, que concebeu-se a distribuição de energia elétrica no país e o sistema de 60 Hz, utilizado até hoje.

Tendo em vista que o desenvolvimento tecnológico e socioeconômico acarreta um crescimento na demanda de energia elétrica nas unidades consumidoras, é conveniente que se trabalhe com um modelo apropriado para a representação dos sistemas de distribuição, capaz de retratar suas características próprias e que permita resolver os problemas de operação da rede para diferentes condições. Historicamente, o segmento de distribuição de energia elétrica, se caracterizou pela inércia tecnológica (AGUIAR, 2009). Durante anos, prevaleceu entre os estudos, o foco nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica. Desta forma, a grande maioria dos programas para resolução de fluxo de potência foram implementados para analisar sistemas trifásicos a três fios, nos quais os efeitos das assimetrias dos acoplamentos mútuos entre condutores são eliminados pela transposição e os efeitos do cabo neutro e do aterramento são transferidos aos cabos de fase através da redução de Kron (ROBBA, 1973; KERSTING, 2001) ou simplesmente desconsiderados para a simplificação das simulações.

Desprezar o cabo neutro e o sistema de aterramento afeta não só a operação, mas também a segurança de dispositivos e seres humanos. As correntes do neutro podem interferir com sistemas de comunicação e equipamentos, aumentar as perdas do sistema e diminuir a sensibilidade das proteções da rede. O aterramento pode afetar o potencial da terra, correntes de falta, etc. Além disso, não existe consenso sobre a relevância da consideração dos desequilíbrios causados pelos diferentes espaçamentos de condutores da rede no cálculo do fluxo de potência de redes de distribuição. Neste contexto, CHEN; YANG (2001) e OCHOA PIZZALI (2003) realizam o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição desequilibradas com modelagem a quatro fios, com representação de sistemas de aterramento, retorno pela terra e condutor neutro de forma explícita. Os resultados das simulações realizadas demonstram a grande importância em se considerar o neutro e o sistema de aterramento na resolução do fluxo de potência, chegando à conclusão que a desconsideração destes resulta no cálculo incorreto das tensões, das correntes e do desequilíbrio do sistema. Por este motivo, é utilizada, no trabalho, uma modelagem geral para redes de distribuição onde a representação 3×3 da rede é expandida a uma representação 5×5 que considera as três fases, um cabo neutro e um cabo fictício de retorno pela terra.

No que diz respeito à consideração das impedâncias série com geometria assimétrica, devido à disposição dos condutores, e das matrizes de admitância para em redes de distribuição, KERSTING (2002) desenvolve 3 modelos: (i) modelo exato, não utiliza simplificações, ou seja, são consideradas a matriz de impedâncias desequilibrada e a matriz de admitâncias paralela; (ii) modificado, ignora a matriz de admitâncias; e (iii) aproximado, que assume os valores médios para as impedâncias mútuas da rede e, também, ignora a matriz de admitâncias paralelas. Através da resolução de problemas propostos, é demonstrado que a desconsideração da matriz de admitância em linhas aéreas gera erros, quando existentes, insignificantes. Com relação à consideração dos acoplamentos assimétricos entre as fases, o autor ressalta a importância de se utilizar a matriz impedância de fase original, sem valores médios, para representar corretamente o efeito do acoplamento mútuo entre as fases, uma vez que esse causa grandes impactos ao desequilíbrio do sistema levando a erros significativos no cálculo da tensão. Na mesma linha, um estudo comparativo das perdas técnicas em redes de distribuição compactas e tradicionais, considerando a influência dos acoplamentos assimétricos, pode ser encontrado em MONTEIRO et al. (2017). Por meio da modelagem dos condutores e do cálculo do fluxo de potência para um trecho de distribuição real, os autores apresentam resultados que demonstram que existe uma diminuição das perdas ativas quando a rede compacta, de acoplamentos mais simétricos, é adotada. As conclusões deste trabalho, reforçam que os desequilíbrios oriundos dos acoplamentos entre os condutores em redes de distribuição influenciam diretamente nas perdas de potência do sistema.

Em contrapartida, ZHANG; CHEN (1994) propõem dois algoritmos para cálculo de fluxo de potência trifásico assimétrico através da desconsideração dos desequilíbrios dos acoplamentos magnéticos entre os condutores. Ao ignorar as assimetrias, é proposta a utilização do método de correntes de compensação para desacoplar os condutores, resolvendo o circuito através de componentes simétricas e aumentando a velocidade do cálculo do fluxo de carga trifásico sem perder sua precisão, segundo os autores. Métodos para soluções baseados em componentes simétricas foram, e continuam a ser, muito empregados para a resolução de sistemas multifásicos em função das simplificações realizadas, que diminuem o tempo de processamento e facilitam a solução do problema. A aplicação de métodos tradicionais, que utilizam a teoria das componentes simétricas apresentada por FORTESCUE (1918), necessitam da simplificação dos desequilíbrios causados pelos

acoplamentos assimétricos da rede através da adoção do modelo de acoplamento médio ou desconsideração do acoplamento. Muitos estudos de faltas em sistemas de distribuição aplicam esta abordagem (ROBBA, 1973; STEVENSON, 1982; ANDERSON, 2003). A análise de sistemas de distribuição por meio das componentes simétricas pode gerar resultados equivocados caso a consideração do acoplamento médio entre os condutores não seja válida. Trabalhos como SUN et al. (1980) analisam o impacto da representação das impedâncias mútuas das linhas nas perdas do circuito a jusante do alimentador, concluindo que, com o aumento da carga do sistema, as perdas no transformador são superiores às perdas nas linhas, tanto em termos de potência quanto perda de energia, em uma proporção que se aproxima de 2 para 1.

Ainda, os crescentes incentivos para o desenvolvimento da microgeração distribuída em território brasileiro constituem mais um fator relevante, capaz de interferir no modo pelo qual os circuitos de distribuição de energia elétrica são operados, agregando incertezas e novas fontes de desequilíbrios, pois podem haver sistemas de geração monofásicos e bifásicos. O impacto referente ao aumento expressivo do número destas instalações e das potências instaladas ainda não é totalmente compreendido.

Considerando que a grande maioria dos circuitos de distribuição de média e baixa tensão apresentam geometria assimétrica, buscou-se neste trabalho quantificar os efeitos causados quando são realizadas simplificações no modelo utilizado para representar a rede. Desta forma, os principais objetivos específicos deste trabalho são:

1. avaliar e quantificar o efeito da assimetria da geometria da rede nos indicadores de operação da rede;
2. avaliar e quantificar o efeito do desequilíbrio da carga nos indicadores de operação da rede;
3. realizar uma mensuração da qualidade dos resultados obtidos quando são utilizadas variações do modelo para representar a rede de distribuição.

Foram considerados dois parâmetros: as perdas na rede (que retrata uma condição sistêmica, mas também de cada circuito da rede) e o fator de desequilíbrio das correntes (que retrata como estas se distribuem entre as fases pelos diversos circuitos). Desta forma, apresenta-se uma análise quantitativa dos desequilíbrios causados pelo acoplamento magnético assimétrico presente nas redes de distribuição aéreas convencionais e compactas, além da avaliação do impacto do desequilíbrio das cargas no sistema. As análises foram inicialmente aplicadas em um trecho de linha fictício e, posteriormente, ao modelo de rede de distribuição teste do IEEE 34 *Node Test Feeder* (KERSTING, 2001).

A abrangência do estudo contempla o desequilíbrio no circuito de média tensão e, também, o desequilíbrio na carga e visa quantificar o erro esperado quando são adotados modelos simplificados (em geral, equilibrados) para descrever o problema de operação. Os desequilíbrios da rede consideram casos de acoplamento completo, médio e desacoplado. Como na distribuição praticamente não existem transposições, as quedas de tensão devido aos acoplamentos entre fases são em geral desequilibradas. Os desequilíbrios de carga são gerados aleatoriamente com diferentes intensidades, partindo de cargas equilibradas até cargas com acentuado desequilíbrio (até 55%), com fator de potência variável. Para tanto, é utilizada uma modelagem geral para redes de distribuição 5x5 que considera as três fases, um cabo neutro e um cabo fictício de retorno pela terra. Considerando este modelo completo, são obtidas as soluções exatas para cada circuito e estas serão, posteriormente, comparadas com as soluções obtidas para os modelos simplificados.

A representação geral pode ser aplicada na maioria dos tipos de rede de distribuição de média tensão (MT) e baixa tensão (BT), sendo facilmente adaptada para reproduzir sistemas a três fios, quatro fios com neutro aterrado ou isolado, três fios ou um fio com retorno pela terra e demais arranjos existentes.

Para a realização dos objetivos, foi utilizado o *softwares* MATLAB da MathWorks Inc. associado a um *software* voltado para a simulação de sistemas de potência: *The Open Distribution System Simulator*, o OpenDSS (EPRI, 2016). Optou-se pela utilização do OpenDSS pelo fato de ser um programa executável de utilização livre, desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), empresa norte americana voltada a estudos de sistemas de energia.

2 MODELAGEM DOS COMPONENTES

O Sistema de Distribuição constitui a última etapa do fornecimento de energia elétrica pelo Sistema Elétrico de Potência (SEP), definido como o conjunto de instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão, medição e distribuição de energia elétrica. No Brasil, a distribuição de energia elétrica em média e baixa tensão é majoritariamente composta por redes aéreas (PIRELLI, 2000), constituídas por três ou quatro condutores (três fases mais um condutor aterrado), sendo estruturas similares também adotadas em outros países (MELIOPOULOS et al., 1998). Durante anos, os estudos de sistemas de potência foram focados nas etapas de geração e transmissão de energia elétrica, motivo pelo qual a maioria dos modelos e algoritmos desenvolvidos levam em conta características básicas de tais sistemas, como reduzido desequilíbrio na carga, alto valor da razão X/R, circuitos com transposição e susceptâncias capacitivas consideráveis; tais características não descrevem os segmentos de distribuição.

Como o estudo realizado neste trabalho avalia o efeito das assimetrias dos acoplamentos dos circuitos de distribuição e o desequilíbrio da carga nos indicadores de operação da rede, neste capítulo, é feita uma descrição detalhada dos modelos empregados para representar a rede e a carga.

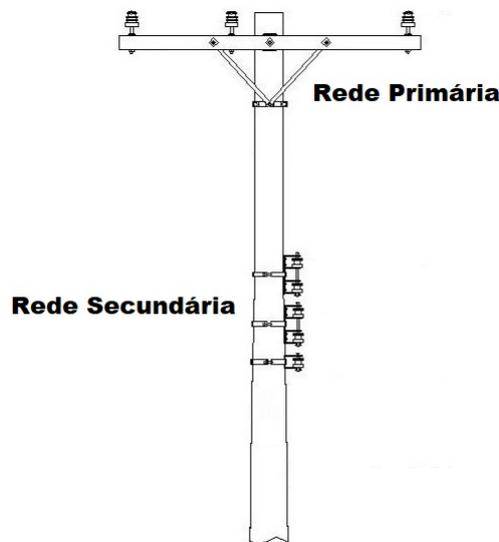
2.1 Modelagem das linhas aéreas com retorno pela terra

As redes de distribuição são compostas por linhas de alta (69 kV e 138 kV), média (13,8 kV e 34,5 kV) e baixa tensão (127-380 V) (BRASIL, 1973). As linhas de média tensão, também referidas como rede primária, são de fácil identificação em ruas e avenidas das grandes cidades, frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto ou madeira. As redes de baixa tensão, ou rede secundária, são aquelas que, também afixadas aos postes de concreto ou madeira que sustentam as redes de média tensão, localizam-se a uma altura inferior com alinhamento vertical. A Figura 1 ilustra um poste de concreto com ambas as redes.

A estrutura de rede primária apresentada na Figura 1 é a mais comumente encontrada no Brasil, na rede de distribuição com estrutura aérea convencional os condutores são nus (sem isolamento). Podem ainda ser encontradas outras estruturas de redes de distribuição de energia elétrica. Sendo elas:

- Rede de Distribuição com Estrutura Aérea Compacta: Adotada no Brasil na década de 90, os condutores da rede compacta oferecem maior proteção. A utilização de condutores cobertos e sua configuração compacta resulta em menor número de perturbações.

Figura 1: Poste de rede de distribuição com estrutura aérea convencional.



Fonte: CEEE-D (2012) , adaptado pela autora.

- Rede de Distribuição com cabo isolado: Esse tipo de rede utiliza condutores encapados com isolamento suficiente para serem trançados. Geralmente mais cara, essa rede oferece maior grau de proteção e é utilizada em condições especiais.
- Rede de Distribuição Subterrânea: A rede subterrânea é aquela que proporciona o maior nível de confiabilidade e, também, o melhor resultado estético, dado que as redes ficam enterradas. No entanto, as redes subterrâneas são bem mais caras que as demais soluções, sendo comuns apenas em regiões muito densas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas.

O sistema trifásico a quatro fios é amplamente adotado em modernos sistemas de distribuição de energia elétrica em BT (BURKE, 1994). No entanto, é muitas vezes operado em situações desequilibradas como resultado da distribuição das cargas. O desequilíbrio pode fazer com que a corrente do neutro se torne maior que as demais correntes de fase se as cargas forem excessivamente desequilibradas em alguns trechos, isto é prejudicial à operação, confiabilidade e segurança do sistema. É essencial para os engenheiros de energia perceber as características inerentes às redes de distribuição ao realizar o planejamento e operação do sistema.

Um modelo matemático de um sistema deve atender a um propósito e ser considerado como uma descrição apropriada e confiável de aspectos particulares do sistema e não como a reprodução final e incontestável do mesmo. Dentro da modelagem de sistemas elétricos em regime permanente, existem dois modelos usualmente utilizados para representar as características elétricas do sistema (RANGEL, 2015): (i) O modelo de fluxo de carga convencional (Corrente Alternada); e (ii) o modelo de fluxo de carga linearizado (Corrente Contínua), bastante empregado nos problemas de otimização relacionados ao planejamento da operação e expansão dos sistemas elétricos. O modelo de fluxo de carga linearizado é adequado para sistemas de transmissão em alta e extra alta tensão, sendo inadequado para representar redes de distribuição devido à elevada relação R/X das mesmas (GASPERIN, 2008). Além disto, as redes de distribuição possuem topologia radial, alto

desequilíbrio das cargas, presença do condutor neutro em BT e linhas com geometria assimétrica, características particulares que exigem representação. Simplificar esses pressupostos, através da desconsideração dos desequilíbrios de carga ou da rede, são práticas comuns nos artigos publicados na literatura sobre planejamento e operação do sistema de distribuição (MWAKABUTA; SEKAR, 2007). Segundo HAFFNER et al. (2009), embora as redes de distribuição em média e baixa tensão não apresentem transposição das fases, o desequilíbrio nas indutâncias mútuas não é acentuado a ponto de modificar de forma expressiva o comportamento do circuito, mesmo nas redes multiaterradas, com a presença do condutor neutro e cargas significativamente desequilibradas. Desta forma, a representação da rede por intermédio de um circuito equivalente equilibrado não introduz diferenças significativas, justificando sua utilização, pois na grande maioria dos casos não é possível determinar a exata distribuição da carga entre as fases.

Contudo, existem estudos de análise de perdas técnicas em sistemas de distribuição de redes aéreas com diferentes estruturas, como a comparação entre as estruturas compacta de condutores cobertos e convencional de condutores nus apresentada em MONTEIRO et al. (2017) que concluem que a consideração das geometrias assimétricas da estrutura da rede impacta nas impedâncias e perdas reais do sistema.

Neste trabalho, utiliza-se uma modelagem a 5 fios (três condutores de fase, um condutor de neutro e um condutor fictício para representar a terra), baseada nas Equações de Carson (CARSON, 1926), para representar linhas de distribuição aéreas com retorno pela terra. A partir deste modelo, são determinadas as perdas e indicadores de desbalanço, que são provocados pela assimetria na geometria dos condutores da rede e pelo desequilíbrio da carga. Os modelos utilizados para representação da rede e da carga são descritos a seguir.

2.1.1 A linha monofásica de Carson

Contrariamente ao que acontece em sistemas de transmissão, na distribuição aérea em MT a resistência das linhas é comparável a sua reatância. Geralmente a razão X/R tem uma ampla faixa de variação, podendo chegar a valores muito inferiores a unidade. Por esta razão, a impedância paralela e os efeitos capacitivos das linhas de distribuição aéreas podem ser desprezados quando se trata de um trecho curto (RUSH, 2002).

A impedância série de uma linha de transmissão ou distribuição é composta pelas impedâncias próprias e mútuas dos condutores e definida como:

$$\bar{Z} = R + jX, \quad (2.1)$$

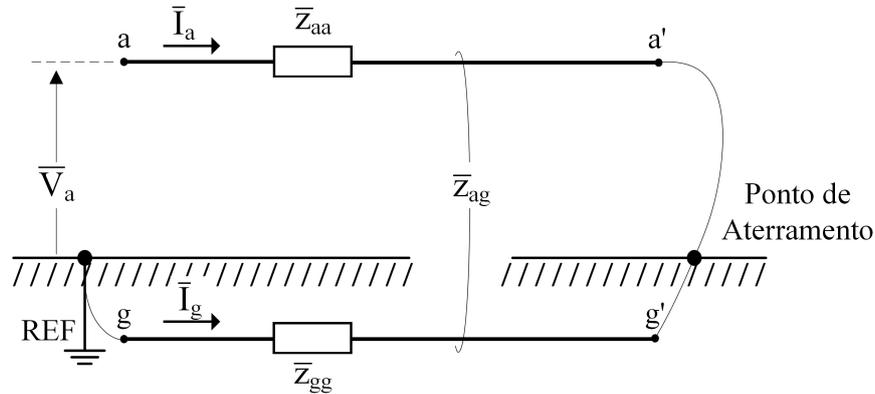
onde R é a resistência e X a reatância da linha.

Quando uma linha é formada por mais de um condutor, calcula-se a impedância própria de cada condutor e as impedâncias mútuas entre os vários condutores que a constituem. A impedância própria $\bar{Z}_{\alpha\alpha}$ de cada condutor da linha é a relação entre a tensão por unidade de comprimento e a corrente que circula pelo condutor α . Por sua vez, a impedância mútua $\bar{Z}_{\alpha\beta}$ é a relação entre a tensão por unidade de comprimento induzida no condutor α devido a corrente que circula em β . Ambas as impedâncias própria e mútua são influenciadas pelo retorno pela terra, que é simulado através de um condutor fictício. A impedância série da linha é então caracterizada por uma matriz Z , de dimensão $n \times n$ em que n é o número de condutores do sistema.

Em 1926, Carson publicou um importante estudo descrevendo a relação entre um condutor aéreo e a impedância de retorno pela terra. Seu artigo (CARSON, 1926) veio a se tornar base para o cálculo de impedâncias série de linhas aéreas considerando o retorno

pela terra e a frequência de operação. O modelo mostrado na Figura 2 descreve uma linha de transmissão com um único condutor aéreo, paralelo ao solo, que está conectado à fonte em uma das extremidades e conectado à terra na outra extremidade. Esta configuração é geralmente referida como Linha de Carson.

Figura 2: Linha de Carson monofásica.



Fonte: Elaborada pela autora, baseado em CARSON (1926).

Conforme mostrado na Figura 2, o condutor $a - a'$, aterrado em um ponto de terra remoto, possui uma corrente I_a com retorno pelo circuito $g - g'$ abaixo da terra. A terra é considerada uma superfície uniforme, plana, sólida e infinita com um material de resistividade ρ constante. Assim, da Lei de Kirchhoff para tensões (KVL) aplicada ao circuito da Figura 2, pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{aa'} \\ \bar{V}_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{V}_a - \bar{V}_{a'} \\ \bar{V}_g - \bar{V}_{g'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ -\bar{I}_a \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

em que:

\bar{V}_α – fasor da tensão do nó α com relação a uma referência comum [V];

$\bar{V}_{\alpha\alpha'}$ – fasor da queda de tensão entre os nós α e α' [V];

$\bar{Z}_{\alpha\alpha}$ – impedância própria do condutor α ($\alpha = a$, para o condutor de fase, e $\alpha = g$, para o condutor fictício de retorno pela terra) [Ω];

$\bar{Z}_{\alpha\beta}$ – impedância mútua entre o condutor α e o condutor β [Ω];

\bar{I}_α – fasor da corrente que circula pelo condutor α [A].

Uma vez que $\bar{V}_g = 0$ e $\bar{V}_{a'} = \bar{V}_{g'}$, pode-se subtrair as duas equações de (2.2) a fim de determinar o fasor tensão do nó a :

$$\bar{V}_a = (\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{gg} - 2\bar{Z}_{ag})\bar{I}_a = \bar{Z}_{aa-g}\bar{I}_a, \quad (2.3)$$

sendo a impedância equivalente da linha $\bar{Z}_{aa-g} = \bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{gg} - 2\bar{Z}_{ag} = \bar{z}_{aa-g}\ell$, obtida a partir do comprimento da fase ℓ (em km) e da impedância por unidade de comprimento \bar{z}_{aa-g} (em Ω/km), que é obtida pela equação de Carson:

$$\bar{z}_{aa-g} = r_a + j4\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{2h_a}{RMG_a} \right) + 8\pi f(T + jU), \quad (2.4)$$

onde:

- r_a – resistência em corrente alternada do condutor a , na frequência e temperatura de operação [Ω/km];
 h_a – altura do condutor a com relação ao solo [m];
 RMG_a – raio médio geométrico do condutor a [m];
 T e U – séries infinitas definidas por Carson (CARSON, 1926);
 f – frequência de operação da linha [Hz].

Utilizando a aproximação de primeira ordem para as séries dos parâmetros T e U proposta em (KERSTING, 2012), a impedância equivalente por unidade de comprimento pode ser escrita como:

$$\begin{aligned}\bar{z}_{aa-g} &= \bar{z}_{aa} + \bar{z}_{gg} - 2\bar{z}_{ag} = \\ &= r_a + j4\pi 10^{-4} f \ln \left(\frac{2h_a}{RMG_a} \right) + \\ &+ 8\pi f \times 10^{-4} \left[\frac{\pi}{8} - j0,0386 + j\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2}{5,619842 \times 10^{-3} h_a \sqrt{f/\rho}} \right) \right],\end{aligned}\quad (2.5)$$

sendo ρ a resistividade do solo (em Ωm). Analisando o lado direito de (2.5), é possível identificar três termos distintos que representam: (i) a impedância própria da linha \bar{z}_{aa} ; (ii) a impedância própria do condutor de retorno pela terra \bar{z}_{gg} e (iii) a impedância mútua entre eles \bar{z}_{ag} , todos em valores por unidade de comprimento (Ω/km):

$$\bar{z}_{aa} = r_a + j4\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{2h_a}{RMG_a} \right), \quad (2.6)$$

$$\bar{z}_{gg} = \left[\pi^2 f - j0,0386 \times 8\pi f + j4\pi f \ln \left(\frac{2}{5,619842 \times 10^{-3}} \right) \right] \times 10^{-4}, \quad (2.7)$$

$$\bar{z}_{ag} = j2\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{h_a}{\sqrt{\rho/f}} \right). \quad (2.8)$$

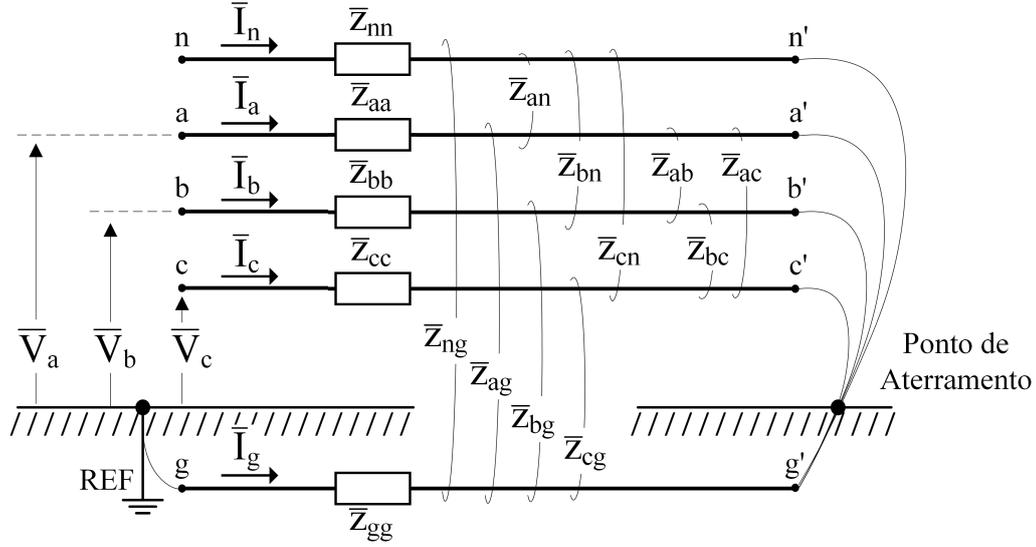
Assim, as Equações (2.3), (2.6), (2.7) e (2.8) representam a linha de Carson com a terra como um condutor fictício.

2.1.2 Linha de distribuição aérea com retorno pela terra

A modelagem utilizada neste trabalho e o equacionamento aplicado no cálculo dos parâmetros do trecho de uma linha aérea com retorno pela terra é uma extensão da metodologia aplicada na linha monofásica de Carson (CARSON, 1926). Como busca-se avaliar o comportamento de circuitos aéreos de distribuição em média e baixa tensão, o modelo geral utilizado considera cinco condutores (três fases, neutro e retorno pela terra). Além disto, como os circuitos são em geral curtos as impedâncias em derivação são desprezadas (RUSH, 2002). A representação do circuito completo, incluindo as três fases (condutores a , b e c), o neutro (condutor n) e o retorno pela terra (condutor fictício g) é mostrada na Figura 3. Quando alguns destes elementos não está presente (uma ou mais fases, o condutor neutro ou a conexão com a terra), as equações se simplificam, sendo removidas as respectivas impedâncias, correntes e tensões.

Mais uma vez, partindo da premissa de que todos os fios estão aterrados no mesmo ponto remoto (a' , b' , c' , n' e g'), sabe-se que:

Figura 3: Linha trifásica com retorno pela terra.



Fonte: Elaborada pela autora.

$$\bar{I}_g = -(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c + \bar{I}_n). \quad (2.9)$$

As quedas de tensão nas linhas são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_{aa'} \\ \bar{V}_{bb'} \\ \bar{V}_{cc'} \\ \bar{V}_{nn'} \\ \bar{V}_{gg'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{na} & \bar{Z}_{nb} & \bar{Z}_{nc} & \bar{Z}_{nn} & \bar{Z}_{ng} \\ \bar{Z}_{ga} & \bar{Z}_{gb} & \bar{Z}_{gc} & \bar{Z}_{gn} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \\ \bar{I}_n \\ \bar{I}_g \end{bmatrix}, \quad (2.10)$$

onde $\bar{Z}_{\alpha\alpha}, \forall \alpha \in \{a, b, c, n, g\}$ são as impedâncias próprias (dadas em Ω) e $\bar{Z}_{\alpha\beta} = \bar{Z}_{\beta\alpha}, \forall \alpha \neq \beta$, com $\alpha, \beta \in \{a, b, c, n, g\}$, são as impedâncias mútuas (dadas em Ω) da linha. Deve-se observar que a Equação (2.10) permite considerar circuitos com até três fases, incluindo o condutor de neutro e o retorno pela terra. Outras configurações de circuitos (com cabos de cobertura ou número reduzido de fases) podem ser elaboradas de modo similar, bastando incluir ou remover linhas e colunas nesta equação matricial.

As impedâncias próprias e mútuas por unidade de comprimento dos condutores das fases a, b, c e do neutro são calculadas com as Equações de Carson, considerando o solo como condutor perfeito, sendo indicadas pela letra \bar{Z} e dadas em Ω/km . Assim, para um condutor $\alpha \in \{a, b, c, n\}$, a impedância própria por unidade de comprimento é dada por:

$$\bar{z}_{\alpha\alpha} = r_\alpha + j4\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{2h_\alpha}{RMG_\alpha} \right), \quad (2.11)$$

onde:

r_α – resistência do condutor α por unidade de comprimento [Ω/km];

h_α – altura do condutor α [m];

RMG_α – raio médio geométrico do condutor α [m];

f – frequência de operação da linha [Hz].

A impedância mútua por unidade de comprimento entre os condutores α e β é dada por:

$$\bar{z}_{\alpha\beta} = j4\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{\sqrt{d_{\alpha\beta}^2 + (h_{\alpha} + h_{\beta})^2}}{\sqrt{d_{\alpha\beta}^2 + (h_{\alpha} - h_{\beta})^2}} \right), \quad (2.12)$$

onde:

$d_{\alpha\beta}$ – distância horizontal entre os condutores α e β [m];

h_{α} – altura do condutor α [m];

h_{β} – altura do condutor β [m].

Por fim, as impedâncias próprias do condutor virtual de retorno pela terra (\bar{z}_{gg}) e mútuas entre os condutores $\alpha \in \{a, b, c, n\}$ e este condutor virtual ($\bar{z}_{\alpha g}$) por unidade de comprimento são calculadas por:

$$\bar{z}_{gg} = \pi^2 f \times 10^{-4} - j0,0386 \times 8\pi \times 10^{-4} f + j4\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{2}{5,619842 \times 10^{-3}} \right) \quad (2.13)$$

e

$$\bar{z}_{\alpha g} = j2\pi \times 10^{-4} f \ln \left(\frac{h_{\alpha}}{\sqrt{\rho/f}} \right), \quad (2.14)$$

sendo ρ a resistividade do solo em Ωm .

Assim, as características de um trecho de rede composto por três condutores de fase, um neutro e retorno pela terra podem ser resumidas na seguinte matriz de impedâncias:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{z}\ell = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{an} & \bar{Z}_{bn} & \bar{Z}_{cn} & \bar{Z}_{nn} & \bar{Z}_{ng} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{ng} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} (\Omega). \quad (2.15)$$

onde:

ℓ – comprimento do condutor de fase¹ [km].

Para uma linha de distribuição não transposta, os elementos da diagonal principal de (2.15) podem ser diferentes, mesmo quando os condutores utilizados nas fase são iguais (basta a altura destes com relação ao solo ser diferente ou uma fase ser mais longa que as demais, por exemplo). Além disto, as impedâncias próprias do condutor de neutro e do condutor fictício de retorno pela terra são diferentes dos valores das impedâncias próprias das fases. Por outro lado, linhas não transpostas tendem a apresentar valores

¹Neste trabalho, ℓ foi considerado um valor único, ou seja, todas as fases possuem o mesmo comprimento.

diferenciados de acoplamentos mútuos, mas a matriz (2.15) será simétrica. Quando algum dos condutores não está presente, a referida linha e coluna deixam de existir na matriz da equação (2.15). Por exemplo, para os circuitos convencionas de distribuição em média tensão o condutor neutro não está presente, sendo a estrutura da matriz dada por:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{z}^{\ell} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ag} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bg} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cg} \\ \bar{Z}_{ag} & \bar{Z}_{bg} & \bar{Z}_{cg} & \bar{Z}_{gg} \end{bmatrix} (\Omega). \quad (2.16)$$

2.2 Cargas

O sistema de distribuição apresenta diversos tipos de cargas, sendo elas trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Embora seja certo que na MT predominam as cargas trifásicas, cargas bifásicas podem ser encontradas principalmente em regiões rurais. As companhias de distribuição tentam reduzir os desequilíbrios repartindo equitativamente as cargas nas três fases. Outra característica relevante é a presença de cargas de distinta natureza. Cargas residenciais, industriais e comerciais caracterizam-se por diferentes fatores de potência e comportamento frente às variações de tensão, temperatura e horários de consumo.

A natureza desequilibrada das impedâncias e cargas das redes de distribuição não torna atrativa a transformação do circuito em componentes simétricas, pois devido a assimetria nos acoplamentos os circuitos de sequência não podem ser resolvidos de maneira independente. Assim, é necessário resolver o problema utilizando as componentes de fase. Este trabalho inclui na sua modelagem todas as características antes mencionadas dos sistemas de distribuição e a comparação dos resultados obtidos quando simplificações são utilizadas.

O estudo de modelos de carga é dividido em modelos transitórios, utilizados para a análise de sistemas em condições transitórias, e modelos estáticos, para análises de sistemas em regime permanente e modelos híbridos (CONCORDIA; IHARA, 1982). Aqui serão estudados diferentes modelos de carga empregados na análise de sistemas de distribuição em regime permanente. Modelos estáticos expressam as potências ativa e reativa, em qualquer instante do tempo, em função da magnitude de tensão do barramento de carga e da frequência elétrica do sistema naquele instante (PRICE et al., 1993). Modelos de carga estáticos podem ser aplicados sem perda de generalidade para sistemas capazes de retornar ao regime permanente rapidamente quando ocorrem pequenas ou lentas variações da tensão e/ou frequência.

As cargas de um sistema de distribuição podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas e possuem características variáveis influenciadas diariamente pelo ciclo utilização de energia elétrica (OHYAMA et al., 1985). Embora exista dificuldade de representar a complexidade do comportamento da carga de forma exata, devido à suas características variáveis (VILLALBA; BEL, 2000), diversos estudos abordam este assunto aplicando diferentes metodologias. Com base em um levantamento realizado pelo Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRE) em aproximadamente 50 países, MILANOVIC et al. (2013) apresentam uma análise estatística das metodologias aplicadas para modelar a carga. Dos modelos usados mundialmente para descrever a carga em regime permanente, em 84% dos casos as cargas são retratadas como demandas

constantes de potência ativa e reativa (modelo de potência constante). O segundo modelo mais utilizado em nível mundial é o modelo polinomial ZIP².

O modelo de potência constante é amplamente utilizado no cálculo dos fluxos de carga, provavelmente por herança dos modelos desenvolvidos para redes de transmissão de energia em alta tensão (RANGEL, 2015). Contudo, tomando como referência diferentes fontes bibliográficas, pode-se chegar a conclusão que este modelo não é a representação mais adequada para descrever o comportamento das cargas em redes de distribuição, uma vez que não considera características importantes como a dependência da tensão (RANGEL, 2015). Como alternativa, são também utilizados os modelos de impedância constante, corrente constante e ZIP, que reproduzem o comportamento da carga variável com relação à tensão.

2.2.1 Modelo de impedância constante (Z)

O modelo de impedância constante expressa a variação da potência proporcionalmente ao quadrado da tensão de seu ponto de operação, sendo as injeções de potência dadas por:

$$P_k = P_k^0 \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right)^2 \quad \text{e} \quad (2.17)$$

$$Q_k = Q_k^0 \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right)^2, \quad (2.18)$$

onde:

- P_k – injeção de potência ativa na Barra k [kW];
- Q_k – injeção de potência reativa na Barra k [kW];
- V_k – valor eficaz da tensão de operação da Barra k [V];
- P_k^0 , Q_k^0 e V_k^0 – valores nominais das injeções de potência ativa [kW], de potência reativa [kvar] e da tensão eficaz da carga da Barra k .

Neste caso, assume-se que a impedância desse tipo de carga permanece constante frente às variações na tensão aplicada. Capacitores, equipamentos de aquecimentos resistentes e iluminação incandescente são exemplos de cargas de impedância constante.

2.2.2 Modelo de corrente constante (I)

O modelo de corrente constante expressa a variação na potência proporcionalmente à tensão, sendo as injeções de potência determinadas por:

$$P_k = P_k^0 \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right) \quad \text{e} \quad (2.19)$$

$$Q_k = Q_k^0 \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right). \quad (2.20)$$

São classificadas como corrente constante as cargas nas quais a amplitude da corrente e a defasagem angular entre tensão e corrente permanecem constantes quando o valor da tensão varia. Alguns exemplos desse tipo de carga são os fornos a arco e as lâmpadas fluorescentes compactas.

²O modelo ZIP consiste em uma representação polinomial onde as potências ativa e reativa dependem de uma relação de primeira e segunda ordem em relação a tensão (PRICE et al., 1993).

2.2.3 Modelo potência constante (P)

O modelo de potência constante assume que a injeção de potência não varia com a tensão, sendo esta dada por:

$$P_k = P_k^0 \text{ e} \quad (2.21)$$

$$Q_k = Q_k^0. \quad (2.22)$$

Nas cargas de potência constante as injeções de potência ativa e reativa são fixas, independentemente do nível de tensão aplicada. Os motores de indução constituem um exemplo de carga com essa característica.

2.2.4 Modelo ZIP

O modelo de carga ZIP consiste em uma representação polinomial, no qual a injeção de potência é descrita através de uma composição de 3 parcelas (PRICE et al., 1993; CHANG; CHU; WANG, 2007): (i) uma parcela α proporcional ao quadrado da tensão, representada pelo modelo de impedância constante; (ii) uma parcela β diretamente proporcional à tensão, representada pelo modelo de corrente constante; e (iii) uma parcela γ que não varia com a tensão e é representada pelo modelo de potência constante. Assim, as injeções de potências ativa e reativa são determinadas pelas seguintes expressões:

$$P_k = P_k^0 \left[\alpha_P \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right)^2 + \beta_P \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right) + \gamma_P \right] \text{ e} \quad (2.23)$$

$$Q_k = Q_k^0 \left[\alpha_Q \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right)^2 + \beta_Q \left(\frac{V_k}{V_k^0} \right) + \gamma_Q \right], \quad (2.24)$$

onde:

α_P e α_Q – coeficientes dos termos impedância constante das injeções de potência ativa e reativa, respectivamente [pu];

β_P e β_Q – coeficientes dos termos corrente constante das injeções de potência ativa e reativa, respectivamente [pu];

γ_P e γ_Q – coeficientes dos termos potência constante das injeções de potência ativa e reativa, respectivamente [pu].

Os coeficientes α , β e γ estão sujeitos à seguinte restrição:

$$\alpha_P + \beta_P + \gamma_P = 1 \text{ e} \quad (2.25)$$

$$\alpha_Q + \beta_Q + \gamma_Q = 1. \quad (2.26)$$

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE PROPOSTA

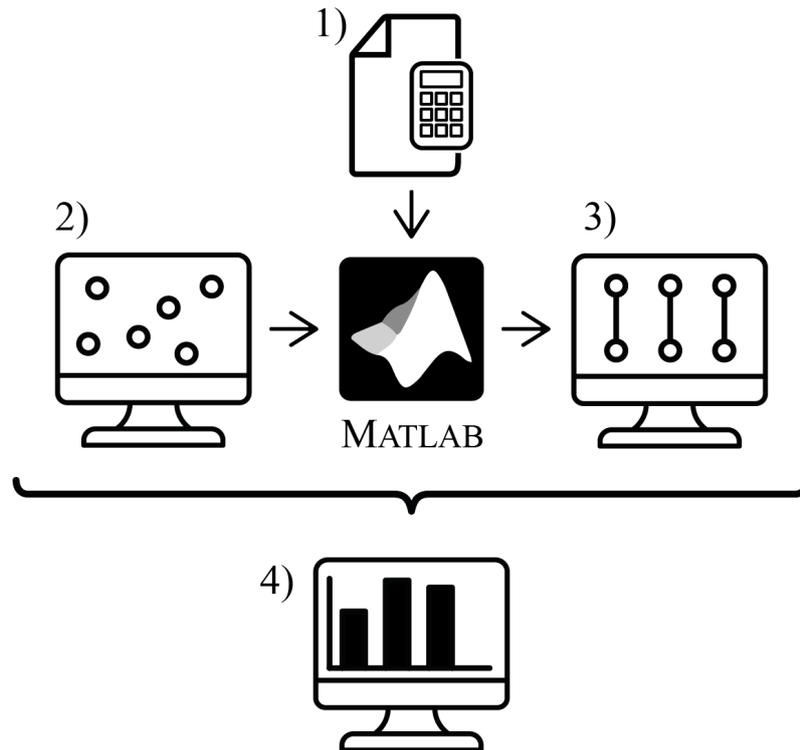
A proposta deste trabalho é quantificar o efeito dos desequilíbrios da rede e da carga em um indicador de operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica, o desequilíbrio da corrente. Além disto, foi avaliado, também, o efeito deste desequilíbrio nas perdas de potência. Para tanto, foram empregados dois sistemas, sendo um deles teórico e constituído por apenas um circuito e, outro, uma rede de distribuição padrão do IEEE. A primeira avaliação quantitativa é realizada utilizando um modelo que reproduz um trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a cinco condutores, sendo um deles o condutor fictício de retorno pela terra. A observação do comportamento dos indicadores avaliados (perdas ativas e desbalanço das correntes) neste trecho de linha serviu como base para estabelecer a metodologia de análise que depois foi replicada no modelo rede de teste para sistemas distribuição MT IEEE 34 *Node Test Feeder* (MWAKABUTA; SEKAR, 2007). Para ambos os sistemas são avaliados os efeitos do desequilíbrio advindo da consideração dos acoplamentos magnéticos das estruturas de distribuição, considerando os condutores de neutro e a circulação da corrente pela terra.

A Figura 4 expressa o processo aplicado na análise do modelo de trecho de linha. As quatro etapas ilustradas são:

1. equacionamento e implementação das rotinas no MATLAB (HIGHAM; HIGHAM, 2016), para o cálculo das matrizes de impedância (completa e simplificadas) do sistema com base na disposição espacial dos condutores e do fluxo de potência do trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a 5 fios (3 fases, neutro e retorno pela terra);
2. criação das cargas trifásicas desequilibradas aleatórias utilizadas para a resolução do fluxo de potência;
3. estimação do erro através da comparação entre os valores obtidos pelo modelo completo de acoplamentos magnéticos e modelos simplificados;
4. coleta de dados e análise dos resultados obtidos.

A etapa de criação de cargas aplica o Método de Monte Carlo, realizando múltiplas gerações para diferentes níveis de tolerância de variação da carga com o objetivo de avaliar o impacto dos desequilíbrios na carga. O desequilíbrio causado pelos acoplamentos é calculado através da comparação das perdas calculadas para os distintos modelos.

Figura 4: Etapas do método de análise do trecho de linha.



Fonte: Elaborada pela autora.

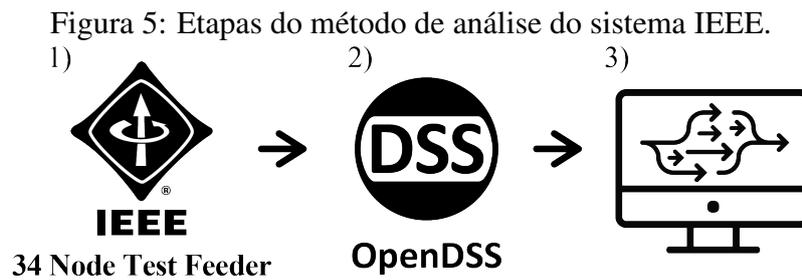
A Figura 5 expressa o processo de generalização da metodologia de análise para um circuito de maior dimensão:

1. Definição do sistema, onde optou-se por utilizar o IEEE 34 *Node Test Feeder*;
2. modelagem no *software* OpenDSS. As tensões obtidas nos nós com o cálculo do fluxo de potência a partir do sistema original foram, então, comparadas com as tensões nos nós fornecidas pelo IEEE, a fim de verificar a validade da modelagem realizada. Uma vez comprovado o modelo, foram realizadas pequenas alterações, como a desconsideração das matrizes de admitância e variação dos acoplamentos magnéticos da matriz de impedâncias série;
3. coleta de dados e análise dos resultados obtidos.

Para este caso, foram avaliados os erros decorrentes da consideração do acoplamento médio no cálculo das perdas de potência ativa e reativa, bem como os desequilíbrios de corrente (*CUF*, *current unbalance factor*), definidos segundo a IEC (IEC, 2003) e dados pela relação entre os módulos dos fasores das correntes de sequência negativa (I_2) e positiva (I_1):

$$CUF = \frac{|\bar{I}_2|}{|\bar{I}_1|}. \quad (3.1)$$

Em relação aos modelos de acoplamento, optou-se por não simular o caso desacoplado, tendo em vista que essa simplificação se mostrou inadequada na análise do trecho de linha.



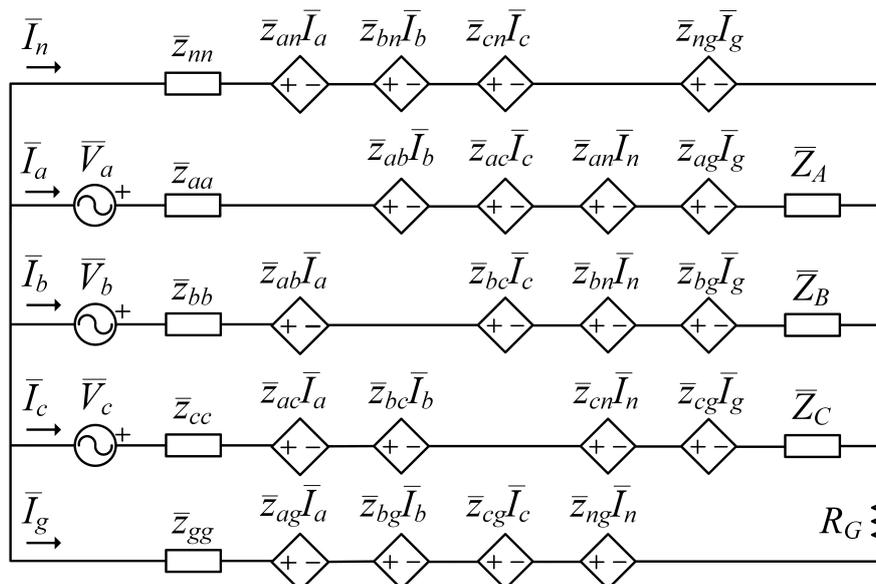
Fonte: Elaborada pela autora.

3.1 Trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios

O trecho de linha fictício estudado consiste em um segmento de rede de distribuição aérea trifásica a cinco fios, de comprimento ℓ , conectado em uma das extremidades a um gerador trifásico simétrico ideal (três fontes de tensão em conexão estrela sequência ABC), e, na outra extremidade, a uma carga trifásica desequilibrada em estrela aterrada. A rede é representada por um modelo linear, pois as cargas são consideradas como do tipo impedância constante. A escolha por este modelo de carga facilita a solução das equações da rede, pois é possível expressar as tensões e as correntes do circuito por intermédio de relações lineares. Embora este não seja o modelo mais adotado para representar a carga em redes de distribuição, sua utilização não altera os resultados obtidos por esta análise.

O circuito equivalente do trecho de rede de distribuição, considerando o acoplamento completo, uma fonte simétrica (em estrela), uma carga trifásica (em estrela), o circuito de retorno pela terra e condutor neutro é apresentado na Figura 6.

Figura 6: Circuito do trecho de rede de distribuição considerando o acoplamento completo, incluindo: uma fonte simétrica (em estrela), uma carga trifásica (em estrela) e o circuito de retorno pela terra.



Fonte: Elaborada pela autora.

Na Figura 6, são utilizadas as seguintes grandezas:

- \bar{V}_α – fasor da tensão de fase da fase $\alpha \in \{a, b, c\}$ do gerador trifásico [V];
- \bar{I}_α – fasor da corrente de linha que circula pelo condutor $\alpha \in \{a, b, c, n, g\}$ [A];
- $\bar{z}_{\alpha\alpha}$ – impedância própria do condutor $\alpha \in \{a, b, c, n, g\}$ [Ω];
- $\bar{z}_{\alpha\beta}$ – impedância mútua entre o condutor $\alpha \in \{a, b, c, n, g\}$ e o condutor $\beta \in \{a, b, c, n, g\}$, com $\alpha \neq \beta$ [Ω];
- \bar{Z}_α – impedância da fase $\alpha \in \{A, B, C\}$ da carga trifásica [Ω];
- R_G – resistência equivalente de aterramento do sistema [Ω].

Embora o circuito seja bastante simplificado, ele permite determinar todas as correntes considerando desequilíbrios nas impedâncias próprias e mútuas da rede e da carga. Por esta razão, considera-se que a fonte é equilibrada e, desta forma, todo o desequilíbrio observado no circuito será provocado pelo desequilíbrio das impedâncias da rede (próprias e mútuas) e da carga. Ainda, com pequenas alterações, é possível considerar a presença de outros condutores (cabos de cobertura, por exemplo) e também circuitos com apenas uma ou duas fases.

As quedas de tensão nos condutores da rede são calculadas a partir de uma aproximação do produto do fasor corrente pela respectiva impedância. As correntes nos condutores podem ser determinadas por intermédio da aplicação das Leis de Kirchhoff.

Após definidos os cabos utilizados e a sua disposição espacial, pode-se determinar as impedâncias próprias e mútuas usando (2.11) a (2.14). Considerando conhecidos os valores das impedâncias da carga, pode-se calcular as correntes em cada condutor por intermédio da solução do circuito equivalente da Figura 6, onde as correntes das fases são notadas por \bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c , a corrente de neutro por \bar{I}_n e a corrente de retorno pela terra por \bar{I}_g . As correntes do circuito da Figura 6 podem ser obtidas com as equações de malha para o circuito e da resolução de um sistema linear conforme:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b}, \quad (3.2)$$

sendo \mathbf{A} a representação das impedâncias (em Ω):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{11} & \mathbf{A}_{12} \\ \mathbf{A}_{21} & \mathbf{A}_{22} \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

onde:

$$\mathbf{A}_{11} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{an} + \bar{Z}_{nn} + \bar{Z}_A & -\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{an} - \bar{Z}_{bn} - \bar{Z}_A \\ -\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{an} - \bar{Z}_{bn} - \bar{Z}_A & \bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{bb} + \bar{Z}_A + \bar{Z}_B \end{bmatrix}, \quad (3.4)$$

$$\mathbf{A}_{12} = \begin{bmatrix} -\bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{ac} + \bar{Z}_{bn} - \bar{Z}_{cn} & -\bar{Z}_{ac} + \bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{cn} - \bar{Z}_{ng} \\ \bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{bb} - \bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_B & \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bc} + \bar{Z}_{bg} \end{bmatrix}, \quad (3.5)$$

$$\mathbf{A}_{21} = \begin{bmatrix} -\bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{ac} + \bar{Z}_{bn} - \bar{Z}_{cn} & \bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{bb} + \bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_B \\ -\bar{Z}_{ac} + \bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{cn} - \bar{Z}_{ng} & \bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ag} - \bar{Z}_{bc} + \bar{Z}_{bg} \end{bmatrix} \mathbf{e} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{A}_{22} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{bb} - 2\bar{Z}_{bc} + \bar{Z}_{cc} + \bar{Z}_B + \bar{Z}_C & \bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_{bg} - \bar{Z}_{cc} + \bar{Z}_{cg} - \bar{Z}_C \\ \bar{Z}_{bc} - \bar{Z}_{bg} - \bar{Z}_{cc} + \bar{Z}_{cg} - \bar{Z}_C + R_G & \bar{Z}_{cc} - 2\bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{gg} + \bar{Z}_C + R_G \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

O vetor \mathbf{b} contém as tensões (em V):

$$\mathbf{b} = \begin{bmatrix} -\bar{V}_a \\ \bar{V}_a - \bar{V}_b \\ \bar{V}_b - \bar{V}_c \\ \bar{V}_c \end{bmatrix}. \quad (3.8)$$

Assim, as correntes que circulam nas fases, no neutro e no condutor de retorno pela terra podem ser escritas em função dos elementos do vetor \mathbf{x} , $x(1)$ a $x(4)$:

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \\ \bar{I}_n \\ \bar{I}_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x(2) - x(1) \\ x(3) - x(2) \\ x(4) - x(3) \\ x(1) \\ -x(4) \end{bmatrix}. \quad (3.9)$$

A partir dessas correntes são avaliados os desequilíbrios, provocados pelas assimetrias presentes no circuito ou na carga, e quantificadas as perdas na rede de distribuição (P_{perdas}), dadas pela diferença entre a potência ativa total fornecida pela fonte (P_{fonte}) e a potência total dissipada na carga (P_{carga}):

$$P_{\text{perdas}} = P_{\text{fonte}} - P_{\text{carga}}, \quad (3.10)$$

$$P_{\text{fonte}} = \text{Re} \{V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^*\} \text{ e} \quad (3.11)$$

$$P_{\text{carga}} = \text{Re} \{Z_A |I_a|^2 + Z_B |I_b|^2 + Z_C |I_c|^2\}. \quad (3.12)$$

A solução do circuito da Figura 6 permite, também, obter os fatores de desequilíbrio da corrente (conforme mostrado em 3.1) considerando assimetrias no circuito ou na carga.

Vale destacar que o modelo de carga adotado na análise do trecho de linha, impedância constante, não exerce influência nos resultados, tendo sido escolhido para evitar a necessidade de empregar um método iterativo para cada uma das amostras avaliadas. Com uma carga do tipo impedância constante, basta resolver um sistema linear.

3.1.1 Determinação das matrizes de impedância

Para analisar o efeito da assimetria dos circuitos de distribuição de energia elétrica, foram analisadas duas estruturas típicas empregadas em redes de média tensão em 13,8 kV: i) a estrutura N1 e ii) a estrutura compacta. Os cabos considerados para cada uma das estruturas foram escolhidos segundo os padrões estabelecidos pelas concessionárias distribuidoras de energia do Rio Grande do Sul.

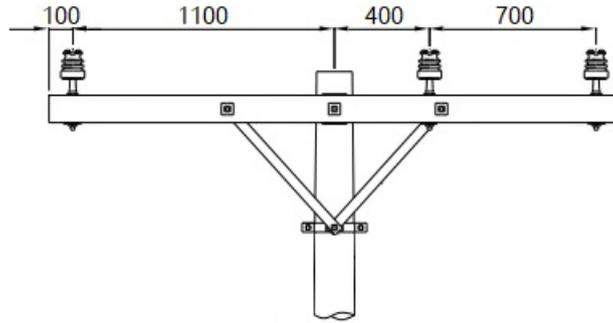
Para evidenciar o efeito que a assimetria da rede pode causar ao circuito, foi considerado que o trecho de rede tem 10 km de extensão e que a resistividade do solo é 100 Ωm . Vale destacar que foram selecionadas estruturas e cabos típicos utilizados no Brasil.

3.1.1.1 Estrutura N1

A estrutura de rede N1, Figura 7, é predominante no cenário da distribuição de energia elétrica no Brasil. A principal vantagem desta topologia é o baixo custo de instalação.

A estrutura N1 deste trabalho é composta por 3 cabos fase nus, de alumínio, com bitola 4/0 AWG (Oxlip), apoiados sobre isoladores de porcelana ou vidro e fixados horizontalmente sobre cruzeta de madeira a uma altura de 6,0 metros do solo, altura mínima

Figura 7: Espaçaamentos, em mm, dos isoladores da estrutura padrão N1.



Fonte: CEEE-D (2012) , adaptado pela autora.

estabelecida pela ABNT (2013). Segundo O uso de condutores nus não apresenta grande confiabilidade, uma vez que a rede é mais susceptível à ocorrência de curto-circuitos, principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos. As propriedades do cabo Oxilip estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Características do condutor considerado para estrutura N1.

Condutor	Seção (mm ²)	Diâmetro nominal (mm)	Nº de fios	R _{75°C} 60Hz (Ω/km)	I _{max} (A)
Oxilip (4/0)	107,26	13,25	7	0,3281	430

Definida a disposição espacial, a resistividade do solo $\rho = 100 \Omega\text{m}$ e o cabo a ser utilizado, a matriz de impedâncias por unidade de comprimento \mathbf{z}_{N1} (em Ω/km) pode ser calculada com o uso das expressões (2.11) a (2.14). Assim, pode-se escrever:

$$\mathbf{Z}_{N1} = \mathbf{r}_{N1} + j\mathbf{x}_{N1}, \quad (3.13)$$

sendo:

$$\mathbf{r}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,32810 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,32810 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,32810 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,05921 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \text{ e} \quad (3.14)$$

$$\mathbf{x}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,58976 & 0,15737 & 0,12915 & 0,05791 \\ 0,15737 & 0,58976 & 0,21437 & 0,05791 \\ 0,12915 & 0,21437 & 0,58976 & 0,05791 \\ 0,05791 & 0,05791 & 0,05791 & 0,43711 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (3.15)$$

Observa-se, nos valores mostrados na expressão (3.15), que existem diferenças significativas nas indutâncias mútuas entre as fases (que variam de 0,12915 a 0,21437), confirmando a existência de uma assimetria considerável no circuito. Os valores obtidos foram também verificados utilizando o programa OpenDSS (EPRI, 2016), sendo os resultados mostrados no Apêndice A.

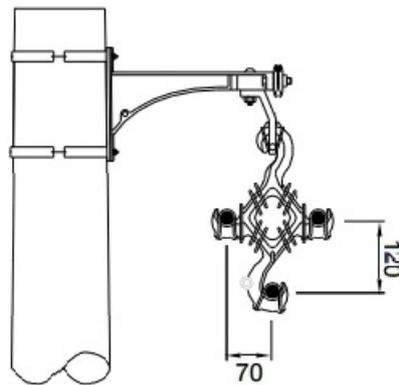
3.1.1.2 Estrutura compacta

Surgidas no Brasil na década de 90, as redes compactas oferecem mais proteção ao sistema quando comparadas com as redes convencionais de estrutura N1, não somente porque os condutores tem uma camada de isolamento, mas porque a rede em si ocupa bem menos espaço, resultando em menor número de perturbações.

A rede compacta é formada por três cabos fase de alumínio cobertos com polietileno reticulado, com seção de 150 mm^2 e um cabo nu de aço galvanizado com $51,14 \text{ mm}^2$, denominado mensageiro. Os quatro cabos são afastados por espaçadores losangulares de material polimérico, conforme mostrado na Figura 8, estando o condutor de fase inferior posicionado a uma altura média de 6,0 metros do solo. É convenção que a Fase B seja posicionada na parte inferior do espaçador e que o mensageiro (aterrado conforme o padrão estabelecido) fique na parte superior. O presente trabalho considera o cabo mensageiro como solidamente aterrado ao centro da estrela.

As propriedades dos cabos da estrutura compacta estão apresentadas na Tabela 2.

Figura 8: Espaçamentos, em mm, dos isoladores da estrutura compacta.



Fonte: CEEE-D (2012), adaptado pela autora.

Tabela 2: Características dos condutores considerados para estrutura compacta.

Condutor	Material	$R_{50^{\circ}\text{C}} 60\text{Hz}$ (Ω/km)	Diâmetro nominal (mm)	RMG (mm)	I_{max} (A)
Mensageiro	CAZ ¹	2,2573	9,5	3,44	–
Fase	CA - XLPE ²	0,1843	14,2	5,15	456

¹CAZ: Cabo nú de Aço Zincado.

²CA - XLPE: Cabo de Alumínio coberto com polietileno (XLPE).

Definida a disposição espacial e os cabos a serem utilizados, a matriz de impedâncias por unidade de comprimento \mathbf{z}_{COMP} (em Ω/km) pode ser calculada com o uso de (2.11) a (2.14), resultando em:

$$\mathbf{Z}_{COMP} = \mathbf{r}_{COMP} + j\mathbf{x}_{COMP}, \quad (3.16)$$

sendo

$$\mathbf{r}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,1843 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1843 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1843 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2,2573 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,05921 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \quad \text{e} \quad (3.17)$$

$$\mathbf{x}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,58605 & 0,33637 & 0,33711 & 0,33787 & 0,05867 \\ 0,33637 & 0,58454 & 0,33637 & 0,29571 & 0,05791 \\ 0,33711 & 0,33637 & 0,58605 & 0,33787 & 0,05867 \\ 0,33787 & 0,29571 & 0,33787 & 0,63015 & 0,05941 \\ 0,05867 & 0,05791 & 0,05867 & 0,05941 & 0,43711 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (3.18)$$

Diferentemente da estrutura de rede anterior, para a rede compacta não é possível observar diferenças significativa nas indutâncias mútuas entre as fases (variam de 0,33637 a 0,33711), entre as fases e o neutro (variam de 0,29571 a 0,33787) ou entre as fases e o condutor de retorno pela terra (variam de 0,05791 a 0,05941), indicando que esta configuração apresenta uma leve assimetria. Novamente, os valores obtidos foram também verificados utilizando o programa OpenDSS (EPRI, 2016), sendo os resultados mostrados no Apêndice A.

3.1.2 Tipos de acoplamento

3.1.2.1 Acoplamento completo

O acoplamento completo descrito pelas matrizes de impedâncias \mathbf{Z} da equação (2.15), para circuitos a 5 condutores (como para a rede compacta), e da equação (2.16), para circuitos a 4 condutores (como para a rede N1), representam todas as assimetrias do circuito. Logo, este é o modelo que irá fornecer uma solução de referência, por ser mais próxima da realidade do circuito físico.

3.1.2.2 Aproximação considerando acoplamento médio

A consideração do acoplamento médio é usualmente empregada para representar circuitos de transmissão, que são transpostos para que todas as fases apresentem, a partir das extremidades da linha, a mesma impedância série e os mesmos acoplamentos. Considerando o equacionamento anterior, a nova matriz de acoplamento será definida como \mathbf{Z}' , sendo seus elementos assim determinados:

$$\overline{Z}'_{\alpha\alpha} = \overline{Z}_{Mp}, \quad \forall \alpha \in \{a, b, c\}, \quad (3.19)$$

$$\overline{Z}'_{\alpha\alpha} = \overline{Z}_{\alpha\alpha}, \quad \forall \alpha \in \{n, g\}, \quad (3.20)$$

$$\overline{Z}'_{ab} = \overline{Z}'_{bc} = \overline{Z}'_{ca} = \overline{Z}_{Mf}, \quad (3.21)$$

$$\overline{Z}'_{an} = \overline{Z}'_{bn} = \overline{Z}'_{cn} = \overline{Z}_{Mn}, \quad (3.22)$$

$$\overline{Z}'_{ag} = \overline{Z}'_{bg} = \overline{Z}'_{cg} = \overline{Z}'_{ng} = \overline{Z}_{Mg}, \quad (3.23)$$

onde $\overline{Z}_{Mp}, \overline{Z}_{Mf}, \overline{Z}_{Mn}$ e \overline{Z}_{Mg} são as médias dos valores das impedâncias próprias, de fase, de neutro e terra, respectivamente, calculadas segundo:

$$\bar{Z}_{Mp} = \frac{\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{bb} + \bar{Z}_{cc}}{3}, \quad (3.24)$$

$$\bar{Z}_{Mf} = \frac{\bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{bc} + \bar{Z}_{ca}}{3}, \quad (3.25)$$

$$\bar{Z}_{Mn} = \frac{\bar{Z}_{an} + \bar{Z}_{bn} + \bar{Z}_{cn}}{3} \mathbf{e} \quad (3.26)$$

$$\bar{Z}_{Mg} = \frac{\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{cg} + \bar{Z}_{ng}}{4}. \quad (3.27)$$

Quando o número de condutores presente no circuito for distinto daquele mostrado na Figura 3, as médias serão calculadas por expressões diferentes. Por exemplo, para o circuito da rede N1, a matriz não possui a linha e a coluna referente ao condutor neutro e os valores médios são assim calculados:

$$\bar{Z}_{Mp} = \frac{\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{bb} + \bar{Z}_{cc}}{3}, \quad (3.28)$$

$$\bar{Z}_{Mf} = \frac{\bar{Z}_{ab} + \bar{Z}_{bc} + \bar{Z}_{ca}}{3} \mathbf{e} \quad (3.29)$$

$$\bar{Z}_{Mg} = \frac{\bar{Z}_{ag} + \bar{Z}_{bg} + \bar{Z}_{cg}}{3}. \quad (3.30)$$

Para as simulações do trecho de linha, a matriz de impedâncias por unidade de comprimento, considerando o acoplamento médio para estrutura de rede N1 é dada por:

$$\mathbf{Z}'_{N1} = \mathbf{r}'_{N1} + j\mathbf{x}'_{N1}, \quad (3.31)$$

sendo

$$\mathbf{r}'_{N1} = \mathbf{r}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,32810 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,32810 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,32810 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,05921 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \mathbf{e} \quad (3.32)$$

$$\mathbf{x}'_{N1} = \begin{bmatrix} 0,58976 & 0,16696 & 0,16696 & 0,05791 \\ 0,16696 & 0,58976 & 0,16696 & 0,05791 \\ 0,16696 & 0,16696 & 0,58976 & 0,05791 \\ 0,05791 & 0,05791 & 0,05791 & 0,43711 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (3.33)$$

Para a estrutura de rede compacta, tem-se a matriz de impedâncias por unidade de comprimento quando é considerado o acoplamento médio:

$$\mathbf{Z}'_{COMP} = \mathbf{r}'_{COMP} + j\mathbf{x}'_{COMP}, \quad (3.34)$$

sendo

$$\mathbf{r}'_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,1843 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1843 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1843 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2,2573 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,05921 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \mathbf{e} \quad (3.35)$$

$$\mathbf{x}'_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,58554 & 0,33661 & 0,33661 & 0,32381 & 0,05866 \\ 0,33661 & 0,58554 & 0,33661 & 0,32381 & 0,05866 \\ 0,33661 & 0,33661 & 0,58554 & 0,32381 & 0,05866 \\ 0,32381 & 0,32381 & 0,32381 & 0,63015 & 0,05866 \\ 0,05866 & 0,05866 & 0,05866 & 0,05866 & 0,43711 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (3.36)$$

3.1.2.3 Aproximação desconsiderando acoplamento

Com o objetivo de quantificar a importância de incluir os acoplamentos mútuos no modelo, foi realizada uma aproximação que considera apenas os elementos da diagonal da matriz, sendo esta aproximação denominada \mathbf{Z}'' e seus elementos assim determinados:

$$\overline{Z}''_{\alpha\alpha} = \overline{Z}_{\alpha\alpha}, \quad (3.37)$$

$$\overline{Z}''_{\alpha\beta} = 0 \quad \forall \alpha \neq \beta, \quad (3.38)$$

com $\alpha, \beta \in \{a, b, c, n, g\}$.

3.1.3 Determinação das cargas

Para o estudo do impacto do desequilíbrio das cargas nas grandezas analisadas para o trecho de linha em média tensão analisado, foi utilizado um modelo de impedância constante. As cargas trifásicas foram geradas aleatoriamente, sendo representadas por impedâncias em conexão estrela aterrada (quando existir o condutor de neutro, este também está conectado ao centro da estrela). A impedância da Fase $\alpha \in \{A, B, C\}$ da carga é obtida pela seguinte expressão:

$$\overline{Z}_{\alpha} = u_1(1 + \sigma_1) + ju_2(1 + \sigma_2), \quad (3.39)$$

onde:

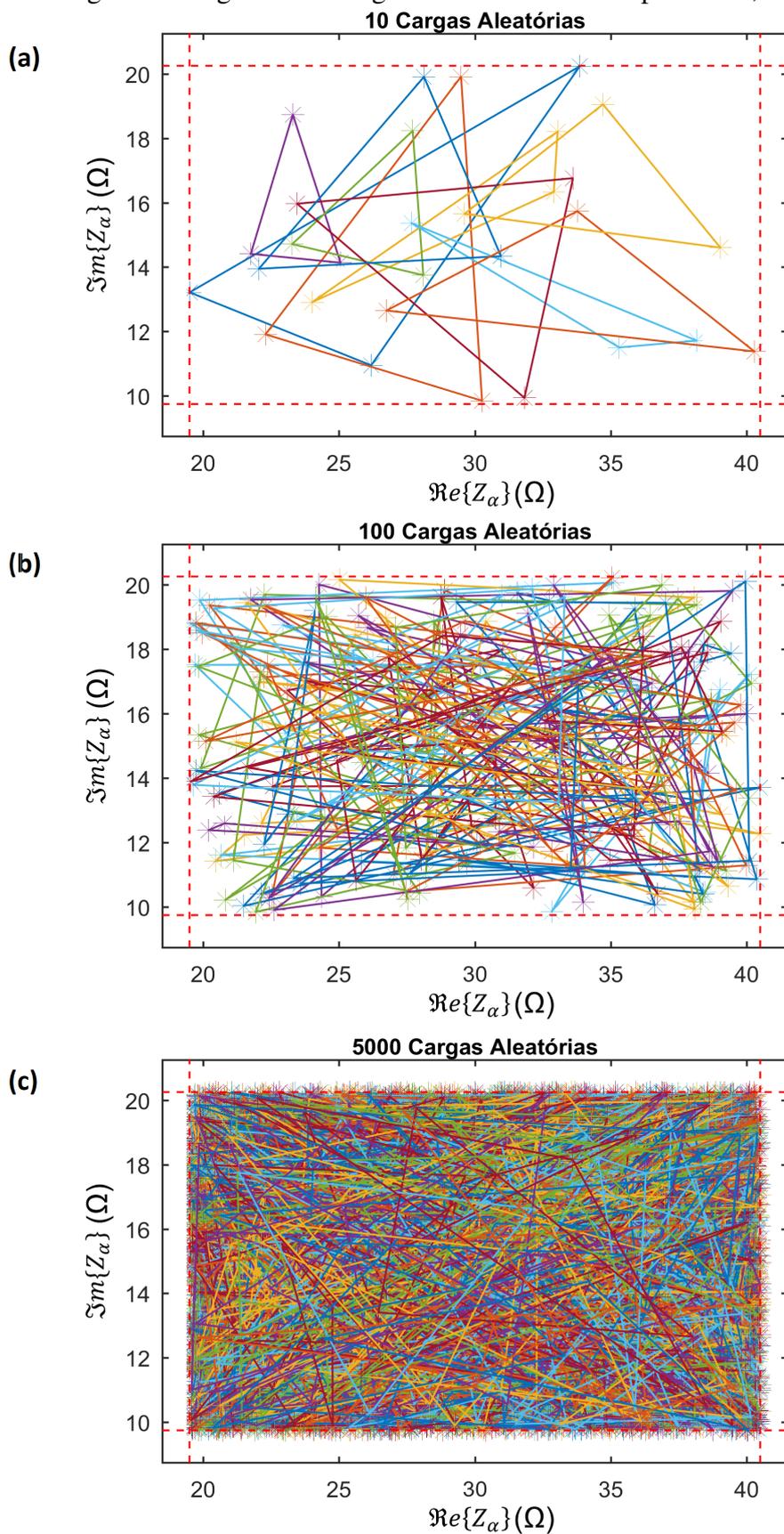
u_1 e u_2 – valores centrais da resistência e da reatância [Ω];

σ_1 e σ_2 – variáveis aleatórias independentes e uniformemente distribuídas no intervalo $[-\Delta, +\Delta]$, sendo Δ o desvio por unidade aceito para o desequilíbrio das cargas.

Os valores centrais para as partes real e imaginária da impedância são determinados de acordo com o cabo utilizado na linha de distribuição, a fim de respeitar a sua ampacidade. A carga utilizada para a análise de cada estrutura é conectada em estrela aterrada e foi dimensionada de modo que a ampacidade dos cabos fase seja respeitada mesmo quando a impedância é reduzida em 50% (ou seja, quando $\sigma_1 = \sigma_2 = -0,5$).

Considerando o valor nominal da tensão, os parâmetros para obtenção das cargas são $u_1 = 30 \Omega$ e $u_2 = 15 \Omega$. A Figura 9 ilustra três conjuntos de cargas trifásicas geradas aleatoriamente, segundo equação (3.39) para $\Delta = 0,35$, com variado número de amostras. Nesta figura, cada carga é identificada por um triângulo, cujos vértices são as coordenadas dos valores de resistência e reatância no plano cartesiano). O plano delimitado pelas linhas em pontilhado vermelho consiste no universo restrito de todas as cargas que podem ser geradas para os valores de u_1 , u_2 e Δ determinados. Com a análise do gráfico que contém 10 cargas aleatórias (Figura 9(a)), é possível perceber que o processo utilizado para a geração de cargas é capaz de gerar cargas com diferentes níveis de desequilíbrio,

Figura 9: Cargas trifásicas geradas aleatoriamente para $\Delta=0,35$.



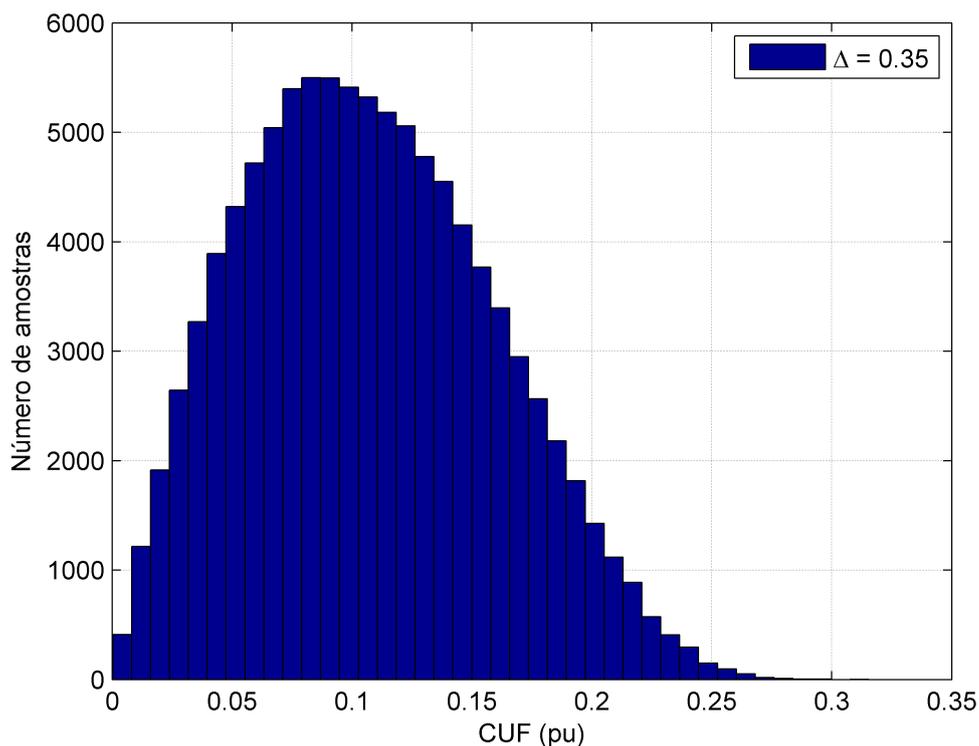
Fonte: Elaborada pela autora.

distintas e amplamente distribuídas. As imagens com 100 (Figura 9(b)) e 5000 (Figura 9(c)) cargas aleatórias confirmam que o universo de combinações de cargas possíveis é preenchido quando o número de cargas geradas é grande o suficiente.

Para ilustrar o modo pelo qual o valor de Δ impacta no desequilíbrio da carga, foram geradas aleatoriamente 100 mil cargas trifásicas empregando a expressão (3.39), com $\Delta = 0,35$. Considerando que as cargas estão conectadas em estrela com neutro e são aplicadas tensões equilibradas, foram calculadas as correntes de fase e de sequência e obtidos os fatores de desequilíbrio de corrente (CUF), conforme Equação (3.1).

A Figura 10 mostra a distribuição dos valores de CUF obtidos para as 100 mil amostras, sendo o valor médio dado por 0,1071, com um desvio padrão de 0,0518. O intervalo entre 0,0199 e 0,2131 inclui 95% dos valores obtidos para CUF . Observações repetidas desta análise, utilizando 100 mil amostras, apresentam resultados muito similares. Quando utilizadas mais amostras o resultado praticamente se mantém, indicando que o tamanho de amostra definido é suficiente para representar cargas desequilibradas, estando o CUF quase que normalmente distribuído em torno de seu valor médio.

Figura 10: Histograma da distribuição dos valores de CUF para 100 mil amostras, considerando $\Delta = 0,35$.



Fonte: Elaborada pela autora.

A Tabela 3 mostra a variação do CUF com relação ao valor utilizado para Δ , sendo mostrado nas colunas dois a cinco o valor médio obtido em 10 simulações (cada uma com 100 mil amostras), o desvio padrão médio e os valores médios que definem os intervalos que contém 95% dos valores. O desvio padrão entre os resultados obtidos nas 10 simulações foi inferior a 0,1%. Observa-se que um $\Delta = 0,55$ é suficiente para produzir uma carga com fator de desequilíbrio entre 0,0309 e 0,3496 (95% dos valores obtidos estarão

neste intervalo), com valor médio de 0,1728. Obviamente, quando $\Delta = 0$, o fator de desequilíbrio é nulo.

Tabela 3: Fatores de desequilíbrio de corrente (CUF), em função de Δ , quando a carga é alimentada com tensão nominal.

Δ (pu)	CUF (pu)			
	médio	desvio	mínimo	máximo
0,00	–	–	–	–
0,05	0,0151	0,0071	0,0029	0,0296
0,15	0,0453	0,0216	0,0086	0,0893
0,25	0,0759	0,0363	0,0143	0,1502
0,35	0,1071	0,0518	0,0199	0,2131
0,45	0,1393	0,0683	0,0254	0,2794
0,55	0,1728	0,0859	0,0309	0,3496

3.2 Rede de distribuição IEEE 34 Node Test Feeder

Nos últimos anos, foram desenvolvidos diferentes *softwares* para a análise de sistemas trifásicos radiais desequilibrados. Os programas aplicam uma grande variedade de métodos iterativos e utilizam diferentes representações para a linha e para carga, variando entre modelos simplificados e modelos sofisticados com pouca ou nenhuma simplificação de premissas. Neste cenário, existe a necessidade de sistemas testes com resultados pré estabelecidos, que possibilitem a comparação e validação dos diferentes programas e simplificações empregados. Em 1991 o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) publicou um artigo (KERSTING, 1991) apresentando dados completos de sistemas de transmissão e distribuição que veio a se tornar referência na literatura técnica e nos estudos de fluxo de potência. Este artigo apresenta quatro redes radiais de distribuição, dentre as quais três apresentam configuração a quatro fios e uma possui configuração a três fios.

A fim de realizar as análises propostas em um circuito de maior dimensão, fez-se uso do OpenDSS para implementar o sistema teste IEEE 34 Node Test Feeder. Neste caso, foram avaliados os erros decorrentes da consideração do acoplamento médio no cálculo das perdas de potência ativa e reativa, bem como os desequilíbrios de corrente (CUF). Em relação aos modelos de acoplamento, optou-se por não simular o caso desacoplado, tendo em vista que essa simplificação se mostrou inadequada na análise do trecho de linha. O OpenDSS é uma ferramenta abrangente para simulação de sistemas de energia elétrica, desenvolvida em 1997 pela EPRI para apoiar a integração e a modernização de redes de distribuição elétrica (EPRI, 2016). Sendo um programa de *software* livre, o OpenDSS foi projetado para ser indefinidamente expansível e facilmente modificado para atender às necessidades futuras. Além de efetuar análises de domínio de frequência, comumente realizadas em sistemas de distribuição de energia elétrica, o OpenDSS encontrou sua principal aplicação na análise da geração distribuída interligada ao sistema de distribuição. O *software* ainda possui outras características como análise de eficiência energética na entrega de energia e cálculo de matrizes de impedância a partir da geometria da rede.

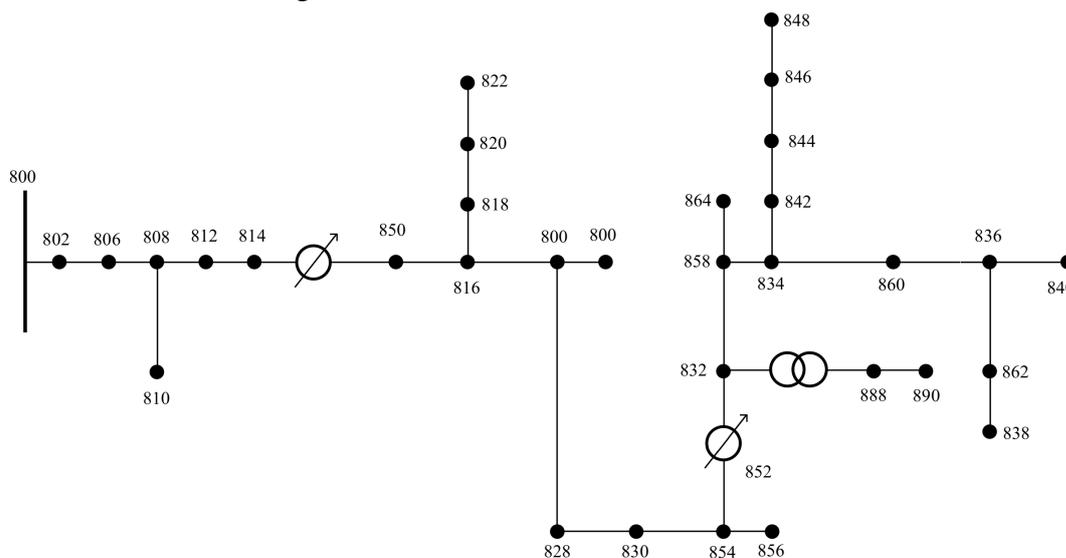
O IEEE 34 Node Test Feeder (KERSTING, 2001, 2012; MWAKABUTA; SEKAR, 2007) é um sistema trifásico a quatro fios com redes aéreas que espelha um alimentador

real localizado no Arizona. A tensão nominal do alimentador é 24,9 kV e cada seção do sistema é modelada por valores de resistências. O circuito é caracterizado por:

- muito longo e levemente carregado;
- dois reguladores, necessários para manter a qualidade dos níveis de tensão;
- um transformador abaixador (4,16 kV) para uma pequena seção do circuito;
- cargas (nodais e distribuídas) desequilibradas;
- bancos de capacitores.

A Figura 11 apresenta o diagrama unifilar do sistema 34 *Node Test Feeder*, utilizado nas simulações. A rede possui trechos trifásicos a quatro condutores e monofásicos a dois condutores. O alimentador trifásico de 24,9 kV e o transformador da subestação estão conectados ao nó 800. O transformador abaixador, que reduz a tensão de uma pequena seção do circuito de 24,9 para 4,16 kV, fica localizado no ramo entre os nós 832-888. As características dos transformadores podem ser encontradas na Tabela 4.

Figura 11: Sistema IEEE 34 *Test Node Feeder*.



Fonte: KERSTING (2012), adaptado pela autora.

Tabela 4: Dados dos transformadores.

Transformador	kVA	kV _{HIGH}	kV _{LOW}	R (%)	X (%)
Subestação	2500	69 - D	24.9 - Gr. Y	1	8
XFM-1	500	24.9 - Gr. Y	4.16 - Gr. Y	1,9	4,08

O circuito possui dois bancos de capacitores trifásicos localizados nos nós 844 e 848. Os capacitores são modelados como susceptância constante. A Tabela 5 apresenta os dados dos bancos de capacitores do circuito.

Tabela 5: Dados dos bancos de capacitores.

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
	kvar	kvar	kvar
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Os dois reguladores de tensão, cujos dados estão nas Tabelas 6 e 7, são localizados nos ramos entre os nós 814-850 e 852-832. Diferente de muitos programas que calculam o fluxo de potência através de uma estimativa de posição dos taps, o OpenDSS simula as mudanças de tap e recalcula o fluxo de potência.

Tabela 6: Dados do Regulador de Tensão 1.

Ramo:	814 - 850		
Localização:	814		
Fases:	A-B-C		
Conexão:	3-Ph, LG		
Fase de Monitoramento:	A-B-C		
Largura de Banda:	2,0 V		
Relação do TP:	120		
Relação do TC:	100		
Configuração do Compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
Configuração R:	2,7	2,7	2,7
Configuração X:	1,6	1,6	1,6
Nível de tensão:	122	122	122

Tabela 7: Dados do Regulador de Tensão 2.

Ramo:	852 - 832		
Localização:	852		
Fases:	A-B-C		
Conexão:	3-Ph, LG		
Fase de Monitoramento:	A-B-C		
Largura de Banda:	2,0 V		
Relação do TP:	120		
Relação do TC:	100		
Configuração do Compensador:	Fase A	Fase B	Fase C
Configuração R:	2,5	2,5	2,5
Configuração X:	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão:	124	124	124

3.2.1 Matrizes de impedância

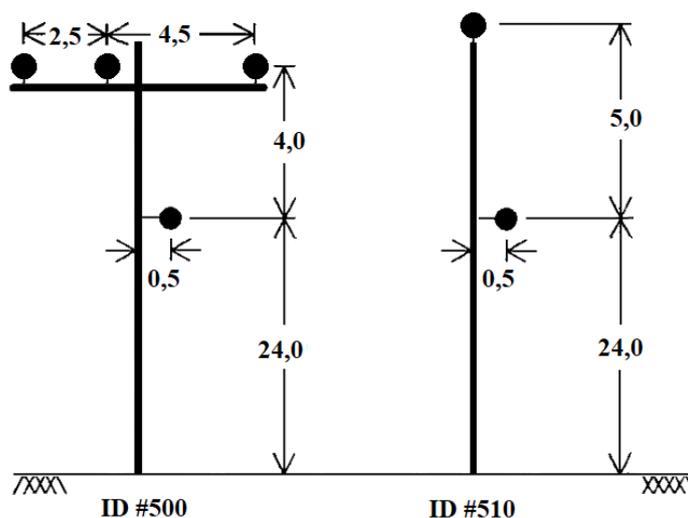
O sistema é composto por linhas aéreas trifásicas a quatro fios e monofásicas a dois. A Tabela 8 apresenta as identificações correspondentes a cada tipo de rede aérea.

Tabela 8: Códigos de identificação das topologias de rede aérea.

Código	Tipo
500	Trifásica, 4 fios
510	Monofásica, 2 fios

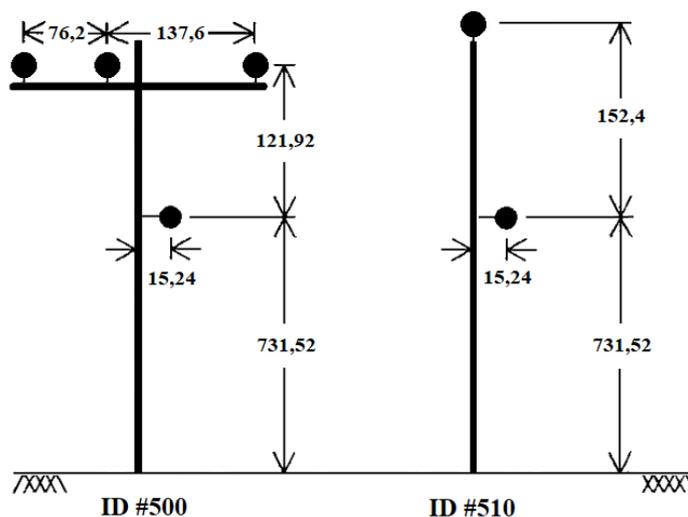
As Figuras 12 mostram os espaçamentos entre os condutores de fase e neutro para as topologias de rede do IEEE 34 *Test Node Feeder* definidas na Tabela 8.

Figura 12: Espaçamentos, em pés, dos condutores das estruturas 500 e 510.



Fonte: Elaborada pela autora, baseado em KERSTING (1991).

Figura 13: Espaçamentos, em cm, dos condutores das estruturas 500 e 510.



Fonte: Elaborada pela autora, baseado em KERSTING (1991).

As características dos condutores utilizados são mostradas na Tabela 9.

Tabela 9: Características dos condutores do circuito IEEE 34 *Node Test Feeder*.

Bitola (AWG)	Material	$R_{50^{\circ}\text{C}}$ (Ω/mi)	60Hz (Ω/km)	Diâmetro Nominal (pol)	Diâmetro Nominal (cm)	I_{max} (A)
#1/0	CAA ¹	1,12	0,69	0,398	1,010	230
#2	CAA ¹	1,69	1,05	0,316	0,802	180
#4	CAA ¹	2,55	1,58	0,257	0,653	140

¹CAA: Cabo de Alumínio com Alma de Aço.

O sistema teste utilizado possui cinco configurações de rede distintas, sendo duas delas trifásicas a quatro fios com sequência de fases B A C N e três configurações monofásicas a dois fios. A Tabela 10 contém a sequência de fases, os condutores utilizados nas fases e no neutro (segundo Tabela 9) e a topologia (segundo Tabela 8), das diversas configurações adotadas.

Tabela 10: Configuração das redes distribuição aéreas IEEE 34 *Node Test Feeder*.

Configuração da Rede	Seq. de Fases	Fase	Neutro	Topologia
300	B A C N	#1/0	#1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

As matrizes de impedância completas, para as diferentes configurações deste sistema, por unidade de comprimento (em Ω/mi), são dadas por:

$$\mathbf{r}_{300} = \begin{bmatrix} 0,25318 & 0,03979 & 0,04034 \\ 0,03979 & 0,25071 & 0,03912 \\ 0,04034 & 0,03912 & 0,25178 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.40)$$

$$\mathbf{x}_{300} = \begin{bmatrix} 0,25270 & 0,10945 & 0,09498 \\ 0,10945 & 0,25698 & 0,08695 \\ 0,09498 & 0,08695 & 0,25513 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.41)$$

$$\mathbf{r}_{301} = \begin{bmatrix} 0,36553 & 0,04407 & 0,04467 \\ 0,04407 & 0,36282 & 0,04333 \\ 0,04467 & 0,04333 & 0,36399 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.42)$$

$$\mathbf{x}_{301} = \begin{bmatrix} 0,26732 & 0,12200 & 0,10778 \\ 0,12200 & 0,27047 & 0,09920 \\ 0,10778 & 0,09920 & 0,26910 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.43)$$

$$\mathbf{r}_{302} = \mathbf{r}_{303} = [0,53020] (\Omega/\text{mi}), \quad (3.44)$$

$$\mathbf{x}_{302} = \mathbf{x}_{303} = [0,28134] (\Omega/\text{mi}), \quad (3.45)$$

$$\mathbf{r}_{304} = [0,36395] (\Omega/\text{mi}) \text{ e} \quad (3.46)$$

$$\mathbf{x}_{304} = [0, 26916] (\Omega/\text{mi}). \quad (3.47)$$

Para a comparação dos níveis de desequilíbrio das correntes obtidas entre os modelos de acoplamento completo e médio, as matrizes de impedância para as configurações trifásicas 300 e 301 foram alteradas. As matrizes das impedâncias por unidade de comprimento utilizadas no fluxo de potência considerando acoplamento médio são:

$$\mathbf{r}'_{300} = \begin{bmatrix} 0,25318 & 0,03975 & 0,03975 \\ 0,03975 & 0,25071 & 0,03975 \\ 0,03975 & 0,03975 & 0,25178 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.48)$$

$$\mathbf{x}'_{300} = \begin{bmatrix} 0,25270 & 0,09712 & 0,09712 \\ 0,09712 & 0,25698 & 0,09712 \\ 0,09712 & 0,09712 & 0,25513 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}), \quad (3.49)$$

$$\mathbf{r}'_{301} = \begin{bmatrix} 0,36553 & 0,04402 & 0,04402 \\ 0,04402 & 0,36282 & 0,04402 \\ 0,04402 & 0,04402 & 0,36399 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}) \text{ e} \quad (3.50)$$

$$\mathbf{x}'_{301} = \begin{bmatrix} 0,26732 & 0,10966 & 0,10966 \\ 0,10966 & 0,27047 & 0,10966 \\ 0,10966 & 0,10966 & 0,26910 \end{bmatrix} (\Omega/\text{mi}). \quad (3.51)$$

A Tabela 11 apresenta os comprimentos e configurações dos segmentos de linha que compõem o IEEE 34 *Node Test Feeder*.

Tabela 11: Dados dos segmentos de linha.

Nº	Ramo		Comprimento (pés)	Configuração da Rede
	De	Para		
1	800	802	2580	300
2	802	806	1730	300
3	806	808	32230	300
4	808	810	5804	303
5	808	812	37500	300
6	812	814	29730	300
7	814	850	10	301
8	816	818	1710	302
9	816	824	10210	301
10	818	820	48150	302
11	820	822	13740	302
12	824	826	3030	303
13	824	828	840	301
14	828	830	20440	301
15	830	854	520	301
16	832	858	4900	301
17	832	888	0	XFM-1
18	834	860	2020	301
19	834	842	280	301

Continua na próxima página

Tabela 11 – *Continuação da página anterior*

Nº	Ramo		Comprimento (pés)	Configuração da Rede
	De	Para		
20	836	840	860	301
21	836	862	280	301
22	842	844	1350	301
23	844	846	3640	301
24	846	848	530	301
25	850	816	310	301
26	852	832	10	301
27	854	856	23330	303
28	854	852	36830	301
29	858	864	1620	302
30	858	834	5830	301
31	860	836	2680	301
32	862	838	4860	304
33	888	890	10560	300
Total (m)			93913,15	

3.2.2 Cargas

O sistema IEEE 34 *Test Node Feeder* possui cargas conectadas aos nós (cargas concentradas) ou cargas consideradas uniformemente distribuídas ao longo de uma seção de linha (cargas distribuídas). As cargas podem ser trifásicas (balanceadas ou desbalanceadas) conectadas em delta ou estrela, ou monofásicas com conexão fase-terra ou bifásica. As cargas são modeladas como potência constante (PQ), impedância constante (Z) ou corrente constante (I). A Tabela 12 lista os códigos empregados na descrição das cargas do sistema.

Tabela 12: Códigos de identificação dos modelos de carga.

Código	Conexão	Modelo
Y-PQ	Estrela	Potência constante
Y-I	Estrela	Corrente constante
Y-Z	Estrela	Impedância constante
D-PQ	Delta	Potência constante
D-I	Delta	Corrente constante
D-Z	Delta	Impedância constante

Todos os dados de carga são especificados em kW e kvar por fase. Para os modelos corrente constante e impedância constante, o kW e o kvar são convertidos assumindo a tensão nominal (1,0 pu). Cargas monofásicas conectadas entre duas fases são classificadas como conexão Delta independente de o alimentador ser a quatro fios ou a três fios. Para cargas conectadas em Estrela, as fases 1, 2 e 3 são conectadas à terra (G) da seguinte maneira A-G, B-G e C-G, respectivamente. Cargas em Delta são conectadas A-B, B-C e C-A.

O circuito possui 6 cargas nodais (Tabela 13) todas trifásicas e equilibradas.

Tabela 13: Dados das cargas concentradas.

Nó	Carga Modelo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

As cargas distribuídas foram modeladas no OpenDSS através da inserção de um nó fictício localizado no meio do ramo no qual a carga está conectada. Existem 19 cargas distribuídas, todas desequilibradas, conforme mostrado na Tabela 3.2.2.

Tabela 14: Dados das cargas distribuídas.

Nº	Ramo		Carga Modelo	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
	De	Para		kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
2	802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
4	808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
9	816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
10	818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
11	820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
12	824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
13	824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
14	828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
16	832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
18	834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
20	836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
22	842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
23	844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
24	846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
27	854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
29	858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
30	858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
31	860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
32	862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
Total				262	133	240	120	220	114

4 RESULTADOS OBTIDOS

Neste capítulo, com o objetivo de exemplificar e validar a metodologia descrita no Capítulo 3, são descritos os resultados obtidos nas simulações propostas. Os sistemas de distribuição utilizados na simulação são: um trecho de linha fictício, de topologias N1 e trifásica, e o sistema testes IEEE *34 Node Feeder*. Para o trecho de linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios as perdas e desequilíbrios foram calculadas com o *software* MATLAB e as cargas foram consideradas como impedância constante, pelas equações apresentadas na Seção 3.1. Os resultados apontam que a consideração do acoplamento médio como representação da rede de distribuição é uma aproximação que fornece bons resultados tanto para o cálculo do desequilíbrio das correntes como para as perdas. Para a rede do IEEE, o fluxo de carga foi calculado com o *software* OpenDSS, os modelos de carga são os mesmos fornecidos pelo Anexo I e Seção 3.2. Mais uma vez, a representação das impedâncias mútuas através da consideração do acoplamento médio se revelou adequada.

4.1 Trecho fictício de linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios

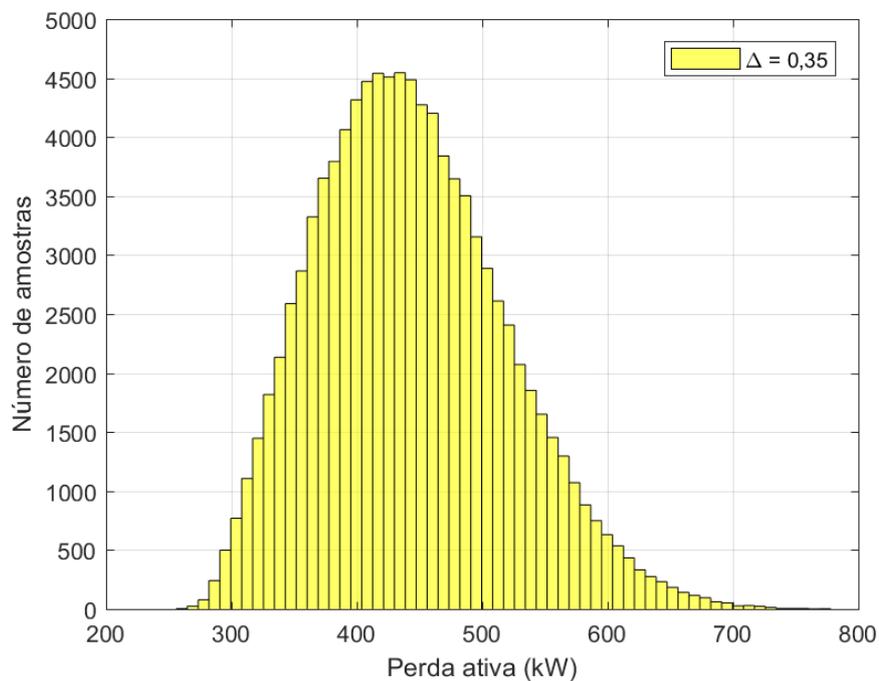
O impacto causado pela assimetria das estruturas de rede analisadas foi avaliado considerando duas grandezas de vital importância para a análise de sistemas de potência: (i) as perdas de potência ativa; e (ii) os desequilíbrios provocados nas correntes. Em todos os casos analisados, os valores obtidos pelas duas aproximações (consideração do acoplamento médio e desconsideração dos acoplamentos) foram comparados com os valores exatos, obtidos pela solução do circuito levando em conta os valores diferenciados de todos os acoplamentos existentes. O Método de Monte Carlo (CHRISTIAN; CASELLA, 1991), foi empregado considerando 100 mil cargas trifásicas geradas aleatoriamente, em cada simulação, utilizando desvios nas impedâncias (Δ) variando de 0,05 a 0,55.

4.1.1 Perdas de potência ativa

As Figuras 14 e 15 apresentam os histogramas das distribuições das perdas de potência ativa calculadas no trecho de linha para as estruturas N1 e compacta, respectivamente, quando são consideradas as assimetrias nos acoplamentos da rede e uma carga aleatória gerada com $\Delta = 0,35$. Observa-se que ambas distribuições são bastante similares e, como esperado, a rede N1 apresenta valores mais elevados de perdas, uma vez que a resistência do cabo é cerca de 78% superior a do cabo da rede compacta.

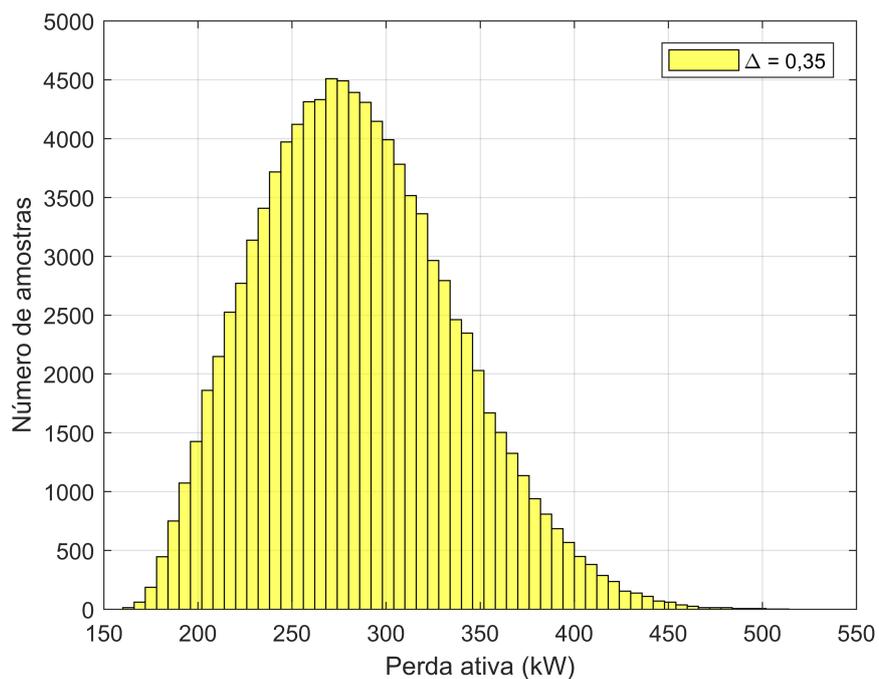
Visando avaliar a influência do desequilíbrio da carga nas perdas de potência ativa, o desvio Δ da carga foi variado de 0,05 a 0,55, sendo obtidos os valores mostrados na Tabela 15, na qual as colunas três a seis contêm os valores médios, os desvios padrão e os

Figura 14: Distribuição das perdas ativas, calculadas considerando o acoplamento completo, para estrutura de rede N1.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 15: Distribuição das perdas ativas, calculadas considerando o acoplamento completo, para estrutura de rede compacta.



Fonte: Elaborada pela autora.

limites mínimo e máximo do intervalo que inclui 95% dos valores, respectivamente. Em todos os casos analisados, a distribuição dos valores é similar à mostrada nas Figuras 14 e 15 – verificar que na rede com estrutura N1, para $\Delta = 0,35$, o valor médio das perdas é de 443,15 kW e que 95% das amostras encontra-se entre 315,65 kW e 603,74 kW. Além disto, a Tabela 15 mostra que o aumento do desequilíbrio da carga provoca um aumento nas perdas médias e que este aumento é bastante similar para as duas estruturas (cerca de 50 kW a mais para $\Delta = 0,55$ do que para $\Delta = 0,05$).

Tabela 15: Perdas ativas na rede em função de Δ , considerando o acoplamento completo.

Estrutura	Δ (pu)	P_{perdas} (kW)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0,05	423,34	9,93	404,41	442,88
	0,15	426,44	30,21	370,90	487,60
	0,25	433,04	51,62	341,49	540,46
	0,35	443,15	74,87	315,65	603,75
	0,45	457,64	102,24	292,44	685,48
	0,55	476,66	134,77	271,43	786,78
Compacta	0,05	266,54	6,67	253,78	279,60
	0,15	269,60	20,36	231,88	310,51
	0,25	275,30	35,19	212,22	347,90
	0,35	284,66	71,88	181,31	455,82
	0,45	297,61	71,88	181,31	455,82
	0,55	315,31	97,06	167,98	537,21

Para quantificar a exatidão dos modelos aproximados descritos, as perdas ativas obtidas por estes modelos simplificados foram normalizadas pela perda ativa obtida com o modelo completo, que considera a assimetria da rede. Novamente, foram geradas 100 mil amostras de cargas desequilibradas e os valores obtidos nas perdas dos dois modelos aproximados foram divididos pelo valor exato, considerando a assimetria do acoplamento que está presente nas duas estruturas de rede analisadas. As Figuras 16 e 17 mostram os histogramas dos valores obtidos e os limites dos intervalos que incluem 95% dos valores obtidos para estas 100 mil amostras, quando é aplicado um desequilíbrio na carga de $\Delta = 0,35$. Um valor normalizado unitário significa que o modelo aproximado obtém o mesmo valor de perdas do que o modelo completo. Para ambos os tipos de estrutura, observa-se que o uso do acoplamento médio permite obter valores de perdas ativas com uma excelente exatidão, pois o valor médio das perdas normalizadas é muito próximo da unidade e o desvio com relação a este valor é inferior a $\pm 2\%$. Observa-se, também, que a desconsideração do acoplamento implica erros médios significativamente maiores e com valor médio deslocado da unidade (entre 5 e 10% para menos, com um desvio visivelmente mais acentuado).

De acordo com a Figura 16, qualquer que seja o desequilíbrio gerado na carga aleatória com $\Delta = 0,35$, a perda ativa na rede da estrutura N1 obtida resolvendo o circuito utilizando o acoplamento médio não difere mais do que 1% do valor obtido utilizando os acoplamentos assimétricos. Para a rede compacta, segundo a Figura 17, esta diferença é inferior a 2%. O fato da dispersão ser um pouco maior para a estrutura compacta se deve ao fato que neste tipo de estrutura os cabos estão mais próximos (vide Figura 8) e, assim, os acoplamentos mútuos são um pouco maiores.

Para avaliar os erros decorrentes do uso do acoplamento médio, no cálculo das perdas ativas, o desvio Δ da carga foi variado de 0 a 0,55, sendo obtidos os valores mostrados na Tabela 16. Quando a carga é equilibrada ($\Delta = 0$) o erro é imperceptível em ambas as estruturas (inferior a 0,1%). Quando é introduzido o desequilíbrio aleatório, observa-se que o valor obtido pelo modelo de rede que usa as médias dos acoplamentos sempre se mantém muito próximo do valor exato, com uma diferença inferior a $\pm 2\%$. Portanto, fica claro que a consideração dos acoplamentos médios é uma boa aproximação para ambas as estruturas, proporcionando resultados com erros desprezíveis. Por outro lado, o modelo que desconsidera os acoplamentos apresenta um erro sistemático e sempre subestima o valor das perdas.

Tabela 16: Perdas normalizadas médias e limites do intervalo que contém 95% dos valores quando considerado acoplamento médio.

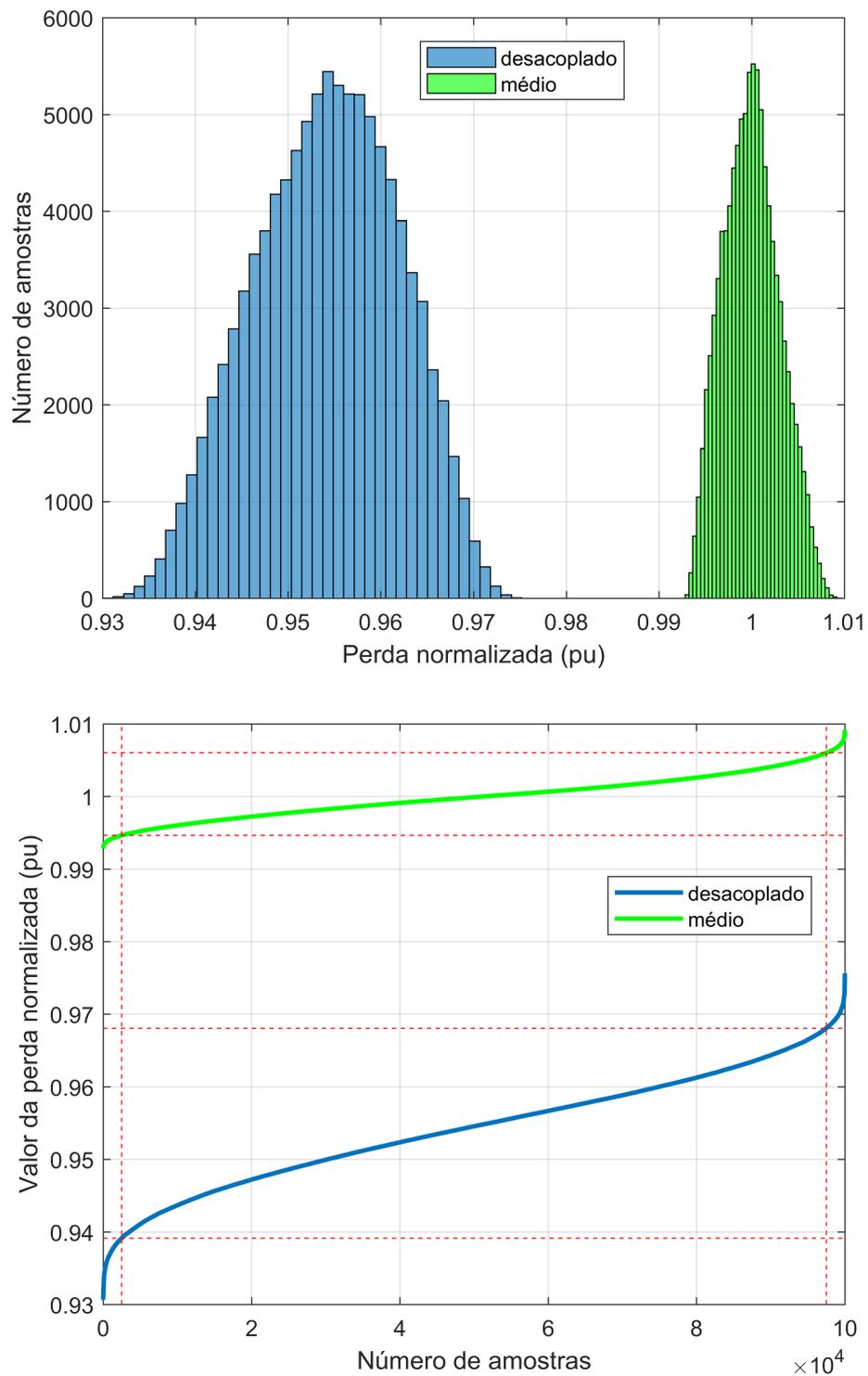
Estrutura	Δ (pu)	P_{perdas} normalizadas (pu)			
		mínimo	médio	máximo	intervalo
N1	0	—	1,0000	—	—
	0,05	0,9989	0,9999	1,0010	$2,1 \times 10^{-3}$
	0,15	0,9969	0,9999	1,0031	$6,2 \times 10^{-3}$
	0,25	0,9949	0,9999	1,0054	$10,5 \times 10^{-3}$
	0,35	0,9829	0,9999	1,0078	$14,9 \times 10^{-3}$
	0,45	0,9808	0,9999	1,0103	$19,5 \times 10^{-3}$
	0,55	0,9886	0,9999	1,0129	$24,3 \times 10^{-3}$
Compacta	0	—	0,9990	—	—
	0,05	0,9974	0,9990	1,0005	$3,1 \times 10^{-3}$
	0,15	0,9944	0,9990	1,0036	$9,2 \times 10^{-3}$
	0,25	0,9914	0,9990	1,0067	$15,3 \times 10^{-3}$
	0,35	0,9886	0,9991	1,0096	$21,0 \times 10^{-3}$
	0,45	0,9860	0,9991	1,0125	$26,5 \times 10^{-3}$
	0,55	0,9835	0,9992	1,0152	$31,7 \times 10^{-3}$

O intervalo de confiança que contém 95% das amostras das perdas normalizadas, mostrado na Tabela 16, é uma medida que permite estabelecer o erro esperado quando se utiliza o modelo que considera o acoplamento médio. Observa-se que o aumento do desequilíbrio influencia no erro cometido pela aproximação, mas a forma pela qual os valores se distribuem é muito similar e sempre é próxima à normal (com maior dispersão quando o desequilíbrio é maior). Mesmo quando o desequilíbrio é elevado ($\Delta = 0,55$), o erro cometido não é superior a $\pm 2\%$ em 95% dos valores aleatórios de carga avaliados. Em outras palavras, ao calcular as perdas considerando o acoplamento médio, o erro cometido é inferior a $\pm 2\%$ em 95% dos casos. Além disto, o erro é inferior a 3% para as 100 mil amostras, fazendo com que as perdas em redes similares possam ser muito bem estimadas por circuitos equivalentes que considerem o acoplamento médio.

4.1.2 Desequilíbrio nas correntes

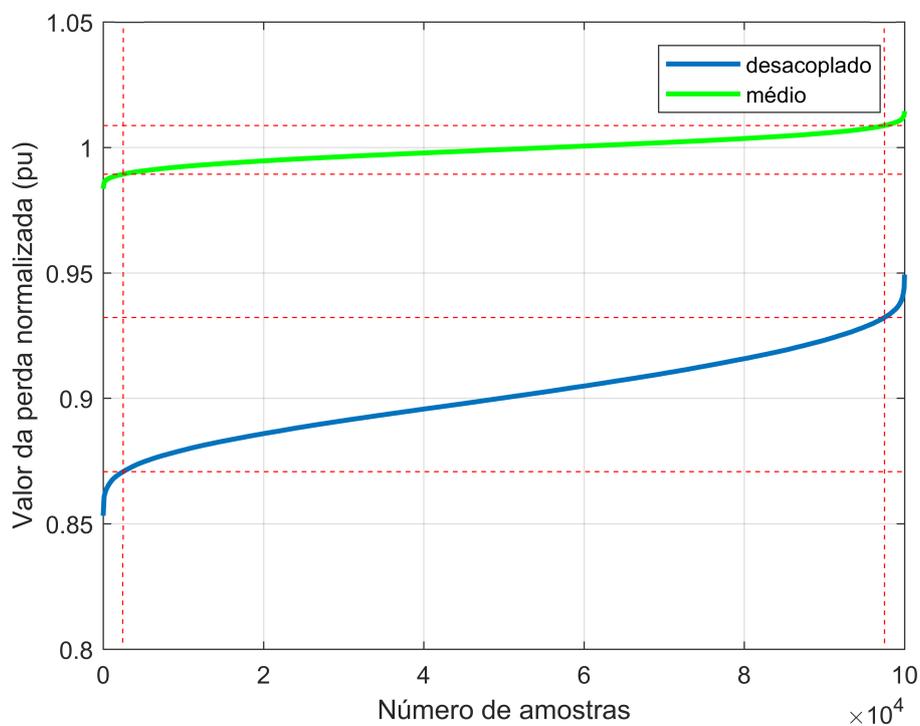
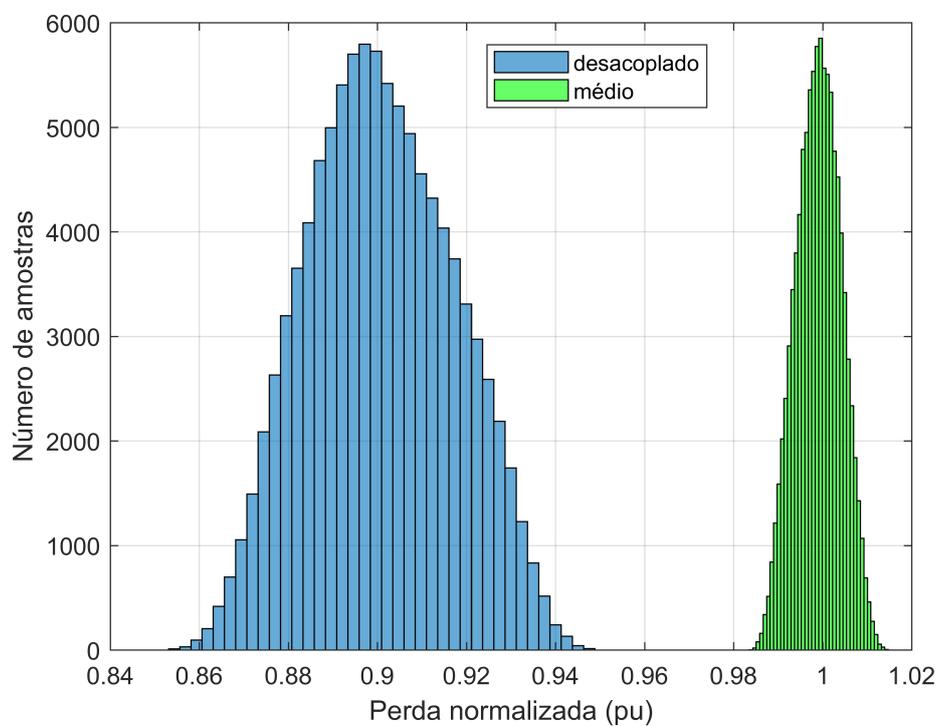
Os fatores de desequilíbrio das correntes foram calculados por (3.1) para as duas estruturas, sendo mostrados na Tabela 17, juntamente com os valores médios obtidos e os limites do intervalo que contém 95% das amostras.

Figura 16: Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura N1 pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 17: Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura compacta pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 17: Fatores de desequilíbrio de corrente (CUF), em função de Δ , para 10 km de rede aérea.

Estrutura	Δ (pu)	CUF (pu)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0,00	0,0130	—	—	—
	0,05	0,0177	0,0083	0,0034	0,0346
	0,15	0,0411	0,0197	0,0078	0,0821
	0,25	0,0670	0,0321	0,0125	0,1328
	0,35	0,0936	0,0449	0,0178	0,1859
	0,45	0,1206	0,0582	0,0225	0,2397
	0,55	0,1481	0,0721	0,0273	0,2967
Compacta	0,00	0,0001	—	—	—
	0,05	0,0139	0,0066	0,0026	0,0274
	0,15	0,0418	0,0199	0,0079	0,0825
	0,25	0,0699	0,0332	0,0134	0,1376
	0,35	0,0983	0,0471	0,0181	0,1946
	0,45	0,1272	0,0614	0,0238	0,2526
	0,55	0,1566	0,0762	0,0289	0,3127

Quando a carga é perfeitamente equilibrada ($\Delta = 0$), observa-se que a assimetria do acoplamento provoca um pequeno desequilíbrio nas correntes (CUF inferior a 1,3% para estrutura N1 e praticamente nulo para estrutura compacta). Como esperado, a medida que o desequilíbrio na carga aumenta, cresce o fator de desequilíbrio da corrente – isto pode ser observado pelos valores médios obtidos e também pelos limites. Para ambas as redes, o resultado é bastante similar, com valores geralmente um pouco superiores para a rede compacta. Novamente, a distribuição dos valores obtidos para CUF é muito próxima à normal.

Comparando-se os resultados das Tabelas 3 e 17, é possível verificar que a inclusão da rede com seus acoplamentos assimétricos provoca as seguintes alterações:

- em situação de carga equilibrada, ou quase equilibrada ($\Delta \leq 0,05$), provoca um desequilíbrio insignificante no circuito, inferior à 2%;
- a partir de um pequeno desequilíbrio na carga ($\Delta > 0,05$), provoca redução nos fatores de desequilíbrio da corrente (redução de cerca de 10% com relação ao valor sem rede), para ambas as estruturas analisadas.

A redução observada é decorrente do fato de que o desequilíbrio provocado pela assimetria dos acoplamentos da rede é muito menor que o desequilíbrio oriundo da carga. Quando estes dois fatores são associados, o circuito resultante torna-se mais equilibrado do que o circuito que representa apenas a carga. É importante observar que redes de distribuição em média ou baixa tensão dificilmente vão alimentar cargas equilibradas. Logo a influência da assimetria da rede no desequilíbrio do circuito é geralmente superada pelo desequilíbrio da carga.

Tomando como referência os valores obtidos considerando as assimetrias dos acoplamentos, os erros no cálculo dos fatores de desequilíbrio da corrente dos modelos aproximados podem ser calculados através das seguintes expressões:

$$\varepsilon_{\text{m\u00e9dio}} = CUF_{\text{m\u00e9dio}} - CUF \text{ e} \quad (4.1)$$

$$\varepsilon_{\text{desacoplado}} = CUF_{\text{desacoplado}} - CUF, \quad (4.2)$$

sendo $\varepsilon_{\text{m\u00e9dio}}$ o erro do modelo que considera o acoplamento m\u00e9dio, $CUF_{\text{m\u00e9dio}}$ o fator de desequil\u00edbrio obtido quando as correntes s\u00e3o calculadas considerando o acoplamento m\u00e9dio e CUF o valor do fator de desequil\u00edbrio calculado considerando a assimetria dos acoplamentos. As vari\u00e1veis com \u00edndice “desacoplado” se referem ao modelo aproximado que ignora os acoplamentos. As Tabelas 18 e 19 mostram os valores m\u00e9dios dos erros obtidos nas 100 mil amostras aleat\u00f3rias, juntamente com o desvio padr\u00e3o e limites do intervalo que cont\u00e9m 95% dos valores.

Tabela 18: Erro dos fatores de desequil\u00edbrio de corrente, em fun\u00e7\u00e3o de Δ , obtidos pelo modelo que considera o acoplamento m\u00e9dio.

Estrutura	Δ (pu)	$\varepsilon_{\text{m\u00e9dio}}$ (pu)			
		m\u00e9dio	desvio	m\u00ednimo	m\u00e1ximo
N1	0,00	-0,0130	—	—	—
	0,05	-0,0045	0,0077	-0,0130	0,0124
	0,15	-0,0016	0,0090	-0,0131	0,0132
	0,25	-0,0010	0,0092	-0,0133	0,0137
	0,35	-0,0007	0,0093	-0,0135	0,0142
	0,45	-0,0005	0,0094	-0,0139	0,0148
	0,55	-0,0004	0,0096	-0,0143	0,0155
	Compacta	0,00	0,0000	—	—
0,05		0,0000	0,0001	-0,0001	0,0002
0,15		0,0000	0,0002	-0,0003	0,0003
0,25		0,0000	0,0002	-0,0004	0,0005
0,35		0,0000	0,0003	-0,0006	0,0007
0,45		0,0000	0,0004	-0,0008	0,0009
0,55		0,0000	0,0005	-0,0100	0,0011

Observa-se, na Tabela 18, que os erros obtidos pelo modelo que considera o acoplamento m\u00e9dio s\u00e3o desprez\u00edveis, independentemente do desequil\u00edbrio da carga. Os valores obtidos para a estrutura N1 s\u00e3o ligeiramente superiores aos da rede compacta. Isto ocorre porque a assimetria dos acoplamentos da rede N1 \u00e9 maior – embora os acoplamentos m\u00fatuos da rede compacta sejam maiores. Em todos os casos fica evidente que a assimetria dos acoplamentos da rede n\u00e3o causam desequil\u00edbrios sens\u00edveis nas correntes do circuito.

Tabela 19: Erro dos fatores de desequilíbrio de corrente, em função de Δ , obtidos pelo modelo que desconsidera o acoplamento.

Estrutura	Δ (pu)	CUF normalizado (pu)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0,00	-0,0130	—	—	—
	0,05	-0,0048	0,0077	-0,0133	0,0121
	0,15	-0,0025	0,0090	-0,0141	0,0123
	0,25	-0,0025	0,0092	-0,0151	0,0122
	0,35	-0,0028	0,0093	-0,0163	0,0121
	0,45	-0,0033	0,0095	-0,0177	0,0121
	0,55	-0,0039	0,0097	-0,0193	0,0120
	0,00	0,0000	—	—	—
Compacta	0,05	-0,0006	0,0003	-0,0013	-0,0001
	0,15	-0,0019	0,0009	-0,0038	-0,0003
	0,25	-0,0032	0,0016	-0,0066	-0,0005
	0,35	-0,0046	0,0024	-0,0097	-0,0007
	0,45	-0,0060	0,0034	-0,0133	-0,0008
	0,55	-0,0075	0,0045	-0,0176	-0,0009

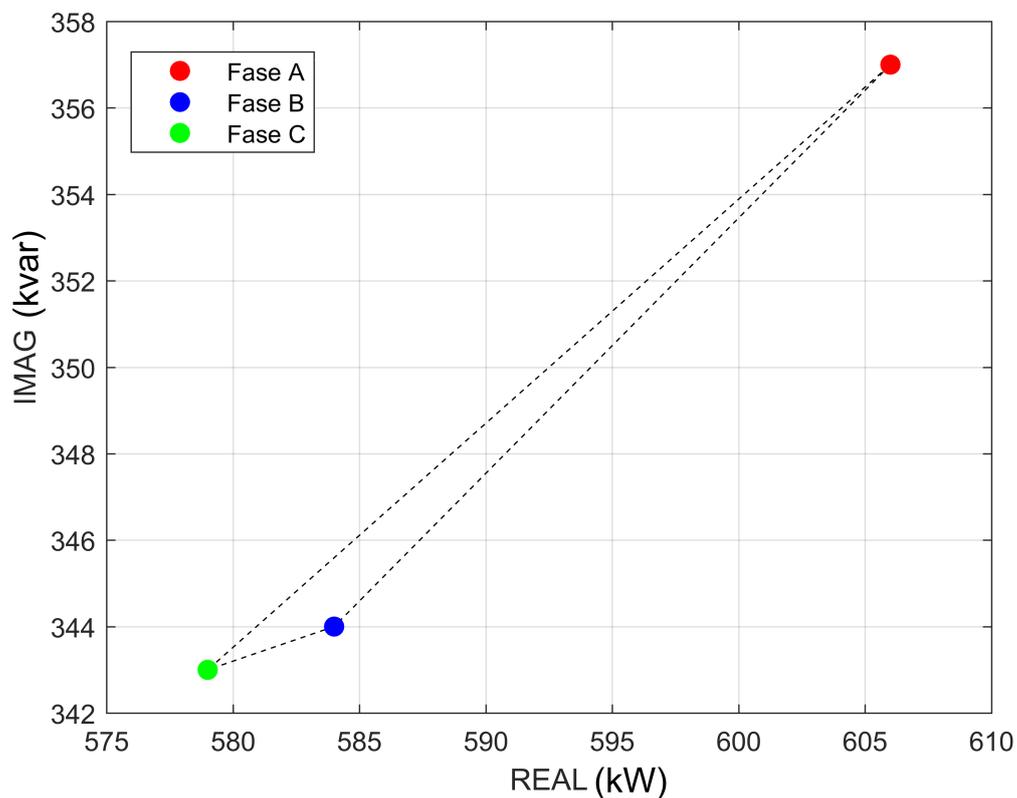
Os resultados da Tabela 19, indicam que o modelo desacoplado apresenta um erro ligeiramente maior do que o modelo que emprega o acoplamento médio, mas ambas as simplificações possibilitam uma aproximação muito boa, com erros inferiores a 1,3%. Para a estrutura N1 os resultados são muito similares, pois embora exista evidente assimetria nos acoplamentos estes são relativamente fracos e pouco interferem na distribuição da corrente, que é praticamente governada pela carga. Para a estrutura compacta, o fato de desprezar o acoplamento faz o modelo apresentar um erro sistemático para menos, mas este erro é pouco significativo (menor que 1%). Novamente, fica evidente que o desequilíbrio proporcionado pela carga na corrente supera em muito o efeito da assimetria dos acoplamentos.

4.2 Rede de distribuição IEEE 34 Node Test Feeder

O impacto causado pela assimetria das estruturas de rede 300 e 301 do sistema IEEE 34 Node foi avaliado através da mesma metodologia aplicada ao trecho fictício, ou seja, foram consideradas duas grandezas: (i) as perdas de potência ativa e reativa; e (ii) os desequilíbrios provocados nas correntes. Os valores obtidos com a consideração do acoplamento médio foram comparados com os valores exatos, obtidos pela solução do circuito levando em conta os valores diferenciados de todos os acoplamentos existentes e desconsiderando as resistências em paralelo. A tolerância da solução do OpenDSS foi ajustada para $\epsilon = 1 \times 10^{-13}$ e o número máximo de iterações definido como 200. No OpenDSS o modelo de carga PQ é constante apenas no intervalo de $V_{\min pu}$ a $V_{\max pu}$. Quando a tensão cai abaixo de $V_{\min pu}$, por exemplo, o *software* supõe que a carga faça transição para uma carga tipo impedância constante, de modo a garantir que a solução terá maior probabilidade de convergir. Por padrão, esse intervalo é de 0,95 a 1,05 pu do valor. Neste caso, para preservar os modelos de carga originais do sistema, o intervalo foi definido como $V_{\min pu} = 0,7$ a $V_{\max pu} = 1,2$.

Ao analisar o balanço total das cargas por fase do circuito fica claro que, mesmo possuindo cargas equilibradas e desequilibradas, a carga do sistema é predominantemente desequilibrada. A Figura 18 ilustra o triângulo escaleno formado pela carga total, concentrada e distribuída, de cada fase.

Figura 18: Balanço de cargas totais do sistema.



Fonte: Elaborada pela autora.

4.2.1 Perdas

Para quantificar a exatidão dos resultados obtidos com uso do modelo de acoplamento médio, foi calculada a diferença (4.3) entre as perdas ativas e reativas para o circuito, quando são consideradas as assimetrias nos acoplamentos da rede, e para a consideração do acoplamento médio.

$$DIF(\%) = 100 \left(1 - \frac{P_{AM}}{P_{AC}} \right), \quad (4.3)$$

onde:

P_{AM} – perdas ativas [W] ou reativas [var] para o acoplamento médio;

P_{AC} – perdas ativas [W] ou reativas [var] para o acoplamento completo.

Quando o modelo aproximado obtém a mesma resposta que o modelo completo, a diferença é igual a zero. Diferenças negativas indicam que o acoplamento médio superestimou a perda no trecho, enquanto diferenças positivas significam que a perda calculada com o modelo simplificado foram inferiores à perda obtida para o modelo completo.

As Tabelas 20 e 21 apresentam os valores de perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, obtidas na resolução do sistema IEEE 34 *Node* no OpenDSS.

Tabela 20: Perdas de potência ativa por ramo do circuito.

Ramo Nº	Ramo De Para		Perdas (W)		
			Acoplamento Completo	Acoplamento Médio	<i>DIF</i> (%)
1	800	802	3.604,67	3.622,05	-0,48
2	802	806	2.357,71	2.369,25	-0,49
3	806	808	42.818,30	43.030,99	-
4	808	810	2,38	2,38	-
5	808	812	49.020,61	49.258,60	-0,48
6	812	814	38.863,54	39.052,22	-0,48
7	814	850	17,59	17,66	-0,41
8	816	818	160,16	159,54	0,38
9	816	824	14.306,33	14.376,28	-0,49
10	818	820	3.694,92	3.677,12	0,48
11	820	822	410,93	408,32	0,63
12	824	826	7,77	7,77	-
13	824	828	1.108,11	1.113,59	-0,49
14	828	830	26.775,73	26.908,83	-0,50
15	830	854	638,63	641,89	-0,51
16	832	858	2.459,57	2.463,48	-0,16
17	832	888	9.618,54	9.618,64	-
18	834	860	144,46	144,60	-0,10
19	834	842	63,60	63,72	-0,20
20	836	840	1,75	1,75	-
21	836	862	0,45	0,45	-
22	842	844	305,09	305,69	-0,20
23	844	846	321,90	322,88	-0,31
24	846	848	48,16	40,30	-0,30
25	850	816	545,18	547,44	-0,41
26	852	832	10,57	10,57	-
27	854	856	0,60	0,60	-
28	854	852	44.977,58	45.206,40	-0,51
29	858	864	0,01	0,01	-
30	858	834	2.791,13	2.795,73	-0,16
31	860	836	39,92	39,85	0,16
32	862	838	3,95	3,95	-
33	888	890	32.766,16	32.766,78	-
Total			277.887,65	278.989,01	-0,40

Tabela 21: Perdas de potência reativa por ramo do circuito.

Ramo			Perdas (var)		
			Acoplamento Completo	Acoplamento Médio	<i>DIF</i> (%)
Nº	De	Para			
1	800	802	2.690,79	2.712,86	-0,82
2	802	806	1.761,78	1.776,31	-0,82
3	806	808	32.030,18	32.295,84	-0,83
4	808	810	1,26	1,26	-
5	808	812	36.693,49	36.958,10	-0,72
6	812	814	29.090,60	29.300,38	-0,72
7	814	850	8,82	8,87	-0,58
8	816	818	84,98	84,66	0,38
9	816	824	7.179,01	7.221,35	-0,59
10	818	820	1.960,64	1.951,19	0,48
11	820	822	218,05	216,67	0,63
12	824	826	4,12	4,12	-
13	824	828	554,33	556,31	-0,36
14	828	830	13.398,75	13.448,29	-0,37
15	830	854	319,64	321,03	-0,43
16	832	858	1.237,67	1.236,38	0,10
17	832	888	20.655,06	20.655,28	-
18	834	860	72,43	72,70	-0,37
19	834	842	31,48	31,92	-1,41
20	836	840	0,87	0,87	-
21	836	862	0,34	0,34	-
22	842	844	151,10	153,34	-1,49
23	844	846	159,19	162,87	-
24	846	848	23,86	24,12	-1,08
25	850	816	273,51	275,11	-0,58
26	852	832	5,29	5,29	-
27	854	856	0,32	0,32	-0,72
28	854	852	22.507,07	22.597,35	-0,40
29	858	864	0,00	0,00	1,02
30	858	834	1.404,66	1404,19	0,03
31	860	836	20,85	20,98	-0,64
32	862	838	2,92	2,92	-
33	888	890	24.361,41	24.375,22	-0,05
Total			196.906,14	197.878,11	-0,49

Apesar da característica desequilibrada do sistema, fator que se mostrou influenciador da qualidade da precisão dos resultados obtidos com o modelo de acoplamento médio no estudo do trecho de linha, observa-se que a diferença obtida nas perdas é quase imperceptível tanto para as perdas reais (igual a 0,63% no pior caso e inferior a 0,4% no total) como para as perdas de potência reativa, 2,31 no pior caso e inferior a 0,5% no total.

Para as perdas de potência real, o ponto de maior erro (0,63%) corresponde ao ramo número 11, entre os nós 820 e 822, um trecho de linha de configuração monofásica levemente carregado com carga distribuída. Apesar de possuir a maior diferença percentual entre os valores de perdas reais calculadas para o modelo de acoplamento completo e o modelo de acoplamento médio, o erro corresponde a uma diferença pequena menor que 3W. A diferença total entre as perdas calculadas pelo modelo completo e aproximado correspondem a 0,40%, o que equivale a 1,1 kW.

Uma vez que o modelo de acoplamento médio altera as impedâncias mútuas entre os condutores, elementos não diagonais e imaginários da matriz de impedância, é coerente que o erro encontrado para as perdas reativas seja superior ao erro das perdas ativas, situação que de fato se confirma. O ramo número 23, um trecho com configuração trifásica, 1,1 km e carga distribuída desequilibrada apresenta a maior diferença 2,31%, que equivale em um erro menor que 4 W. A diferença da perda reativa total é igual a 0,49% ou menos que 1 kvar.

As perdas totais obtidas pelo acoplamento médio são superiores as do modelo completo para ambos os casos de potência ativa e reativa. Mesmo para o cálculo das perdas reativas, onde o modelo de acoplamento médio causa mais impacto nas diferenças encontradas, o erro total é pequeno e inferior a 0,5%, aproximadamente 908 W. De maneira análoga ao comportamento observado nas simulações do trecho fictício de linha, o modelo aproximado de acoplamento médio obtém valores de perdas ativas e reativas com excelente exatidão, confirmando que a consideração dos acoplamentos médios é uma boa aproximação, que proporciona resultados com erros desprezíveis no cálculo das perdas.

4.2.2 Desequilíbrio nas correntes

Os fatores de desequilíbrio das correntes foram calculados para os dois tipos de acoplamento, completo e médio, segundo a Equação (3.1). A Tabela 22 mostra os valores obtidos e a diferença calculada.

Tabela 22: Coeficiente de desequilíbrio das correntes.

Ramo			CUF		
			Acoplamento Completo	Acoplamento Médio	DIF(%)
Nº	De	Para			
1	800	802	0,099286	0,098255	1,04
2	802	806	0,108671	0,107564	1,02
3	806	808	0,118057	0,116873	1,00
5	808	812	0,124050	0,122598	1,17
6	812	814	0,124050	0,122598	1,17
7	814	850	0,106724	0,106530	0,18
9	816	824	0,008935	0,008141	8,89
13	824	828	0,037119	0,036315	2,17
14	828	830	0,035503	0,034675	2,33

Continua na próxima página

Tabela 22 – Continuação da página anterior

Ramo			CUF		
			Acoplamento Completo	Acoplamento Médio	DIF(%)
Nº	De	Para			
15	830	854	0,025567	0,024560	1,08
16	832	858	0,043233	0,042466	-0,37
18	834	860	0,148507	0,149055	-0,28
19	834	842	0,062493	0,062770	-0,44
20	836	840	0,148974	0,147705	0,85
22	842	844	0,068854	0,068915	-0,09
23	844	846	0,090357	0,092856	-2,77
24	846	848	0,034106	0,036052	-5,70
25	850	816	0,106724	0,106530	0,18
26	852	832	0,028554	0,029405	-2,98
28	854	852	0,028554	0,027554	3,50
30	858	834	0,040720	0,040295	1,04
31	860	836	0,326830	0,326274	0,17
33	888	890	0,004769	0,003457	27,50

Observa-se que ignorar as assimetrias dos acoplamentos dos trechos de linha trifásicos provoca um pequeno erro no cálculo do desequilíbrio das correntes. A maior diferença percentual ocorre no ramo número 33, trecho de linha localizado no final da seção de tensão rebaixada do circuito, e corresponde a um erro de 27,50%. Mesmo para o pior caso, a diferença entre o *CUF* encontrado para a consideração do acoplamento médio difere do *CUF* real (calculado pelo acoplamento completo) na terceira casa decimal após a vírgula, confirmando que desconsideração da assimetrias dos acoplamentos não é significativa para o cálculo das correntes do circuito. Da mesma maneira observada para o trecho de linha, o desequilíbrio provocado pela assimetria dos acoplamentos da rede se mostra muito menor que o desequilíbrio oriundo da carga.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi realizada uma investigação minuciosa da influência da assimetria dos acoplamentos, geralmente presente nas redes de distribuição de média e baixa tensão, nas grandezas de maior interesse dos estudos de planejamento e operação. Embora os resultados apresentados tenham focado nas perdas de potência e no desequilíbrio das correntes dos circuitos, as demais grandezas elétricas apresentam comportamento similar.

As análises realizadas abrangem duas situações diferenciadas: (i) os arranjos de condutores empregados no trecho de linha fictício, que permitiram examinar os acoplamentos mais assimétricos da rede N1 e os acoplamentos mais intensos da rede compacta; (ii) a simulação do sistema teste IEEE 34 *Node*, para a verificação do efeito de propagação do erro na generalização do impacto observado para o trecho de linha. A avaliação da influência dos acoplamentos e do desequilíbrio das cargas para estas duas situações propiciou verificar o comportamento dos indicadores testados em casos que refletem a realidade atual dos circuitos aéreos de distribuição.

Com relação ao trecho fictício, o emprego de uma abordagem probabilística baseada no Método Monte Carlo permitiu considerar os resultados válidos para redes desequilibradas, característica marcante dos sistemas em média e baixa tensão. Para ambas as topologias de rede, foi mostrado que o modelo que considera os acoplamentos médios é capaz de obter um valor praticamente idêntico ao obtido quando a assimetria dos acoplamentos é levada em conta no cálculo das perdas ativas. Por outro lado, o modelo que ignora o acoplamento apresenta um erro sistemático e subestima as perdas, confirmando a importância de considerar o acoplamento entre os condutores.

Outra observação importante, advinda dos resultados das simulações, é que, quando o desequilíbrio da carga aumenta, torna-se irrelevante a representação das assimetrias dos acoplamentos, ou seja, o uso do acoplamento médio é suficiente para obter resultados adequados. Para a determinação do desequilíbrio das correntes, as diferenças entre os resultados obtidos considerando a assimetria dos acoplamentos, ou, usando qualquer um dos modelos aproximados, foi insignificante.

Para o sistema IEEE 34 *Node Test Feeder*, foram comparadas as perdas, ativa e reativa, calculadas para os modelos de acoplamento completo e médio. As perdas totais obtidas com o emprego do acoplamento médio se mostraram ligeiramente superiores às calculadas com o modelo completo, no entanto, a desconsideração das assimetrias possibilita uma aproximação muito boa com erros inferiores a 0,5%. Assim sendo, é demonstrado que a generalização do impacto observado para um trecho não tem um efeito de propagação de erro observável em circuitos de maior dimensão, ratificando, deste modo, que a consideração dos acoplamentos médios é uma boa aproximação e apresenta erros desprezíveis no cálculo das perdas.

Na análise do índice de desequilíbrio das correntes (CUF) observa-se que, embora o balanço total das cargas por fase da rede IEEE 34 *Node Test Feeder* seja desequilibrado e que o circuito possua trechos monofásicos, utilizar o acoplamento médio no cálculo do desequilíbrio de corrente resultou, novamente, em erros muito pequenos. Para o pior dos casos, a diferença entre o CUF real e o CUF calculado com a consideração da matriz de acoplamento médio ocorre na terceira casa decimal após a vírgula.

Isto posto, é razoável afirmar que o modelo que considera o acoplamento médio é capaz de determinar com muita fidelidade o desequilíbrio das correntes e as perdas ativas para um circuito típico de distribuição em baixa ou média tensão. Pode-se, também, afirmar que a assimetria dos acoplamentos não interfere de modo significativo no desequilíbrio das correntes do circuito, contrariando alguns comentários realizados por KERS-TING (2002). Além disto, deve-se considerar que as incertezas associadas à carga que está efetivamente conectada em cada fase a cada instante de tempo sempre vai ser muito maior do que os erros observados quando adotados modelos aproximados. Em outras palavras, é mais efetivo buscar um modelo apropriado para representar com mais fidelidade a carga do que investir na representação da assimetria dos acoplamentos.

Uma outra questão de grande interesse dos resultados obtidos neste trabalho é o fato de que redes de distribuição com arranjo assimétrico podem ser representadas por circuitos que consideram o acoplamento médio, logo podem ser resolvidas por circuitos de sequência desacoplados, com o emprego do método das componentes simétricas. Os erros provenientes desta aproximação são geralmente desprezíveis, havendo inúmeras outras fontes de desequilíbrio mais relevantes do que os circuitos de distribuição.

5.1 Sugestão de trabalhos futuros

Como o trabalho esteve focado na representação da rede e das cargas, não foi feita uma análise de outro importante componente do sistema de distribuição que é o transformador. Os modelos frequentemente utilizados são equilibrados, pois consideram equipamentos com núcleo envolvente ou bancos trifásicos constituídos por três unidades monofásicas. Tal situação não corresponde à realidade dos circuitos de distribuição, nos quais os transformadores são unidades trifásicas com núcleo envolvido. Assim, julga-se importante avaliar o efeito desta fonte de desequilíbrio, cuja importância foi destacada por SUN et al. (1980).

A aplicação da mesma análise em outras estruturas de distribuição é uma proposta de fácil implementação e que permitiria estabelecer se os resultados obtidos são independentes em relação à topologia adotada.

A possibilidade de resolver problemas desequilibrados por circuitos de sequência desacoplados pode ser empregada na simplificação da resolução de problemas de otimização relacionados ao planejamento da operação e expansão em redes de distribuição, como alocação de reguladores de tensão e recondutoramento ótimo do sistema.

Como outra proposta interessante, é possível desenvolver modelos mais sofisticados para a representação da aleatoriedade da carga em sistemas de distribuição, avaliando de modo mais exato os efeitos dos desequilíbrios.

REFERÊNCIAS

- ABNT. NBR 15688:2012. **Versão Corrigida:2013**, Brasília, DF, 2013.
- AGUIAR, J. Novos tempos na distribuição de energia elétrica no Brasil. **Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL P&D**, Brasília, DF, Brasil, n.3, p.14, 2009.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. New York, NY, USA: Wiley-IEEE, 2003.
- BRASIL. Decreto No 73.080, de 5 de novembro de 1973. **Altera o artigo 47, do Decreto número 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica.**, Brasília, DF, 1973.
- BURKE, J. J. **Power distribution engineering: fundamentals and applications**. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 1994.
- CARSON, J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return. **Bell Labs Technical Journal**, [S.l.], v.5, n.4, p.539–554, 1926.
- CEEE-D. **Estruturas para redes de distribuição aérea com cabos cobertos fixados em espaçadores**. Porto Alegre, RS, BR: Companhia Estadual de Energia Elétrica – Rio Grande do Sul, 2012.
- CHANG, G.; CHU, S.; WANG, H. An improved backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, v.22, n.2, p.882–884, 2007.
- CHEN, T.-H.; YANG, W.-C. Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, NY, USA, v.16, n.4, p.710–717, 2001.
- CHRISTIAN, P. R.; CASELLA, G. **Monte Carlo statistical methods**. New York, NY, USA: Springer, 1991.
- CONCORDIA, C.; IHARA, S. Load representation in power system stability studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, n.4, p.969–977, 1982.
- EPRI. **OpenDSS manual**. Palo Alto, CA, USA: Electric Power Research Institute, 2016.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, New York, NY, USA, v.37, n.2, p.1027–1140, 1918.

GARUD, R.; KUMARASWAMY, A.; LANGLOIS, R. **Managing in the modular age: architectures, networks, and organizations**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2009.

GASPERIN, L. V. **Alocação ótima de banco de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica utilizando modelos simplificados**. 2008. 161 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, BR, 2008.

GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. In: SÃO PAULO, E. M. d.; KALACHE FILHO, J. (Ed.). **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais**. 1.ed. Rio de Janeiro, RJ, BR: DBA, 2002. p.321–348.

HAFFNER, S. et al. Representação e análise de redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. In: LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSPORTATION, 8TH, 2009, Ubatuba, SP, BR. **Proceedings...** Guaratinguetá: FEG/UNESP, 2009. v.1.

HIGHAM, D. J.; HIGHAM, N. J. **MATLAB Manual**. Philadelphia, PA, USA: SIAM, 2016.

HUGHES, T. P. **Networks of power: electrification in western society, 1880-1930**. Baltimore, MD, USA: JHU Press, 1993.

IEC, E. 61000-4-30: testing and measurement techniques—power quality measurement methods. **International Electrotechnical Commission Standard**, [S.l.], 2003.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, v.6, n.3, p.975–985, 1991.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001, Columbus, OH, USA. **Proceedings...** New York: IEEE, 2001. v.2, p.908–912.

KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. Boca Raton, FL, USA: CRC press, 2002.

KERSTING, W. H. Distribution system modeling and analysis. In: GRIGSBY, L. L. (Ed.). **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution**. 3.ed. Boca Raton, FL, USA: CRC press, 2012. p.1–58.

KRON, G. **Tensor analysis of networks**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 1939.

MELIOPOULOS, A. S. et al. Power distribution practices in USA and Europe: impact on power quality. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 8TH, 1998, Athens, GR, GR. **Proceedings...** New York: IEEE, 1998. v.1, p.24–29.

MILANOVIC, J. V. et al. International industry practice on power system load modeling. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, v.28, n.3, p.3038–3046, 2013.

MONTEIRO, R. V. A. et al. Three-Phase Analysis of Active Losses on Conventional and Compact Distribution Networks. **IEEE Latin America Transactions**, [S.l.], v.15, n.4, p.682–689, 2017.

MWAKABUTA, N.; SEKAR, A. Comparative study of the IEEE 34 node test feeder under practical simplifications. In: NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 39TH, 2007, Las Cruces, NM, USA. **Proceedings...** New York: IEEE, 2007. v.1, p.484–491.

OCHOA PIZZALI, L. F. **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. 106 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, SP, BR, 2003.

OHYAMA, T. et al. Voltage dependence of composite loads in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, n.11, p.3064–3073, 1985.

PIRELLI. Fios e postes, desapareçam. **Revista Pirelli Club**, [S.l.], v.12, p.8–12, 2000.

PRICE, W. et al. Load representation for dynamic performance analysis (of power systems). **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, NY, USA, v.8, n.2, p.472–482, 1993.

RANGEL, C. A. S. **Modelo aproximado de sistemas de distribuição considerando geração distribuída e o efeito da tensão na carga**. 2015. 98 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, BR, 2015.

ROBBA, E. J. **Introdução a sistemas elétricos de potência: componentes simétricas**. BR: Inst. Nacional do Livro, Ministério da Educação e Cultura, 1973.

RUSH, P. **Network protection & automation guide**. 1.ed. [S.l.]: Alstom T&D Energy Automation & Information, 2002.

SKRABEC, Q. R. **The 100 most significant events in American business: an encyclopedia**. Santa Barbara, CA, USA: ABC-CLIO, 2012.

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

SUN, D. et al. Calculation of energy losses in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, NY, USA, n.4, p.1347–1356, 1980.

VILLALBA, S. A.; BEL, C. A. Hybrid demand model for load estimation and short term load forecasting in distribution electric systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, NY, USA, v.15, n.2, p.764–769, 2000.

ZHANG, X.-P.; CHEN, H. Asymmetrical three-phase load-flow study based on symmetrical component theory. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, London, England, UK, v.141, n.3, p.248–252, 1994.

Apêndice A VALIDAÇÃO DAS MATRIZES DE IMPEDÂNCIA

Para validar as fórmulas utilizadas e os resultados obtidos no cálculo das matrizes de impedância do trecho de linha, foi utilizado o *software* OpenDSS.

O OpenDSS é capaz de gerar a matriz de impedâncias de um sistema qualquer, através da especificação do número de fases e condutores, além de características dos cabos como altura, resistência, ampacidade, coordenadas no plano xy e comprimento. O programa permite a escolha do modelo para representação da terra, tendo sido utilizada para este caso a representação simplificada do método de Carson, tipicamente aplicada em cálculos de fluxo de potência de sistemas de 50/60 Hz (EPRI, 2016). O valor utilizado para a resistividade do solo (ρ) é $100\Omega\text{m}$, mesmo valor considerado anteriormente e padrão do programa. A matriz gerada é de dimensão $(n \times n)$,

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n-1,1} & a_{n-1,2} & \cdots & a_{n-1,n} \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix}, \quad (\text{A.1})$$

onde n é o número de condutores reais da estrutura considerada.

O termo que representa o condutor fictício de retorno pela terra não é apresentado explicitamente. A redução de Kron foi aplicada nas matrizes de impedância, calculadas na Seção 3.1, para remover o termo de retorno pelo terra e possibilitar a comparação com as matrizes geradas pelo OpenDSS. A redução de Kron, apresentada pela primeira vez em (KRON, 1939), consiste em um método para redução de ordem matricial muito utilizado para simplificar a análise de sistemas de potência.

Considerando uma matriz qualquer $(n \times n)$, como A.1, de valores reais ou complexos, pode-se eliminar a k -ésima linha e k -ésima coluna substituindo os demais elementos das outras $n - 1$ linhas e colunas através do seguinte processo:

$$a_{kj}^{\text{nov}} = a_{kj} - \frac{a_{kn}a_{nj}}{a_{nn}}, \quad (\text{A.2})$$

para $k = 1, \dots, i - 1, i + 1, \dots, n$ e $j = 1, \dots, i - 1, i + 1, \dots, n$.

O resultado é uma matriz reduzida \mathbf{A}' de dimensão $((n - 1) \times (n - 1))$ da forma:

$$\mathbf{A}' = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1,n-1} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{a2,n-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n-1,1} & a_{n-1,2} & \cdots & a_{n-1,n-1} \end{bmatrix}. \quad (\text{A.3})$$

A seguir são apresentadas as matrizes geradas pelo OpenDSS e as formas reduzidas das matrizes de impedância calculadas na Seção 3.1.

Para a estrutura de rede N1, descrita anteriormente, a matriz de impedâncias \mathbf{y} calculada pelo OpenDSS e a matriz \mathbf{z} reduzida são dadas por:

$$\mathbf{Y}_{N1} = \mathbf{r}_{N1} + j\mathbf{x}_{N1}, \quad (\text{A.4})$$

$$\mathbf{r}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,38732 & 0,05922 & 0,05922 \\ 0,05922 & 0,38732 & 0,05922 \\ 0,05922 & 0,05922 & 0,38732 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}), \quad (\text{A.5})$$

$$\mathbf{x}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,91099 & 0,47802 & 0,44914 \\ 0,47802 & 0,91099 & 0,53548 \\ 0,44914 & 0,53548 & 0,91099 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \text{ e} \quad (\text{A.6})$$

$$\mathbf{Z}_{N1} = \mathbf{r}_{N1} + j\mathbf{x}_{N1}, \quad (\text{A.7})$$

$$\mathbf{r}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,38731 & 0,05921 & 0,05921 \\ 0,05921 & 0,38731 & 0,05921 \\ 0,05921 & 0,05921 & 0,38731 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}), \quad (\text{A.8})$$

$$\mathbf{x}_{N1} = \begin{bmatrix} 0,91103 & 0,47864 & 0,45042 \\ 0,47864 & 0,91103 & 0,53565 \\ 0,45042 & 0,53565 & 0,91103 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (\text{A.9})$$

Para a estrutura de rede compacta, também descrita anteriormente, temos \mathbf{y} gerada pelo OpenDSS

$$\mathbf{Y}_{COMP} = \mathbf{r}_{COMP} + j\mathbf{x}_{COMP}, \quad (\text{A.10})$$

$$\mathbf{r}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,24352 & 0,05922 & 0,05922 & 0,05922 \\ 0,05922 & 0,24352 & 0,05922 & 0,05922 \\ 0,05922 & 0,05922 & 0,24352 & 0,05922 \\ 0,05922 & 0,05922 & 0,05922 & 2,31652 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \text{ e} \quad (\text{A.11})$$

$$\mathbf{x}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,90578 & 0,65685 & 0,65683 & 0,65685 \\ 0,65685 & 0,90578 & 0,65685 & 0,61544 \\ 0,65683 & 0,65685 & 0,90578 & 0,65685 \\ 0,65685 & 0,61544 & 0,65685 & 0,93608 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (\text{A.12})$$

e a matriz \mathbf{z} reduzida

$$\mathbf{Z}_{COMP} = \mathbf{r}_{COMP} + j\mathbf{x}_{COMP}, \quad (\text{A.13})$$

$$\mathbf{r}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,24351 & 0,05921 & 0,05921 & 0,05921 \\ 0,05921 & 0,24351 & 0,05921 & 0,05921 \\ 0,05921 & 0,05921 & 0,24351 & 0,05921 \\ 0,05921 & 0,05921 & 0,05921 & 2,31651 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \text{ e} \quad (\text{A.14})$$

$$\mathbf{x}_{COMP} = \begin{bmatrix} 0,90582 & 0,65690 & 0,65688 & 0,65690 \\ 0,65690 & 0,90583 & 0,65690 & 0,61550 \\ 0,65688 & 0,65690 & 0,90582 & 0,65690 \\ 0,65690 & 0,61550 & 0,65690 & 0,93613 \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}). \quad (\text{A.15})$$

Tomando como referência os valores calculados pelo OpenDSS, pode-se observar que os erros obtidos pelas equações utilizadas são insignificantes para ambas as estruturas analisadas. O maior erro encontrado é inferior a 0,2% e acontece no termo $z_{N1}(1,3)$ da estrutura N1. Desta maneira, pode-se afirmar que as matrizes teóricas calculadas na Seção 3.1 com uso das Equações de Carson são uma representação fiel das impedâncias do sistema.

Apêndice B PUBLICAÇÃO DE ARTIGO

Data of Publication:

Title: Proceedings and Book of Abstracts of The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017

José Luz Silveira and Celso Eduardo Tuna
FDCT - Fundação para o Desenvolvimento Científico e Tecnológico
ISBN 978-85-61065-03-4
Ministério da Cultura
Fundação Biblioteca Nacional
Departamento Nacional do Livro
Agência Brasileira do ISBN
Mar del Plata, November 12th, 2017

Edition: EDICIONES SUÁREZ by Sr. Pedro Suárez, Mar del Plata - Argentina
Compilation of abstracts: Dr. Ing. Justo José Roberts, UNMDP - Argentina
Revision: Mg. Ing. Guillermo di Mauro and Ing. Guillermo Murcia, UNMDP - Argentina
Graphic and Web Design: Ing. Jorge Luis Strack, UNMDP - Argentina

Avaliação quantitativa do efeito dos desequilíbrios na rede e na carga na operação de Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica

Júlia Beust da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Porto Alegre, Brasil

Email: juliabeust@ufrgs.br

Sérgio Haffner

Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Porto Alegre, Brasil

Email: slhaffner@gmail.com

Resumo—Este trabalho propõe uma avaliação quantitativa do efeito do desequilíbrio nos índices de operação do sistema de distribuição de energia elétrica. Os cenários apresentados contemplam os desequilíbrios existentes nos circuitos de média tensão e também os desequilíbrios na carga. Os desequilíbrios da rede consideram os efeitos da assimetria dos circuitos que provocam acoplamentos diferenciados entre os condutores. Os desequilíbrios de carga são gerados aleatoriamente considerando variados índices de desequilíbrio. O desequilíbrio das correntes e as perdas do sistema são determinados com o objetivo de quantizar o impacto das variações empregadas em um trecho de linha com geometria e condutores típicos de redes de distribuição de energia de média tensão. Os resultados são obtidos para dois tipos de estruturas aéreas e permitem definir a abrangência da validade dos modelos aproximados.

Palavras-chave—Distribuição de energia elétrica, acoplamentos assimétricos, circuitos desequilibrados, método Monte Carlo.

I. INTRODUÇÃO

Historicamente, o setor elétrico, em especial o segmento de distribuição de energia elétrica, se caracterizou pela inércia tecnológica, [1]. Durante anos prevaleceu entre os estudos o foco nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, motivo pelo qual a maioria dos modelos e algoritmos desenvolvidos levam em conta características básicas de tais sistemas, como reduzido desequilíbrio na carga, circuitos com transposição e susceptâncias capacitivas consideráveis; Tais características não descrevem os sistemas de distribuição em média e baixa tensão.

A modelagem e operação de sistemas de distribuição eficientes é abordada por [2] e modelos gerais para o cálculo de fluxo de potência trifásico são apresentados em [3] e [4]. Trabalhos como [5] e [6] dissertam sobre a importância da consideração do condutor neutro em sistemas de distribuição trifásicos. Estudos de análise de perdas ativas em sistemas de distribuição modelados com neutro, como o apresentado em [7], são de grande importância para o planejamento e operação da rede de distribuição.

No Brasil, a distribuição de energia elétrica em média tensão é majoritariamente composta por redes aéreas [8], constituídas por três ou quatro condutores (três fases mais um condutor aterrado), sendo estruturas similares amplamente adotadas em

outros países [9]. Considerando esta importante presença de circuitos de média tensão com geometria assimétrica, os principais objetivos deste trabalho são: (i) realizar uma mensuração da qualidade dos resultados obtidos quando aplicados diferentes modelos para representar a rede de distribuição e (ii) avaliar o efeito do desequilíbrio da carga nos indicadores de operação da rede, em particular nas perdas e distribuição das correntes. Desta forma, apresenta-se uma análise quantitativa dos desequilíbrios causados pelo acoplamento magnético assimétrico presente nas redes de distribuição aéreas convencionais e compactas, além da avaliação do impacto do desequilíbrio das cargas no sistema. A abrangência do estudo contempla o desequilíbrio no circuito de média tensão e também o desequilíbrio na carga e visa quantificar o erro esperado quando são adotados modelos simplificados (em geral, equilibrados) para descrever o problema de operação. Os desequilíbrios da rede consideram casos de acoplamento completo, médio e desacoplado, e os desequilíbrios de carga são gerados aleatoriamente com diferentes intensidades, partindo de cargas equilibradas até cargas com acentuado desequilíbrio, tanto na parte real da potência quanto na imaginária. Para tanto, é utilizada uma modelagem geral para redes de distribuição considerando modelos a quatro e cinco condutores: três fases mais retorno pela terra, com ou sem condutor neutro. Considerando este modelo completo, são obtidas as soluções exatas para cada circuito e estas serão, posteriormente, comparadas com as soluções obtidas para os modelos simplificados.

II. MODELOS

Uma vez que grande parte dos programas de resolução de fluxo de potência são implementados para sistemas trifásicos a três fios, os efeitos do cabo neutro e do aterramento acabam desconsiderados ou transferidos aos cabos de fase através da redução de Kron, [4]. Afim de considerar de modo mais exato os efeitos dos condutores de neutro e a circulação da corrente pela terra nas redes de distribuição de média tensão, é empregada a modelagem de uma linha de distribuição aérea trifásica a cinco fios, sendo três fases, um retorno pela terra e um neutro (ou condutor de proteção). A seguir é descrito o

por 0,1071, com um desvio padrão de 0,0518. O intervalo entre 0,0199 e 0,2131 inclui 95% dos valores obtidos para CUF . Observações repetidas desta análise, utilizando 100 mil amostras, apresentam resultados muito similares. Quando utilizadas mais amostras o resultado praticamente se mantém, indicando que o tamanho de amostra definido é suficiente para representar cargas desequilibradas com CUF quase que normalmente distribuído.

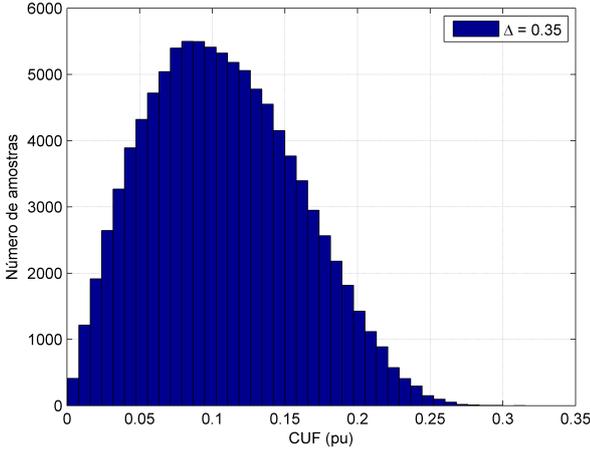


Figura 2. Histograma da distribuição dos valores de CUF para 100 mil amostras, considerando $\Delta = 0,35$.

A Tabela I mostra a variação do CUF com relação ao valor utilizado para Δ , sendo mostrado nas colunas dois a cinco o valor médio obtido em 10 simulações (cada uma com 100 mil amostras), o desvio padrão médio e os valores médios que definem os intervalos que contém 95% dos valores. O desvio padrão entre os resultados obtidos nas 10 simulações foi inferior a 0,1%. Observa-se que um $\Delta = 0,55$ é suficiente para produzir uma carga com fator de desequilíbrio entre 0,0309 e 0,3496 (95% dos valores obtidos estarão neste intervalo), com valor médio de 0,1728. Obviamente, quando $\Delta = 0$, o fator de desequilíbrio é nulo.

Tabela I
FATORES DE DESEQUILÍBRIO DE CORRENTE (CUF), EM FUNÇÃO DE Δ , QUANDO A CARGA É ALIMENTADA COM TENSÃO NOMINAL.

Δ (pu)	CUF (pu)			
	médio	desvio	mínimo	máximo
0,0500	0,0151	0,0071	0,0029	0,0296
0,1500	0,0453	0,0216	0,0086	0,0893
0,2500	0,0759	0,0363	0,0143	0,1502
0,3500	0,1071	0,0518	0,0199	0,2131
0,4500	0,1393	0,0683	0,0254	0,2794
0,5500	0,1728	0,0859	0,0309	0,3496

C. Equacionamento do Trecho de Linha

O trecho de linha estudado consiste em um segmento de linha trifásica com comprimento L considerando o condutor de neutro e o retorno pelo terra, conectado entre um gerador trifásico simétrico, sequência ABC, e uma carga trifásica

desequilibrada e variável. O circuito elétrico para este caso está ilustrado na Figura 3, onde R_G representa a resistência de aterramento equivalente do sistema. Embora o circuito seja bastante simplificado, ele permite determinar todas as correntes considerando desequilíbrios nas impedâncias próprias e mútuas da rede e da carga. Por esta razão, considera-se que a fonte é equilibrada e, desta forma, todo o desequilíbrio observado no circuito será provocado pelo desequilíbrio das impedâncias da rede (próprias e mútuas) e da carga. Ainda, com pequenas alterações, é possível considerar a presença de outros condutores (cabos de cobertura, por exemplo) e também circuitos com apenas uma ou duas fases.

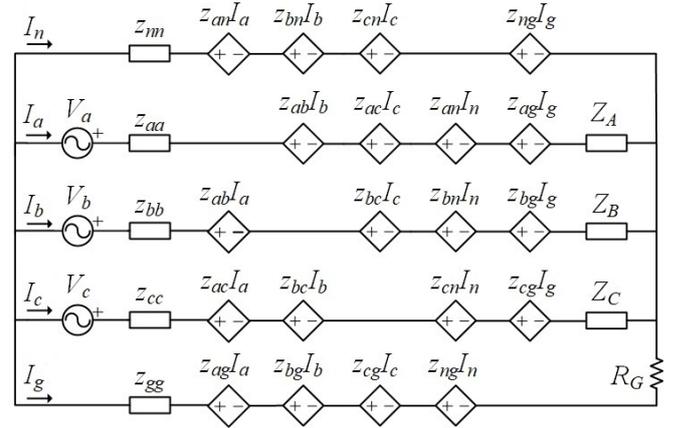


Figura 3. Circuito equivalente do trecho de rede de distribuição considerando o acoplamento completo, incluindo: uma fonte simétrica (em estrela), uma carga trifásica (em estrela) e o circuito de retorno pela terra.

Após definidos os cabos utilizados e a sua disposição espacial, pode-se determinar as impedâncias próprias e mútuas usando (3) a (6). Com os valores das impedâncias da carga, determinados usando (7), pode-se calcular as correntes em cada condutor por intermédio da solução do circuito equivalente da Figura 3, onde as correntes das fases são notadas por I_a , I_b e I_c , a corrente de neutro por I_n e a corrente de retorno pela terra por I_g . A partir destas correntes são avaliados os desequilíbrios, provocados pelas assimetrias presentes no circuito ou na carga, e quantificadas as perdas na rede de distribuição, dadas pela diferença entre a potência ativa total fornecida pela fonte (P_{fonte}) e a potência total dissipada na carga (P_{carga}):

$$P_{\text{perdas}} = P_{\text{fonte}} - P_{\text{carga}}$$

$$P_{\text{fonte}} = \text{Re} \{V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^*\} \quad (9)$$

$$P_{\text{carga}} = \text{Re} \{Z_A |I_a|^2 + Z_B |I_b|^2 + Z_C |I_c|^2\}$$

A solução do circuito da Figura 3 permite também obter os fatores de desequilíbrio da corrente (8) considerando assimetrias no circuito ou na carga.

Vale destacar que o modelo de carga adotado, impedância constante, não exerce influência nos resultados, tendo sido escolhido para evitar a necessidade de empregar um método iterativo para cada uma das amostras avaliadas. Com uma

carga do tipo impedância constante, basta resolver um sistema linear.

D. Aproximação considerando acoplamento médio

O acoplamento completo descrito pela matriz de impedâncias Z , representa uma linha desequilibrada e considera as distâncias reais entre cada fase, sendo o modelo mais realista para a modelagem da rede. A consideração do acoplamento médio é usualmente empregada para representar circuitos de transmissão, que são transpostos para que todas as fases apresentem, a partir das extremidades da linha, a mesma impedância série e os mesmos acoplamentos. Considerando o equacionamento anterior, a nova matriz de acoplamento será definida como Z' , sendo seus elementos assim determinados:

$$\begin{aligned} Z'_{\alpha\alpha} &= Z_{\alpha\alpha}, \quad \forall \alpha \in \{a, b, c, n, g\} \\ Z'_{ab} &= Z'_{bc} = Z'_{ca} = Z_{Mf} \\ Z'_{an} &= Z'_{bn} = Z'_{cn} = Z_{Mn} \\ Z'_{ag} &= Z'_{bg} = Z'_{cg} = Z'_{ng} = Z_{Mg} \end{aligned} \quad (10)$$

onde Z_{Mf} , Z_{Mn} e Z_{Mg} são as médias dos valores das impedâncias de fase, neutro e terra, respectivamente, calculadas segundo:

$$\begin{aligned} Z_{Mf} &= \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}{3} \\ Z_{Mn} &= \frac{Z_{an} + Z_{bn} + Z_{cn}}{3} \\ Z_{Mg} &= \frac{Z_{ag} + Z_{bg} + Z_{cg} + Z_{ng}}{4} \end{aligned} \quad (11)$$

Quando o número de condutores presente no circuito for distinto daquele mostrado na Figura 1, as médias serão calculadas por expressões diferentes.

E. Aproximação desconsiderando acoplamento

Com o objetivo de quantificar a importância de incluir os acoplamentos mútuos no modelo, foi realizada uma aproximação que considera apenas os elementos da diagonal da matriz, sendo esta aproximação denominada Z'' e seus elementos assim determinados:

$$\begin{aligned} Z''_{\alpha\alpha} &= Z_{\alpha\alpha} \\ Z''_{\alpha\beta} &= 0 \quad \forall \alpha \neq \beta \end{aligned} \quad (12)$$

com $\alpha, \beta \in \{a, b, c, n, g\}$.

III. ESTRUTURAS ANALISADAS

Para analisar o efeito da assimetria dos circuitos de distribuição de energia elétrica, foram utilizadas duas estruturas típicas, empregadas em redes de média tensão em 13,8 kV:

- Rede N1: a estrutura de rede N1, ilustrada na Figura 4(a), é composta por 3 cabos fase nus de alumínio com bitola 4/0 AWG (Oxlip), apoiados sobre isoladores de porcelana ou vidro e fixados horizontalmente sobre cruzeta de madeira a uma altura média de 6,0 metros do solo.
- Rede compacta: a rede compacta é formada por três cabos fase de alumínio cobertos com polietileno reticulado, com seção de 150 mm² e um cabo nu de aço galvanizado com

51,14 mm², denominado mensageiro. Os quatro cabos são afastados por espaçadores losangulares de material polimérico, conforme mostrado na Figura 3(b), estando o condutor de fase inferior posicionada a uma altura média de 6,0 metros do solo. É convenção que a Fase B seja posicionada na parte inferior do espaçador e que o mensageiro (aterrado conforme o padrão estabelecido) fique na parte superior. O trabalho considera o cabo mensageiro como solidamente aterrado ao centro da estrela.

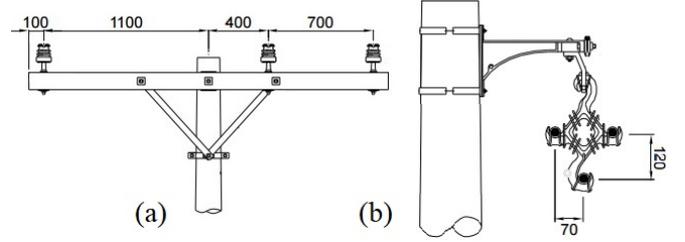


Figura 4. Espaçamento, em mm, dos isoladores das estruturas: (a) N1 e (b) compacta.

As propriedades dos cabos que foram utilizados em cada uma das estruturas podem ser encontradas na Tabela II. Para evidenciar o efeito que a assimetria da rede pode causar ao circuito, foi considerado que o trecho de rede tem 10 km de extensão e que a resistividade do solo é 100 Ωm. Vale destacar que foram selecionadas estruturas e cabos típicos utilizados no Brasil, mas os resultados obtidos são similares para outras estruturas e cabos, empregados em redes aéreas de média e baixa tensão.

Tabela II
CARACTERÍSTICAS DOS CONDUTORES CONSIDERADOS

Condutor	Seção (mm ²)	Diâmetro (mm)	Nº de fios	Resistência (Ω/km)	I_{\max} (A)
Oxlip (4/0)	107,26	13,25	7	0,3281	430
Mensageiro	51,14	9,5	7	2,2573	—
Fase	150,00	14,20	15	0,1843	456

A carga utilizada para a análise de cada estrutura é conectada em estrela aterrada e foi dimensionada de modo que a ampacidade dos cabos fase seja respeitada mesmo quando a impedância é reduzida em 50% (ou seja, quando $\sigma_1 = \sigma_2 = -0,5$). Considerando o valor nominal da tensão, os parâmetros para obtenção das cargas são $u_1 = 30 \Omega$ e $u_2 = 15 \Omega$.

IV. RESULTADOS

O impacto causado pela assimetria das estruturas de rede analisadas foi avaliado considerando duas grandezas de vital importância para a análise de sistemas de potência: (i) as perdas de potência ativa; e (ii) os desequilíbrios provocados nas correntes. Em todos os casos analisados, os valores obtidos pelas duas aproximações (consideração do acoplamento médio e desconsideração dos acoplamentos) foram comparados com os valores exatos, obtidos pela solução do circuito levando em conta os valores diferenciados de todos os acoplamentos

existentes. O Método de Monte Carlo [13], foi empregado considerando 100 mil cargas trifásicas geradas aleatoriamente em cada simulação, empregando desvios nas impedâncias (Δ) variando de 0,05 a 0,55.

A. Perdas

As Figuras 5 e 6 apresentam os histogramas das distribuições das perdas de potência ativa calculadas no trecho de linha para as estruturas N1 e compacta, respectivamente, quando são consideradas as assimetrias nos acoplamentos da rede e uma carga aleatória gerada com $\Delta = 0,35$. Observa-se que ambas distribuições são bastante similares e, como esperado, a rede N1 apresenta valores mais elevados de perdas, uma vez que a resistência do cabo é cerca de 78% superior a do cabo da rede compacta.

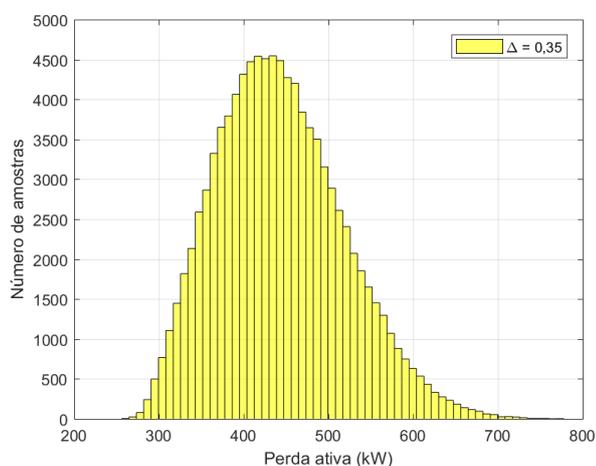


Figura 5. Distribuição das perdas ativas para estrutura de rede N1.

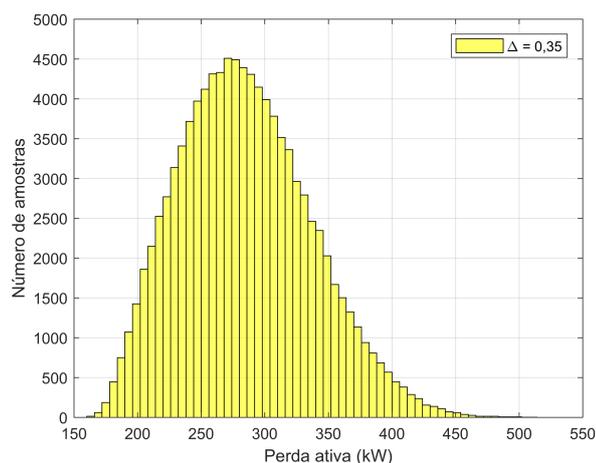


Figura 6. Distribuição das perdas ativas para estrutura de rede compacta.

Visando avaliar a influência do desequilíbrio da carga nas perdas de potência ativa, o desvio Δ da carga foi variado de

0,05 a 0,55, sendo obtidos os valores mostrados na Tabela III, na qual as colunas três a seis contêm os valores médios, os desvios padrão e os limites mínimo e máximo do intervalo que inclui 95% dos valores, respectivamente. Em todos os casos analisados, a distribuição dos valores é similar à mostrada nas Figuras 5 e 6 – verificar que na rede com estrutura N1, para $\Delta = 0,35$, o valor médio das perdas é de 443,15 kW e que 95% das amostras encontra-se entre 315,65 kW e 603,74 kW. Além disso, a Tabela III mostra que o aumento do desequilíbrio da carga provoca um aumento nas perdas médias e que este aumento é bastante similar para as duas estruturas (cerca de 50 kW a mais para $\Delta = 0,55$ do que para $\Delta = 0,05$).

Tabela III
PERDAS ATIVAS NA REDE EM FUNÇÃO DE Δ

Estrutura	Δ (pu)	P_{perdas} (kW)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0,05	423,34	9,93	404,41	442,88
	0,15	426,44	30,21	370,90	487,60
	0,25	433,04	51,62	341,49	540,46
	0,35	443,15	74,87	315,65	603,75
	0,45	457,64	102,24	292,44	685,48
	0,55	476,66	134,77	271,43	786,78
Compacta	0,05	266,54	6,67	253,78	279,60
	0,15	269,60	20,36	231,88	310,51
	0,25	275,30	35,19	212,22	347,90
	0,35	284,66	71,88	181,31	455,82
	0,45	297,61	71,88	181,31	455,82
	0,55	315,31	97,06	167,98	537,21

Para quantificar a exatidão dos modelos aproximados descritos na Seção II, as perdas ativas obtidas por estes modelos simplificados foram normalizadas pela perda ativa obtida com o modelo completo, que considera a assimetria da rede. Novamente, foram geradas 100 mil amostras de cargas desequilibradas e os valores obtidos nas perdas dos dois modelos aproximados foram divididos pelo valor exato, considerando a assimetria do acoplamento que está presente nas duas estruturas de rede analisadas. As Figuras 7 e 8 mostram os histogramas dos valores obtidos e os limites dos intervalos que incluem 95% dos valores obtidos para estas 100 mil amostras, quando é aplicado um desequilíbrio na carga de $\Delta = 0,35$. Um valor normalizado unitário significa que o modelo aproximado obtém o mesmo valor de perdas do que o modelo completo. Para ambos os tipos de estrutura, observa-se que o uso do acoplamento médio permite obter valores de perdas ativas com uma excelente exatidão, pois o valor médio das perdas normalizadas é muito próximo da unidade e o desvio com relação a este valor é inferior a $\pm 2\%$. Observa-se, também, que a desconsideração do acoplamento implica erros médios significativamente maiores e com valor médio deslocado da unidade (entre 5 e 10% para menos, com um desvio visivelmente mais acentuado).

De acordo com a Figura 7, qualquer que seja o desequilíbrio gerado na carga aleatória com $\Delta = 0,35$, a perda ativa na rede da estrutura N1 obtida resolvendo o circuito utilizando o acoplamento médio não difere mais do que 1% do valor obtido utilizando os acoplamentos assimétricos. Para a rede compacta, segundo a Figura 8, esta diferença é inferior a

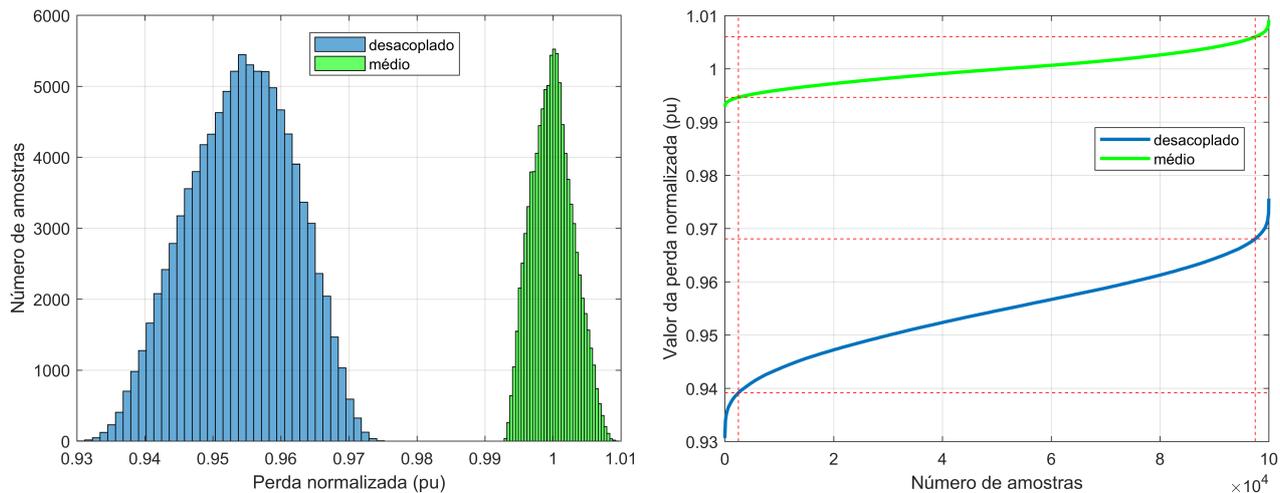


Figura 7. Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura N1 pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$.

2%. O fato da dispersão ser um pouco maior para a estrutura compacta se deve ao fato que neste tipo de estrutura os cabos estão mais próximos (vide Figura 4) e, assim, os acoplamentos mútuos são um pouco maiores.

Para avaliar os erros decorrentes do uso do acoplamento médio, no cálculo das perdas ativas, o desvio Δ da carga foi variado de 0 a 0,55, sendo obtidos os valores mostrados na Tabela IV. Quando a carga é equilibrada ($\Delta = 0$) o erro é imperceptível em ambas as estruturas (inferior a 0,1%). Quando é introduzido o desequilíbrio aleatório, observa-se que o valor obtido pelo modelo de rede que usa as médias dos acoplamentos sempre se mantém muito próximo do valor exato, com uma diferença inferior a $\pm 2\%$. Portanto, fica claro que a consideração dos acoplamentos médios é uma boa aproximação para ambas as estruturas, proporcionando resultados com erros desprezíveis. Por outro lado, o modelo que desconsidera os acoplamentos apresenta um erro sistemático e sempre subestima o valor das perdas.

O intervalo de confiança que contém 95% das amostras das perdas normalizadas, mostrado na Tabela IV, é uma medida que permite estabelecer o erro esperado quando se utiliza o modelo que considera o acoplamento médio. Observa-se que o aumento do desequilíbrio influencia no erro cometido pela aproximação, mas a forma pela qual os valores se distribuem é muito similar e sempre é próxima à normal (com maior dispersão quando o desequilíbrio é maior). Mesmo quando o desequilíbrio é elevado ($\Delta = 0,55$), o erro cometido não é superior a $\pm 2\%$ em 95% dos valores aleatórios de carga avaliados. Em outras palavras, ao calcular as correntes e as perdas considerando o acoplamento médio, o erro cometido é inferior a $\pm 2\%$ em 95% dos casos. Além disto, o erro é inferior a 3% para as 100 mil amostras, fazendo com que as perdas em redes similares possam ser muito bem estimadas por circuitos equivalentes que considerem o acoplamento médio.

Tabela IV
PERDAS NORMALIZADAS MÉDIAS E LIMITES DO INTERVALO QUE CONTÉM 95% DOS VALORES QUANDO CONSIDERADO ACOPLAMENTO MÉDIO.

Estrutura	Δ (pu)	P_{perdas} normalizadas (pu)			
		mínimo	médio	máximo	intervalo
N1	0	—	1,0000	—	—
	0,05	0,9989	0,9999	1,0010	$2,1 \times 10^{-3}$
	0,15	0,9969	0,9999	1,0031	$6,2 \times 10^{-3}$
	0,25	0,9949	0,9999	1,0054	$10,5 \times 10^{-3}$
	0,35	0,9829	0,9999	1,0078	$14,9 \times 10^{-3}$
	0,45	0,9808	0,9999	1,0103	$19,5 \times 10^{-3}$
Compacta	0	—	0,9990	—	—
	0,05	0,9974	0,9990	1,0005	$3,1 \times 10^{-3}$
	0,15	0,9944	0,9990	1,0036	$9,2 \times 10^{-3}$
	0,25	0,9914	0,9990	1,0067	$15,3 \times 10^{-3}$
	0,35	0,9886	0,9991	1,0096	$21,0 \times 10^{-3}$
	0,45	0,9860	0,9991	1,0125	$26,5 \times 10^{-3}$
	0,55	0,9835	0,9992	1,0152	$31,7 \times 10^{-3}$

B. Desequilíbrio nas correntes

Os fatores de desequilíbrio das correntes foram calculados por (8) para as duas estruturas consideradas neste trabalho, sendo mostrados na Tabela V, juntamente com os valores médios obtidos e os limites do intervalo que contém 95% das amostras.

Quando a carga é perfeitamente equilibrada ($\Delta = 0$), observa-se que a assimetria do acoplamento provoca um pequeno desequilíbrio nas correntes (CUF inferior a 1,3% para estrutura N1 e praticamente nulo para estrutura compacta). Como esperado, a medida que o desequilíbrio na carga aumenta, cresce o fator de desequilíbrio da corrente – isto pode ser observado pelos valores médios obtidos e também pelos limites. Para ambas as redes o resultado é bastante similar, com valores geralmente um pouco superiores para a rede compacta. Novamente, a distribuição dos valores obtidos para CUF é muito próxima à normal.

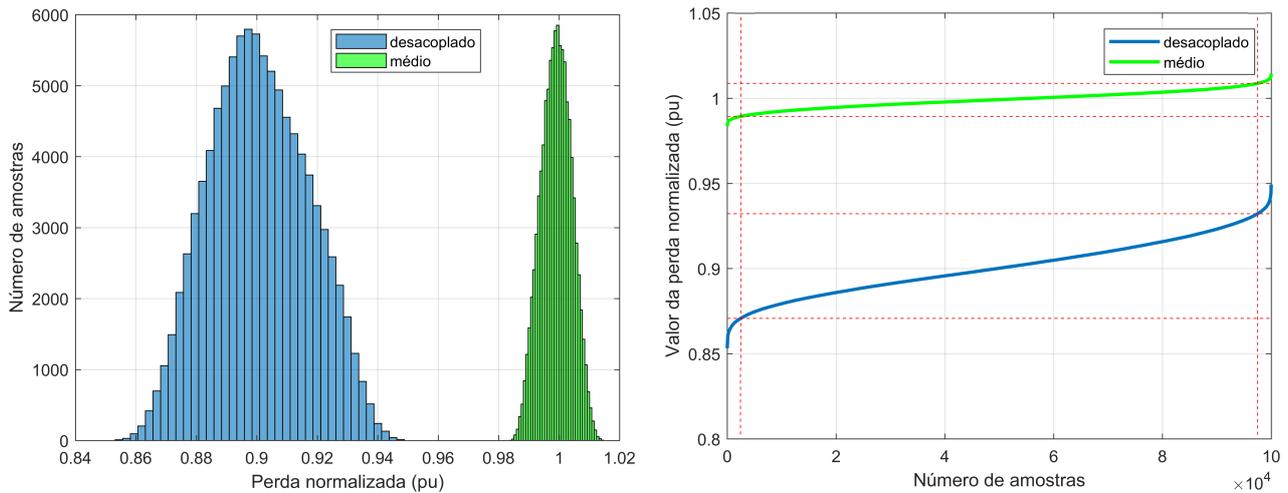


Figura 8. Histograma das perdas ativas normalizadas obtidas para a estrutura compacta pelos modelos aproximados (acoplamento médio e desacoplado) e intervalos de confiança para inclusão de 95% dos valores obtidos, com $\Delta = 0,35$.

Tabela V
FATORES DE DESEQUILÍBRIO DE CORRENTE (CUF) EM FUNÇÃO DE Δ
PARA 10 KM DE REDE AÉREA.

Estrutura	Δ (pu)	CUF (pu)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0	0,0130	—	—	—
	0,05	0,0177	0,0083	0,0034	0,0346
	0,15	0,0411	0,0197	0,0078	0,0821
	0,25	0,0670	0,0321	0,0125	0,1328
	0,35	0,0936	0,0449	0,0178	0,1859
	0,45	0,1206	0,0582	0,0225	0,2397
Compacta	0	0,0001	—	—	—
	0,05	0,0139	0,0066	0,0026	0,0274
	0,15	0,0418	0,0199	0,0079	0,0825
	0,25	0,0699	0,0332	0,0134	0,1376
	0,35	0,0983	0,0471	0,0181	0,1946
	0,45	0,1272	0,0614	0,0238	0,2526
	0,55	0,1566	0,0762	0,0289	0,3127

Comparando-se os resultados das Tabelas I e V, é possível verificar que a inclusão da rede com seus acoplamentos assimétricos provoca as seguintes alterações:

- em situação de carga equilibrada, ou quase equilibrada ($\Delta \leq 0,05$), provoca um desequilíbrio insignificante no circuito, inferior à 2%;
- a partir de um pequeno desequilíbrio na carga ($\Delta > 0,05$), provoca redução nos fatores de desequilíbrio da corrente (redução de cerca de 10% com relação ao valor sem rede), para ambas as estruturas analisadas.

A redução observada é decorrente do fato de que o desequilíbrio provocado pela assimetria dos acoplamentos da rede é muito menor que o desequilíbrio oriundo da carga. Quando estes dois fatores são associados, o circuito resultante torna-se mais equilibrado do que o circuito que representa apenas a carga. É importante observar que redes de distribuição em média ou baixa tensão dificilmente vão alimentar car-

gas equilibradas. Logo a influência da assimetria da rede no desequilíbrio do circuito é completamente superada pelo desequilíbrio da carga.

Tomando como referência os valores obtidos considerando as assimetrias dos acoplamentos, os erros no cálculo dos fatores de desequilíbrio da corrente dos modelos aproximados podem ser calculados através das seguintes expressões:

$$\varepsilon_{\text{médio}} = CUF_{\text{médio}} - CUF \quad (13)$$

$$\varepsilon_{\text{desacoplado}} = CUF_{\text{desacoplado}} - CUF \quad (14)$$

sendo $\varepsilon_{\text{médio}}$ o erro do modelo que considera o acoplamento médio, $CUF_{\text{médio}}$ o fator de desequilíbrio obtido quando as correntes são calculadas considerando o acoplamento médio e CUF o valor do fator de desequilíbrio calculado considerando a assimetria dos acoplamentos. Nesta mesma equação, as variáveis com índice “desacoplado” se referem ao modelo aproximado que ignora os acoplamentos. As Tabelas VI e VII mostram os valores médios dos erros obtidos nas 100 mil amostras aleatórias, juntamente com o desvio padrão e limites do intervalo que contém 95% dos valores.

Observa-se, na Tabela VI, que os erros obtidos pelo modelo que considera o acoplamento médio são desprezíveis, independentemente do desequilíbrio da carga. Os valores obtidos para a estrutura N1 são ligeiramente superiores aos da rede compacta. Isto ocorre porque a assimetria dos acoplamentos da rede N1 é maior – embora os acoplamentos mútuos da rede compacta sejam maiores. Em todos os casos fica evidente que a assimetria dos acoplamentos da rede não causam desequilíbrios sensíveis no circuito.

Com a análise da Tabela VII, pode-se concluir que os valores encontrados para o $CUF_{\text{desacoplado}}$ são inferiores ao valor calculado com o modelo completo, com erro sempre menor que 1%. Os valores obtidos para a estrutura compacta são ligeiramente mais sensíveis ao aumento do desequilíbrio

Tabela VI
ERRO DOS FATORES DE Desequilíbrio de corrente em função de Δ ,
OBTIDOS PELO MODELO QUE CONSIDERA O ACOPLAMENTO MÉDIO.

Estrutura	Δ (pu)	$\varepsilon_{\text{médio}}$ (pu)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0	-0,0130	—	—	—
	0,05	-0,0045	0,0077	-0,0130	0,0124
	0,15	-0,0016	0,0090	-0,0131	0,0132
	0,25	-0,0010	0,0092	-0,0133	0,0137
	0,35	-0,0007	0,0093	-0,0135	0,0142
	0,45	-0,0005	0,0094	-0,0139	0,0148
	0,55	-0,0004	0,0096	-0,0143	0,0155
Compacta	0	0,0000	—	—	—
	0,05	0,0000	0,0001	-0,0001	0,0002
	0,15	0,0000	0,0002	-0,0003	0,0003
	0,25	0,0000	0,0002	-0,0004	0,0005
	0,35	0,0000	0,0003	-0,0006	0,0007
	0,45	0,0000	0,0004	-0,0008	0,0009
	0,55	0,0000	0,0005	-0,0100	0,0011

Tabela VII
ERRO DOS FATORES DE Desequilíbrio de corrente em função de Δ ,
OBTIDOS PELO MODELO QUE DESCONSIDERA O ACOPLAMENTO.

Estrutura	Δ (pu)	CUF normalizado (pu)			
		médio	desvio	mínimo	máximo
N1	0	-0,0130	—	—	—
	0,05	-0,0048	0,0077	-0,0133	0,0121
	0,15	-0,0025	0,0090	-0,0141	0,0123
	0,25	-0,0025	0,0092	-0,0151	0,0122
	0,35	-0,0028	0,0093	-0,0163	0,0121
	0,45	-0,0033	0,0095	-0,0177	0,0121
	0,55	-0,0039	0,0097	-0,0193	0,0120
Compacta	0	0,0000	—	—	—
	0,05	-0,0006	0,0003	-0,0013	-0,0001
	0,15	-0,0019	0,0009	-0,0038	-0,0003
	0,25	-0,0032	0,0016	-0,0066	-0,0005
	0,35	-0,0046	0,0024	-0,0097	-0,0007
	0,45	-0,0060	0,0034	-0,0133	-0,0008
	0,55	-0,0075	0,0045	-0,0176	-0,0009

(Δ), e significativamente superiores aos erros obtidos pelo modelo que considera o acoplamento médio. Para a estrutura N1, os erros encontrados se mantêm dentro da mesma ordem de grandeza independente do desequilíbrio e o erro abaixo de 0,5%. Isto ocorre porque a desconsideração dos acoplamentos na rede compacta é mais significativa, uma vez que os acoplamentos mútuos são maiores.

V. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi realizada uma análise minuciosa da influência da assimetria dos acoplamentos, geralmente presente nas redes de distribuição de média e baixa tensão, nas grandezas de maior interesse dos estudos de planejamento e operação. Embora os resultados apresentados tenham focado nas perdas ativas e no desequilíbrio das correntes, as demais grandezas elétricas apresentam o mesmo comportamento. O emprego de uma abordagem probabilística, baseada no Método Monte Carlo, permite considerar os resultados válidos em redes desequilibradas, característica marcante dos sistemas em média e baixa tensão.

Os dois arranjos de condutores analisados, permitiram avaliar duas situações diferenciadas: (i) os acoplamentos mais

assimétricos da rede N1 e (ii) os acoplamentos mais intensos da rede compacta. Os indicadores avaliados foram testados para estas duas situações que refletem a realidade atual dos circuitos aéreos de distribuição.

Com relação ao cálculo das perdas ativas, foi mostrado que o modelo de rede que considera os acoplamentos médios é capaz de obter um valor praticamente idêntico ao obtido quando a assimetria dos acoplamentos é levada em conta. Por outro lado, o modelo que ignora o acoplamento apresenta um erro sistemático e subestima as perdas, confirmando a importância de considerar o acoplamento entre os condutores. Outra observação importante, advinda dos resultados das simulações, é que quando o desequilíbrio da carga aumenta, torna-se irrelevante a representação das assimetrias dos acoplamentos, ou seja, o uso do acoplamento médio é suficiente para obter resultados adequados.

Para a determinação do desequilíbrio das correntes, as diferenças entre os resultados obtidos considerando a assimetria dos acoplamentos e usando o acoplamento médio foi ainda menor. Em ambas as estruturas, os erros foram desprezíveis independentemente do desequilíbrio da carga. Da mesma maneira, os erros encontrados quando desconsiderados os acoplamentos foi baixo, menos de 1%, para ambas as estruturas. No entanto, a eliminação dos acoplamentos da rede compacta torna o erro no cálculo dos desequilíbrios de corrente mais sensível ao desequilíbrio das cargas.

REFERÊNCIAS

- [1] J. Aguiar, "Novos tempos na distribuição de energia elétrica no Brasil," *Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL P&D*, vol. 1981-19803, no. 3, p. 14, 2009.
- [2] X.-G. Wei, Z. Sumic, and S. Venkata, "Adsm-an automated distribution system modeling tool for engineering analyses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 393-399, 1995.
- [3] X. Wang and N. N. Schulz, "Development of three-phase distribution power flow using common information model," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4. IEEE, 2000, pp. 2320-2325.
- [4] L. F. Ochoa Pizzali, "Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios-dissertação de mestrado-universidade estadual paulista," Master's thesis, 2003.
- [5] T.-H. Chen and W.-C. Yang, "Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 4, pp. 710-717, 2001.
- [6] T. A. Short, J. R. Stewart, D. R. Smith, J. O'Brien, and K. Hampton, "Five-wire distribution system demonstration project," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 17, no. 2, pp. 649-654, 2002.
- [7] R. V. A. Monteiro, G. C. Guimaraes, A. M. B. da Silva, M. A. Tamashiro, and F. B. Silva, "Three-phase analysis of active losses on conventional and compact distribution networks," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 15, no. 4, pp. 682-689, 2017.
- [8] "Fios e postes, desapareçam!" *Revista Pirelli Club*, no. 13, pp. 8-12.
- [9] A. S. Meliopoulos, J. Kennedy, C. Nucci, A. Borghetti, and G. Contaxis, "Power distribution practices in usa and europe: Impact on power quality," in *Harmonics and Quality of Power Proceedings, 1998. Proceedings. 8th International Conference On*, vol. 1. IEEE, 1998, pp. 24-29.
- [10] J. R. Carson, "Wave propagation in overhead wires with ground return," *Bell Labs Technical Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 539-554, 1926.
- [11] A. (Firm), *Network protection & automation guide*. ALSTOM, 2002.
- [12] "IEC 61000-4-30: Power quality measurement methods," I. E. Commission, Ed., 2003.
- [13] C. P. Robert, *Monte carlo methods*. Wiley Online Library, 2004.

Anexo I - DADOS IEEE 34 NODE TEST FEEDER

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY**Power System Analysis, Computing and Economics Committee****Chair**

MARTIN L. BAUGHMAN
 Professor Emeritus
 The University of Texas at Austin
 5703 Painted Valley Drive
 Austin, TX 78759
 Vox: 512-345-8255
 Fax: 512-345-9880
 baughman@mail.utexas.edu

Vice Chair

CHEN-CHING LIU
 Dept. of Electrical Eng.
 University of Washington
 Box 352500
 Seattle, WA 98195
 Vox: 206-543-2198
 Fax: 206-543-3842
 liu@ee.washington.edu

Secretary

ROGER C. DUGAN
 Sr. Consultant
 Electrotek Concepts, Inc.
 408 N Cedar Bluff Rd
 Knoxville, TN 37923
 Vox: 865-470-9222
 Fax: 865-470-9223
 r.dugan@ieee.org

Subcommittee Chairs

Computer & Analytical Methods
 EDWIN LIU, Chair
 Nexant, Inc.
 101, 2nd street, 11F
 San Francisco CA 94105
 Vox: 415-369-1088
 Fax: 415-369-0894
 exliu@nexant.com

Distribution Systems Analysis
 SANDOVAL CARNEIRO, JR, Chair
 Dept. of Electrical Engineering
 Federal Univ. of Rio de Janeiro
 Rio de Janeiro, RJ, Brazil
 Vox: 55-21-25628025
 Fax: 55-21-25628628
 sandoval@coep.ufrj.br

Intelligent System Applications
 DAGMAR NIEBUR, Chair
 Department of ECE
 Drexel University
 3141 Chestnut Street
 Philadelphia, PA 19104
 Vox: (215) 895 6749
 Fax: (215) 895 1695
 niebur@cbis.ece.drexel.edu

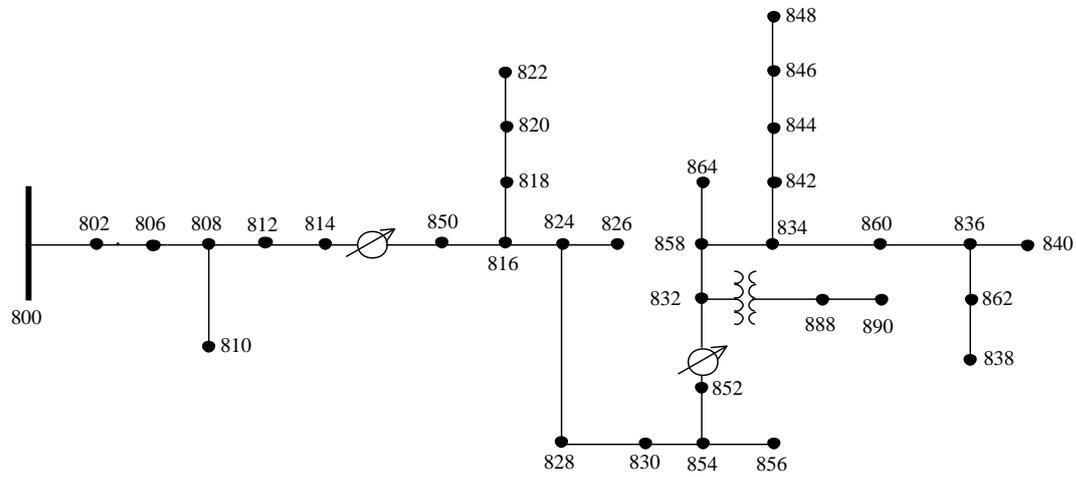
Reliability, Risk & Probability
 Applications
 JAMES D. MCCALLEY, Chair
 Iowa State University
 Room 2210 Coover Hall
 Ames, Iowa 50011
 Vox: 515-294-4844
 Fax: 515-294-4263
 jdm@iastate.edu

Systems Economics
 ROSS BALDICK, Chair
 ECE Dept., ENS 502
 The University of Texas at Austin
 Austin, TX 78712
 Vox: 512-471-5879
 Fax: 512-471-5532
 baldick@ece.utexas.edu

Past Chair
 JOANN V. STARON
 Nexant Inc/ PCA
 1921 S. Alma School Road
 Suite 207
 Mesa, AZ 85210
 Vox: 480-345-7600
 Fax: 480-345-7601
 joann.staron@pca-corp.com

Distribution System Analysis Subcommittee**IEEE 34 Node Test Feeder**

IEEE 34 Node Test Feeder



Overhead Line Configurations (Config.)

Config.	Phasing	Phase ACSR	Neutral ACSR	Spacing ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Line Segment Data

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
800	802	2580	300
802	806	1730	300
806	808	32230	300
808	810	5804	303
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	302
816	824	10210	301
818	820	48150	302
820	822	13740	302
824	826	3030	303
824	828	840	301
828	830	20440	301
830	854	520	301
832	858	4900	301
832	888	0	XFM-1
834	860	2020	301
834	842	280	301
836	840	860	301
836	862	280	301
842	844	1350	301
844	846	3640	301
846	848	530	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	856	23330	303
854	852	36830	301
858	864	1620	302
858	834	5830	301
860	836	2680	301
862	838	4860	304
888	890	10560	300



Transformer Data

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	2500	69 - D	24.9 -Gr. W	1	8
XFM -1	500	24.9 - Gr.W	4.16 - Gr. W	1.9	4.08

Spot Loads

Node	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-4 kVAr
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10
Total		344	224	344	224	359	229

Distributed Loads

Node A	Node B	Load Model	Ph-1 kW	Ph-1 kVAr	Ph-2 kW	Ph-2 kVAr	Ph-3 kW	Ph-3 kVAr
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11
846	848	Y-PQ	0	0	23	11	0	0
Total			262	133	240	120	220	114



Shunt Capacitors

Node	Ph-A kVAr	Ph-B kVAr	Ph-C kVAr
844	100	100	100
848	150	150	150
Total	250	250	250

Regulator Data

Regulator ID:	1		
Line Segment:	814 - 850		
Location:	814		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.7	2.7	2.7
X - Setting:	1.6	1.6	1.6
Voltage Level:	122	122	122

Regulator ID:	2		
Line Segment:	852 - 832		
Location:	852		
Phases:	A - B - C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	120		
Primary CT Rating:	100		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	2.5	2.5	2.5
X - Setting:	1.5	1.5	1.5
Voltage Level:	124	124	124



IEEE 34 Node Test Feeder

Impedances

Configuration 300:

----- Z & B Matrices Before Changes -----

```

      Z (R +jX) in ohms per mile
1.3368  1.3343  0.2101  0.5779  0.2130  0.5015
          1.3238  1.3569  0.2066  0.4591
          1.3294  1.3471
      B in micro Siemens per mile
      5.3350  -1.5313  -0.9943
          5.0979  -0.6212
          4.8880
  
```

Configuration 301:

```

      Z (R +jX) in ohms per mile
1.9300  1.4115  0.2327  0.6442  0.2359  0.5691
          1.9157  1.4281  0.2288  0.5238
          1.9219  1.4209
      B in micro Siemens per mile
      5.1207  -1.4364  -0.9402
          4.9055  -0.5951
          4.7154
  
```

Configuration 302:

```

      Z (R +jX) in ohms per mile
2.7995  1.4855  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      4.2251  0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000
          0.0000
  
```

Configuration 303:

```

      Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
          2.7995  1.4855  0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      0.0000  0.0000  0.0000
          4.2251  0.0000
          0.0000
  
```

Configuration 304:

```

      Z (R +jX) in ohms per mile
0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
          1.9217  1.4212  0.0000  0.0000
          0.0000  0.0000
      B in micro Siemens per mile
      0.0000  0.0000  0.0000
          4.3637  0.0000
          0.0000
  
```



Power Flow Results

- R A D I A L F L O W S U M M A R Y - DATE: 6-24-2004 AT 16:34:11 HOURS --

SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

```

-----
SYSTEM      PHASE          PHASE          PHASE          TOTAL
INPUT ----- (A) ----- | ----- (B) ----- | ----- (C) ----- | -----
kW   :      759.136 |      666.663 |      617.072 |      2042.872
kVAr :      171.727 |      90.137  |      28.394  |      290.258
kVA  :      778.318 |      672.729 |      617.725 |      2063.389
PF   :        .9754 |        .9910 |        .9989 |        .9901

LOAD  -- (A-N) ---- (A-B) - | -- (B-N) ---- (B-C) - | -- (C-N) ---- (C-A) - | -- WYE ---- DELTA --
kW   :    359.9   246.4 |    339.3   243.3 |    221.8   359.0 |    921.0   848.8
TOT  :          606.322 |          582.662 |          580.840 |          1769.824

kVAr :    230.9   128.7 |    216.9   128.7 |    161.8   184.6 |    609.6   441.9
TOT  :          359.531 |          345.609 |          346.407 |          1051.547

kVA  :    427.6   278.0 |    402.7   275.3 |    274.6   403.7 |    1104.5   957.0
TOT  :          704.903 |          677.452 |          676.293 |          2058.647

PF   :    .8417   .8864 |    .8425   .8840 |    .8078   .8894 |    .8339   .8870
TOT  :          .8601 |          .8601 |          .8589 |          .8597

LOSSES ----- (A) ----- | ----- (B) ----- | ----- (C) ----- | -----
kW   :      114.836 |      80.389  |      77.824  |      273.049
kVAr :      14.200 |      10.989  |      9.810   |      34.999
kVA  :      115.711 |      81.137  |      78.440  |      275.283

CAPAC  -- (A-N) ---- (A-B) - | -- (B-N) ---- (B-C) - | -- (C-N) ---- (C-A) - | -- WYE ---- DELTA --
R-kVA:    250.0     .0 |    250.0     .0 |    250.0     .0 |    750.0     .0
TOT  :          250.000 |          250.000 |          250.000 |          750.000

A-kVA:    265.7     .0 |    264.8     .0 |    265.9     .0 |    796.3     .0
TOT  :          265.658 |          264.760 |          265.869 |          796.287

```



--- V O L T A G E P R O F I L E ---- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:18 HOURS ----
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
800	1.0500 at	.00	1.0500 at	-120.00	1.0500 at	120.00	.000
802	1.0475 at	-.05	1.0484 at	-120.07	1.0484 at	119.95	.489
806	1.0457 at	-.08	1.0474 at	-120.11	1.0474 at	119.92	.816
808	1.0136 at	-.75	1.0296 at	-120.95	1.0289 at	119.30	6.920
810			1.0294 at	-120.95			8.020
812	.9763 at	-1.57	1.0100 at	-121.92	1.0069 at	118.59	14.023
814	.9467 at	-2.26	.9945 at	-122.70	.9893 at	118.01	19.653
RG10	1.0177 at	-2.26	1.0255 at	-122.70	1.0203 at	118.01	19.654
850	1.0176 at	-2.26	1.0255 at	-122.70	1.0203 at	118.01	19.655
816	1.0172 at	-2.26	1.0253 at	-122.71	1.0200 at	118.01	19.714
818	1.0163 at	-2.27					20.038
820	.9926 at	-2.32					29.157
822	.9895 at	-2.33					31.760
824	1.0082 at	-2.37	1.0158 at	-122.94	1.0116 at	117.76	21.648
826			1.0156 at	-122.94			22.222
828	1.0074 at	-2.38	1.0151 at	-122.95	1.0109 at	117.75	21.807
830	.9894 at	-2.63	.9982 at	-123.39	.9938 at	117.25	25.678
854	.9890 at	-2.64	.9978 at	-123.40	.9934 at	117.24	25.777
852	.9581 at	-3.11	.9680 at	-124.18	.9637 at	116.33	32.752
RG11	1.0359 at	-3.11	1.0345 at	-124.18	1.0360 at	116.33	32.752
832	1.0359 at	-3.11	1.0345 at	-124.18	1.0360 at	116.33	32.754
858	1.0336 at	-3.17	1.0322 at	-124.28	1.0338 at	116.22	33.682
834	1.0309 at	-3.24	1.0295 at	-124.39	1.0313 at	116.09	34.786
842	1.0309 at	-3.25	1.0294 at	-124.39	1.0313 at	116.09	34.839
844	1.0307 at	-3.27	1.0291 at	-124.42	1.0311 at	116.06	35.095
846	1.0309 at	-3.32	1.0291 at	-124.46	1.0313 at	116.01	35.784
848	1.0310 at	-3.32	1.0291 at	-124.47	1.0314 at	116.00	35.885
860	1.0305 at	-3.24	1.0291 at	-124.39	1.0310 at	116.09	35.169
836	1.0303 at	-3.23	1.0287 at	-124.39	1.0308 at	116.09	35.677
840	1.0303 at	-3.23	1.0287 at	-124.39	1.0308 at	116.09	35.839
862	1.0303 at	-3.23	1.0287 at	-124.39	1.0308 at	116.09	35.730
838			1.0285 at	-124.39			36.650
864	1.0336 at	-3.17					33.989
XF10	.9997 at	-4.63	.9983 at	-125.73	1.0000 at	114.82	32.754
888	.9996 at	-4.64	.9983 at	-125.73	1.0000 at	114.82	32.754
890	.9167 at	-5.19	.9235 at	-126.78	.9177 at	113.98	34.754
856			.9977 at	-123.41			30.195

----- V O L T A G E R E G U L A T O R D A T A ----- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:22 HOURS --
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

[NODE]	[VREG]	[SEG]	[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
814	RG10	850	850	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
.....								
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	12
	2		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	5
	3		122.000	2.700	1.600	120.00	100.00	5

[NODE]	[VREG]	[SEG]	[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
852	RG11	832	832	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
.....								
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	13
	2		124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	11
	3		124.000	2.500	1.500	120.00	100.00	12



- R A D I A L P O W E R F L O W --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT	O/L< 60.%
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 800	VOLTS:	1.050	.00	1.050	-120.00	1.050 120.00 MAG/ANG
kV11 24.900		NO LOAD OR CAPACITOR REPRESENTED AT SOURCE NODE				
TO NODE 802:	51.56	-12.74	44.57	-127.70	40.92 117.37 AMP/DG
<802 > LOSS=	3.472:	(1.637)		(.978)		(.858) kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 802	VOLTS:	1.047	-.05	1.048	-120.07	1.048 119.95 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
FROM NODE 800:	51.58	-12.80	44.57	-127.76	40.93 117.31 AMP/DG
<802 > LOSS=	3.472:	(1.637)		(.978)		(.858) kW
TO NODE 806:	51.58	-12.80	44.57	-127.76	40.93 117.31 AMP/DG
<806 > LOSS=	2.272:	(1.102)		(.618)		(.552) kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 806	VOLTS:	1.046	-.08	1.047	-120.11	1.047 119.92 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
FROM NODE 802:	51.59	-12.83	42.47	-126.83	39.24 118.52 AMP/DG
<806 > LOSS=	2.272:	(1.102)		(.618)		(.552) kW
TO NODE 808:	51.59	-12.83	42.47	-126.83	39.24 118.52 AMP/DG
<808 > LOSS=	41.339:	(20.677)		(10.780)		(9.882) kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 808	VOLTS:	1.014	-.75	1.030	-120.95	1.029 119.30 MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00 kW/kVR
kV11 24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00 kVR
FROM NODE 806:	51.76	-13.47	42.46	-127.59	39.28 117.76 AMP/DG
<808 > LOSS=	41.339:	(20.677)		(10.780)		(9.882) kW
TO NODE 810:			1.22	-144.62	AMP/DG
<810 > LOSS=	.002:			(.002)		kW
TO NODE 812:	51.76	-13.47	41.30	-127.10	39.28 117.76 AMP/DG
<812 > LOSS=	47.531:	(24.126)		(11.644)		(11.761) kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----						
NODE: 810	VOLTS:			1.029	-120.95	MAG/ANG
	-LD:			.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:			.00	.00	kVR
FROM NODE 808:			.00	.00	AMP/DG
<810 > LOSS=	.002:			(.002)		kW



- **RADIAL POWER FLOW** --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT O/L< 60.%
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 828	VOLTS:	1.007	-2.38	1.015	-122.95	1.011	117.75	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 824:	35.87	-10.72	36.93	-127.41	37.77	116.42	AMP/DG
<828 > LOSS=	1.108:	(.361)		(.393)		(.354)		kW
TO NODE 830:	35.87	-10.72	36.93	-127.41	37.77	116.42	AMP/DG
<830 > LOSS=	26.587:	(8.443)		(9.214)		(8.930)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 830	VOLTS:	.989	-2.63	.998	-123.39	.994	117.25	MAG/ANG
	D-LD:	9.95	4.98	9.86	4.93	24.55	9.82	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 828:	35.43	-11.06	36.91	-127.92	37.79	115.96	AMP/DG
<830 > LOSS=	26.587:	(8.443)		(9.214)		(8.930)		kW
TO NODE 854:	34.22	-9.97	36.19	-127.47	36.49	116.26	AMP/DG
<854 > LOSS=	.635:	(.197)		(.227)		(.211)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 854	VOLTS:	.989	-2.64	.998	-123.40	.993	117.24	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 830:	34.23	-9.99	36.19	-127.48	36.49	116.25	AMP/DG
<854 > LOSS=	.635:	(.197)		(.227)		(.211)		kW
TO NODE 852:	34.23	-9.99	35.93	-127.72	36.49	116.25	AMP/DG
<852 > LOSS=	44.798:	(13.996)		(15.778)		(15.023)		kW
TO NODE 856:			.31	-98.70			AMP/DG
<856 > LOSS=	.001:			(.001)				kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 852	VOLTS:	.958	-3.11	.968	-124.18	.964	116.33	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 854:	34.35	-11.00	35.90	-128.66	36.52	115.41	AMP/DG
<852 > LOSS=	44.798:	(13.996)		(15.778)		(15.023)		kW
TO NODE RG11	<VRG>:	34.35	-11.00	35.90	-128.66	36.52	115.41	AMP/DG
<RG11 > LOSS=	.000:	(.000)		(.000)		(.000)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: RG11	VOLTS:	1.036	-3.11	1.035	-124.18	1.036	116.33	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 852	<VRG>:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG
<RG11 > LOSS=	.000:	(.000)		(.000)		(.000)		kW
TO NODE 832:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG
<832 > LOSS=	.011:	(.003)		(.004)		(.004)		kW



- R A D I A L P O W E R F L O W --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)	PHASE B (LINE B)	PHASE C (LINE C)	UNT O/L< 60.%			
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 832	VOLTS:	1.036	-3.11	1.035	-124.18	1.036	116.33	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11	24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00	kVR
FROM NODE RG11:	31.77	-11.00	33.59	-128.66	33.98	115.41	AMP/DG
<832 >	LOSS=	.011:	(.003)	(.004)	(.004)	(.004)		kW
TO NODE 858:	21.31	.47	23.40	-116.89	24.34	128.36	AMP/DG
<858 >	LOSS=	2.467:	(.643)	(.997)	(.827)	(.827)		kW
TO NODE XF10:	11.68	-32.29	11.70	-152.73	11.61	87.39	AMP/DG <
<XF10 >	LOSS=	9.625:	(3.196)	(3.241)	(3.187)	(3.187)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 858	VOLTS:	1.034	-3.17	1.032	-124.28	1.034	116.22	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11	24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00	kVR
FROM NODE 832:	20.86	.86	23.13	-116.39	24.02	128.48	AMP/DG
<858 >	LOSS=	2.467:	(.643)	(.997)	(.827)	(.827)		kW
TO NODE 834:	20.73	1.01	23.13	-116.39	24.02	128.48	AMP/DG
<834 >	LOSS=	2.798:	(.717)	(1.145)	(.936)	(.936)		kW
TO NODE 864:	.14	-22.82					AMP/DG
<864 >	LOSS=	.000:	(.000)					kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 834	VOLTS:	1.031	-3.24	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11	24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00	kVR
FROM NODE 858:	20.29	2.18	22.37	-116.07	23.23	130.06	AMP/DG
<834 >	LOSS=	2.798:	(.717)	(1.145)	(.936)	(.936)		kW
TO NODE 842:	14.75	34.68	16.30	-95.63	15.12	151.05	AMP/DG
<842 >	LOSS=	.064:	(.015)	(.032)	(.017)	(.017)		kW
TO NODE 860:	11.16	-43.05	9.09	-154.82	10.60	99.34	AMP/DG
<860 >	LOSS=	.141:	(.021)	(.104)	(.017)	(.017)		kW
-----*-----A-----*-----B-----*-----C-----*-----								
NODE: 842	VOLTS:	1.031	-3.25	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11	24.900	CAP:	.00	.00	.00	.00	.00	kVR
FROM NODE 834:	14.74	34.67	16.30	-95.64	15.12	151.03	AMP/DG
<842 >	LOSS=	.064:	(.015)	(.032)	(.017)	(.017)		kW
TO NODE 844:	14.74	34.67	16.30	-95.64	15.12	151.03	AMP/DG
<844 >	LOSS=	.306:	(.068)	(.156)	(.083)	(.083)		kW



- **RADIAL POWER FLOW** --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

NODE	VALUE	PHASE A (LINE A)		PHASE B (LINE B)		PHASE C (LINE C)		UNT O/L< 60.%
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 844	VOLTS:	1.031	-3.27	1.029	-124.42	1.031	116.06	MAG/ANG
	Y-LD:	143.41	111.54	142.97	111.20	143.51	111.62	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		106.23		105.90		106.31	kVR
FROM NODE 842:	14.47	37.12	16.29	-95.71	15.11	150.97	AMP/DG
<844 > LOSS=	.306:	(.068)		(.156)		(.083)		kW
TO NODE 846:	9.83	78.88	9.40	-63.87	9.40	-170.67	AMP/DG
<846 > LOSS=	.323:	(.043)		(.212)		(.068)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 846	VOLTS:	1.031	-3.32	1.029	-124.46	1.031	116.01	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 844:	9.76	78.80	9.40	-52.54	9.78	-161.93	AMP/DG
<846 > LOSS=	.323:	(.043)		(.212)		(.068)		kW
TO NODE 848:	9.76	78.80	9.40	-52.54	9.78	-161.93	AMP/DG
<848 > LOSS=	.048:	(.007)		(.031)		(.010)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 848	VOLTS:	1.031	-3.32	1.029	-124.47	1.031	116.00	MAG/ANG
	D-LD:	20.00	16.00	20.00	16.00	20.00	16.00	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		159.43		158.86		159.56	kVR
FROM NODE 846:	9.76	78.79	9.77	-42.47	9.78	-161.94	AMP/DG
<848 > LOSS=	.048:	(.007)		(.031)		(.010)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 860	VOLTS:	1.030	-3.24	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	Y-LD:	20.00	16.00	20.00	16.00	20.00	16.00	kW/kVR
kV11 24.900	Y CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 834:	5.87	-33.62	7.68	-156.52	5.29	86.10	AMP/DG
<860 > LOSS=	.141:	(.021)		(.104)		(.017)		kW
TO NODE 836:	4.16	-30.19	5.96	-154.63	3.60	90.25	AMP/DG
<836 > LOSS=	.039:	(-.035)		(.103)		(-.028)		kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----								
NODE: 836	VOLTS:	1.030	-3.23	1.029	-124.39	1.031	116.09	MAG/ANG
	-LD:	.00	.00	.00	.00	.00	.00	kW/kVR
kV11 24.900	CAP:		.00		.00		.00	kVR
FROM NODE 860:	1.49	-19.83	4.42	-150.74	1.74	68.08	AMP/DG
<836 > LOSS=	.039:	(-.035)		(.103)		(-.028)		kW
TO NODE 840:	1.50	-20.01	2.33	-151.97	1.75	68.00	AMP/DG
<840 > LOSS=	.002:	(-.014)		(.026)		(-.010)		kW
TO NODE 862:	.00	.00	2.09	-149.38	.00	.00	AMP/DG
<862 > LOSS=	.000:	(-.005)		(.009)		(-.004)		kW



- **R A D I A L P O W E R F L O W** --- DATE: 6-24-2004 AT 16:34:32 HOURS ---
 SUBSTATION: IEEE 34; FEEDER: IEEE 34

```

-----
      NODE      VALUE      PHASE A      PHASE B      PHASE C      UNT O/L<
                          (LINE A)      (LINE B)      (LINE C)      60.%
-----*-----*-----*-----*-----*-----*-----*
      NODE: 890      VOLTS:      .917      -5.19      .924      -126.78      .918      113.98      MAG/ANG
                          D-LD:      139.11      69.55      137.56      68.78      137.01      68.50      kW/kVR
      kV11      4.160      Y CAP:      .00      .00      .00      .00      kVR

      FROM NODE 888      . . . . .:      69.91      -32.31      70.05      -152.75      69.51      87.37      AMP/DG
      <890 > LOSS= 32.760:      ( 11.638)      ( 9.950)      ( 11.173)      kW
-----*-----*-----*-----*-----*-----*
      NODE: 856      VOLTS:      .998      -123.41      MAG/ANG
                          -LD:      .00      .00      kW/kVR
      kV11      24.900      CAP:      .00      .00      kVR

      FROM NODE 854      . . . . .:      .00      .00      AMP/DG
      <856 > LOSS= .001:      ( .001)      kW
  
```

