

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

AQUILES ROSSONI

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS:
MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA E
ESTIMADOR DE ESTADOS**

Porto Alegre

2014

CIP - Catalogação na Publicação

Rossoni, Aquiles

Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais: Métodos Baseados em Fluxo de Carga e Estimador de Estados / Aquiles Rossoni. -- 2014.
88 f.

Orientador: Arturo Suman Bretas.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BR-RS, 2014.

1. Perdas Técnicas. 2. Perdas Comerciais. 3. Fluxo de Carga. 4. Estimador de Estados. I. Bretas, Arturo Suman, orient. II. Título.

AQUILES ROSSONI

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS:
MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA E
ESTIMADOR DE ESTADOS**

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 -
Sistemas de Energia

ORIENTADOR: Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2014

AQUILES ROSSONI

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS:
MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA E
ESTIMADOR DE ESTADOS**

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. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University

– Blacksburg, EUA

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Newton Geraldo Bretas, USP

Doutor pela University of Missouri-Columbia – Columbia, USA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Gotemburgo, Suécia

Prof. Dr. Marcos Telló, PUCRS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre, Fevereiro de 2014

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmãos pelo apoio financeiro e psicológico em todas as etapas e decisões da minha vida.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de desenvolvimento de pesquisa e de formação acadêmica. À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, pela disponibilização de infraestrutura de ensino e pesquisa.

Aos professores do PPGEE pelos ensinamentos e pelas contribuições a este trabalho. Em especial, agradeço ao professor Dr. Arturo Suman Bretas pela dedicação de seu tempo na orientação de minha pesquisa de mestrado. Agradeço também aos funcionários da secretaria do PPGEE que sempre estão dispostos a solucionar os problemas dos alunos.

Aos colegas do PPGEE, em especial aos do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência, LASEP, pela troca constante de conhecimentos e informações.

Ao meu país, por proporcionar ensino superior público e de qualidade com incentivo à pesquisa. Para finalizar, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pela provisão de bolsa de mestrado.

RESUMO

As perdas técnicas e comerciais apresentam valores significativos nas empresas de distribuição de energia elétrica, prejudicando o seu desempenho técnico e financeiro. A aplicação e avaliação das técnicas de redução de perdas estão diretamente relacionadas à correta estimação das mesmas. Este trabalho tem o objetivo de analisar o desempenho dos métodos baseados em fluxo de carga e estimação de estados na estimação de perdas, considerando sistemas de distribuição equilibrados. O método de fluxo de carga utilizado é o Newton-Raphson. Considerando este fluxo de carga, os métodos de comparação com medições e de fatores de correção são descritos e aplicados, ambos revisados da literatura. Utilizando o estimador de estados por mínimos quadrados ponderados, a estimação das perdas é dada com o auxílio da análise de erros grosseiros. Nos métodos utilizados, o primeiro aplica a análise dos resíduos, conforme é apresentado na literatura, no outro método, é proposta a aplicação da análise dos erros compostos. O estudo de caso é realizado em um sistema de distribuição equilibrado, considerando predições de carga e um número restrito de medições. Nos casos propostos, são inseridos diferentes níveis de perdas comerciais, em diferentes barras, e é considerado que as predições de carga e as medições estão sujeitas a erros. Para cada caso proposto, os resultados apresentam os erros dos métodos na estimação das perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, é realizada uma análise da relação dos erros com o nível de inserção de perdas comerciais. O trabalho também apresenta o desempenho dos métodos na localização das perdas comerciais e um estudo do custo computacional das metodologias. Os resultados demonstram que a precisão da predição de carga é determinante na estimação das perdas comerciais. O método baseado em estimador de estados com a aplicação da análise de erros compostos, proposto neste trabalho, apresentou os melhores resultados na estimação e identificação de perdas. A expansão deste método para sistemas de distribuição maiores e desequilibrados aparenta ser uma alternativa interessante para a estimação e combate de perdas.

Palavras-chave: Perdas Técnicas. Perdas Comerciais. Fluxo de Carga. Estimador de Estados.

ABSTRACT

The technical and commercial energy losses are significant in distribution companies, hampering the technical and financial performance. The application and evaluation of techniques to reduce losses are directly related to the proper loss estimation. This work aims to analyze the performance of loss estimation using methods based on load flow and state estimation, considering balanced distribution systems. The method of load flow used is the Newton-Raphson. Considering this load flow, the methods of comparison with measurements and correction factors are described, both of them from the literature. Using the weighted least squares state estimator, the losses are estimated using the gross error analysis. One of the methods uses the residue analysis, as presented in the literature, in another method, is proposed to use the composed error analysis. The case study is performed in a balanced distribution system, considering load forecastings and a limited number of measurements. In the proposed cases, different levels of commercial losses are inserted in different buses, and it is considered that load forecastings and measurements are subject to error. For each proposed case, the results show the methods errors in technical and commercial loss estimation. Additionally, an analysis of the relationship of estimation errors with the level of commercial losses is performed. This work also shows the methods performance in the commercial losses location and a study of the computational costs of methods. The results show that the load forecast accuracy is relevant in the commercial losses estimation. The method based on state estimation that uses composed error analysis, proposed in this dissertation, showed the best results in the loss estimation and identification. The expansion of this method for larger and unbalanced distribution systems appears to be an interesting alternative to estimate and combat losses.

Keywords: Technical Losses. Non-technical Losses. Load Flow. State Estimator.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS.....	14
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	15
2	MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA	16
2.1	FLUXO DE CARGA E ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS.....	16
2.2	FLUXO DE CARGA E MODELOS DE CARGA.....	20
2.3	ESTIMAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS: COMPARAÇÕES COM MEDIÇÕES E FATORES DE CORREÇÃO	23
2.4	ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA	29
3	MÉTODOS BASEADOS EM ESTIMADOR DE ESTADOS.....	31
3.1	ESTIMADOR DE ESTADOS E ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS	32
3.2	ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS RESÍDUOS: DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS.....	36
3.2.1	Teste de qui-quadrado dos resíduos: detecção de perdas comerciais.....	38
3.2.2	Teste de maior resíduo normalizado: detecção e identificação de perdas comerciais	39
3.3	ANÁLISE GEOMÉTRICA E ESTATÍSTICA DOS ERROS: DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS E CORREÇÃO DE MEDIÇÕES	40
3.3.1	Teste de qui-quadrado dos erros compostos: detecção de perdas comerciais	42
3.3.2	Teste de maior erro composto normalizado: detecção e identificação de perdas comerciais	43
3.3.3	Erro normalizado composto: correção de medições	44
3.4	ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS BASEADOS EM ESTIMADOR DE ESTADOS	46
4	ESTUDO DE CASO	49
4.1	SISTEMA PROPOSTO	49

4.2 CASOS PROPOSTOS.....	55
4.3 VALORES DE REFERÊNCIA E APLICAÇÃO DOS MÉTODOS	57
4.4 RESULTADOS DA DETECÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS	61
4.5 RESULTADOS DA IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS	62
4.6 RESULTADOS DA CORREÇÃO DE MEDIÇÕES	64
4.7 RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS	66
4.8 ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS.....	74
4.9 ANÁLISE COMPUTACIONAL DOS MÉTODOS	80
5 CONCLUSÃO.....	83
5.1 TRABALHOS FUTUROS	85

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Exemplo de sistema de distribuição com medições.....	24
Figura 2 FCCM – Fluxograma.....	29
Figura 3 FCFC – Fluxograma.....	30
Figura 4 Característica da distribuição qui-quadrada.....	38
Figura 5 Operador \mathbf{K} atuando no vetor $\Delta\mathbf{z}$: interpretação geométrica (modificado).....	41
Figura 6 EEAR – Fluxograma.....	47
Figura 7 EEAE – Fluxograma.....	48
Figura 8 Sistema de 13 barras da IEEE (modificado).....	50
Figura 9 Espaçamento das configurações 601 e 602 (modificado).....	51
Figura 10 Espaçamento das configurações 606 (modificado).....	51
Figura 11 Sistema proposto.....	55
Figura 12 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – FCCM.....	67
Figura 13 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – FCCM.....	68
Figura 14 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – FCFC.....	70
Figura 15 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – FCFC.....	70
Figura 16 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – EEAR.....	71
Figura 17 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – EEAR.....	72
Figura 18 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – EEAE.....	73
Figura 19 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – EEAE.....	74
Figura 20 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – valores de referência.....	75
Figura 21 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – valores de referência.....	75
Figura 22 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – FCFC.....	76
Figura 23 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – FCFC.....	76
Figura 24 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – EEAR.....	77
Figura 25 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – EEAR.....	77
Figura 26 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – EEAE.....	78
Figura 27 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – EEAE.....	78
Figura 28 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – valores de referência.....	79
Figura 29 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – FCFC.....	79
Figura 30 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – EEAR.....	80
Figura 31 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – EEAE.....	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Perdas elétricas médias	11
Tabela 2 Coeficientes de carga por tipo de consumidor.....	22
Tabela 3 Valores críticos da distribuição qui-quadrada	39
Tabela 4 Dados dos condutores das configurações 601 e 602	51
Tabela 5 Dados dos cabos da configuração 606.....	51
Tabela 6 Impedância série e susceptância <i>shunt</i> das configurações de linhas no sistema proposto	53
Tabela 7 Características das linhas no sistema proposto.....	53
Tabela 8 Dados do transformador	53
Tabela 9 Bancos de capacitores do sistema proposto.....	54
Tabela 10 Predição de carga do sistema proposto	54
Tabela 11 Pontos de medição e medições	55
Tabela 12 Porcentagem de perda não técnica inserida com relação a predição de carga.....	56
Tabela 13 Perdas não técnicas nos casos propostos	57
Tabela 14 Valores de referência de perda técnica e não técnica em cada caso	59
Tabela 15 Detecção de perdas comerciais através do teste qui-quadrado	61
Tabela 16 Medição e valor do maior resíduo normalizado - EEAR	63
Tabela 17 Medição e valor do maior erro composto normalizado - EEAE	63
Tabela 18 Resumo da identificação de perdas comerciais	64
Tabela 19 Valores de referência e com correções na barra 634 - EEAE.....	65
Tabela 20 Erro na correção das pseudomedições da barra 634 - EEAE	65
Tabela 21 Valores de referência e com correções na barra 675 - EEAE.....	66
Tabela 22 Erro na correção das pseudomedições da barra 675 - EEAE	66
Tabela 23 Erro na estimação de perdas totais no método FCCM	67
Tabela 24 Valores de referência de PC em ordem crescente	68
Tabela 25 Erro na estimação de perdas totais no método FCFC.....	69
Tabela 26 Erro na estimação de perdas totais no método EEAR	71
Tabela 27 Erro na estimação de perdas totais no método EEAE	73
Tabela 28 Fluxos de carga e estimações de estados realizados pelos métodos.....	82

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

EEAE: Estimador de estados com análise de erros compostos

EEAR: Estimador de estados com análise de resíduos

FCCM: Fluxo de carga com comparação de medições

FCFC: Fluxo de carga com fatores de correção

MQP: Mínimos quadrados ponderados

NR: Fluxo de carga Newton-Raphson

PC: Perdas comerciais

PT: Perdas técnicas

1 INTRODUÇÃO

No cenário internacional, as empresas de energia elétrica estão inseridas em um ambiente competitivo e com a presença de agências reguladoras. Desta maneira, as empresas têm designado seus investimentos com o objetivo de aumentar o seu desempenho técnico e financeiro, obtendo maior produtividade, eficiência e rentabilidade. Uma maneira de maximizar a energia disponível para comercialização é através da redução de perdas elétricas (RAMOS et al, 2011).

As perdas elétricas globais correspondem à diferença entre a energia injetada na rede da distribuidora e o total de energia vendida aos consumidores ou entregue aos consumidores livres e a outras concessionárias. As perdas têm duas origens: técnicas e comerciais. A perda técnica (PT) é a parcela das perdas inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição de energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, também conhecidas por perdas comerciais (PC), representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica: furtos de energia, erros de medição e de faturamento, unidades consumidoras sem medição, entre outros. As PC correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas (ANEEL, 2013c).

Em (AGUERO, 2012) são apresentados os resultados de uma pesquisa realizada em mais de cem países no ano 2000, considerando perdas de energia na transmissão e distribuição. A Tabela 1 apresenta as perdas elétricas médias por região geográfica do planeta.

Tabela 1 Perdas elétricas médias

Região	Número de países avaliados	Perdas (%)
Europa Ocidental	17	7,56
Europa Oriental	24	18,18
Oriente Médio e norte da África	11	19,63
África	11	19,95
América do Norte	3	9,38
América do Sul	9	17,23
América Central e Caribe	9	21,68
Sul da Ásia	5	27,55
Sudeste Asiático	7	13,32
Leste da Ásia e Australásia	6	7,65

Fonte: (AGUERO, 2012).

O trabalho de (AGUERO, 2012) ressalta que as perdas elétricas não estão associadas apenas a países em desenvolvimento. Nos Estados Unidos, por exemplo, o furto de energia elétrica representa perdas de mais de seis bilhões de dólares anuais.

Segundo os valores de 2009 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as perdas totais na transmissão foram de 4,75 %, sendo que são basicamente decorrentes de PT. Na mesma época, as perdas totais na distribuição foram de 15,18 %, sendo que, na média, aproximadamente metade é decorrente de PT e metade é decorrente de PC. Como é demonstrado em (QUEIROZ, 2010), há uma variação grande no nível de perdas entre as distribuidoras. As PT variam de 2 a 13 % e as PC variam de valores próximos a 0 % até valores superiores a 30 %. Adicionalmente, não há uma correspondência entre PC e PT, por exemplo, algumas empresas com baixas PT apresentam PC elevadas.

Com base nos valores de 2009, a perda total anual de energia elétrica no Brasil é da ordem de 52 TWh. As PC representam 44 % do valor das perdas totais e o seu custo anual para a sociedade brasileira é de aproximadamente, considerando os tributos que deixam de ser arrecadados com essas irregularidades, de R\$ 7,3 bilhões. Esse valor equivale aproximadamente à metade do que o Estado brasileiro destinou ao Programa Bolsa-Família no mesmo ano (VIDINICH; NERY, 2009).

O prejuízo das perdas compõe de forma explícita as tarifas de energia elétrica, pois nas revisões tarifárias são consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e perdas de energia elétrica (VIDINICH; NERY, 2009). Porém, segundo (ANEEL, 2013), as perdas regulatórias admissíveis passarão a ser limitadas na próxima revisão tarifária, bem como nos reajustes subsequentes. Os limites de PC adotados pela ANEEL são baseados na comparação entre concessionárias com áreas de concessão semelhantes.

Além do aspecto financeiro relacionado à tarifa, as perdas elétricas prejudicam a integridade da rede elétrica, prejudicando a qualidade do fornecimento e aumentando os custos na adequação da prestação do serviço, dados através de investimentos na distribuição (VIDINICH; NERY, 2009).

Portanto, o combate à perda de energia é uma ação que economiza energia, posterga investimentos e contribui para a modicidade tarifária, sendo que atualmente está entre os temas definidos pela ANEEL para investimentos em pesquisa e desenvolvimento (VIDINICH; NERY, 2009). O combate às perdas é aplicado principalmente no sistema de distribuição, onde as PT e PC são mais significativas.

Segundo (AGUERO, 2012), as principais técnicas de redução de PT são: compensação reativa, substituição das linhas, controle do carregamento dos transformadores, aumento das

tensões de distribuição (na média tensão), equilíbrio de cargas, reconfiguração da topologia dos alimentadores de distribuição e geração distribuída (principalmente quando aplicadas próximas ao consumidor final).

A estimação dos estados e das perdas é necessária para aplicar ou avaliar todas as técnicas mencionadas. Através da estimação é possível identificar onde as correntes apresentam um valor reativo alto e quais alimentadores e transformadores estão mais sobrecarregados. A estimação também é necessária para avaliar o efeito na redução de PT através das técnicas de aumento de tensão, de equilíbrio de cargas, de reconfiguração do sistema e de inserção de geração distribuída.

As principais técnicas de redução de PC, segundo (AGUERO, 2012), estão relacionadas a impedir e identificar a ocorrência de furtos ou fraudes.

A primeira técnica consiste em substituir condutores e medidores tradicionais por modelos menos sujeitos ao furto e a fraude, por exemplo, substituir as linhas aéreas por subterrâneas, dificultando as conexões ilegais.

A inspeção dos consumidores por pessoas técnicas é a forma mais eficaz de se identificar as PC. Porém, não é financeiramente viável analisar todos os consumidores. Uma alternativa é usar métodos de classificação de clientes para identificar os consumidores suspeitos (RAMOS et al, 2011). Nestes métodos, há a identificação dos consumidores suspeitos, mas não a estimação das PC.

A identificação das PC também pode ser dada através de métodos que estimam as perdas do sistema, porém, as PC normalmente são estimadas nas barras ou transformadores, não no nível dos consumidores. Portanto, orientam as inspeções para regiões alimentadas por esses transformadores. Importante ressaltar que essa técnica pode ser utilizada junta com uma técnica de classificação, sendo complementares.

Portanto, a influência das PT e PC no desempenho técnico e financeiro das empresas de distribuição energia é significativa e a aplicação e a avaliação das técnicas de redução destas perdas estão associadas a sua correta estimação. Adicionalmente, as estimções de perdas influenciam os valores tarifários de energia. Sendo assim, estas são as motivações principais para o estudo da estimação das perdas técnicas e comerciais.

A literatura apresenta diversas formas de estimação de perdas. Neste trabalho serão analisados os métodos mais aplicados que estimam os estados dos sistemas: o fluxo de carga e estimador de estados. Os métodos apresentados neste trabalho podem ser aplicados de forma análoga a outros sistemas, sendo que os seus dados de entrada são as características do sistema, suas cargas e medições. Adicionalmente, os resultados e conclusões obtidos nesta

análise podem auxiliar na escolha do método a ser aplicado em demais estudos. Sendo essas as motivações para abordagem adotada neste trabalho.

Em (OLIVEIRA, 2001; MÉFFE, 2007) os estados do sistema e as PT e PC são estimados através de métodos baseados em fluxo de carga, considerando predições de carga e um número restrito de medições. Em (HUANG; LO; LU, 2013) as estimações são dadas através do estimador de estados, considerando a existência de medidores em todos consumidores. No conhecimento do autor, a primeira consideração está de maior acordo com a realidade dos sistemas de distribuição.

Em (HUANG; LO; LU, 2013), a análise de erros grosseiros é aplicada com base na análise de resíduos (HANDSCHIN et al, 1975), porém existem abordagens mais recentes, como a análise dos erros compostos (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013). A aplicação desta última na estimação de perdas é proposta neste trabalho.

1.1 OBJETIVOS

Esta dissertação tem o objetivo geral de analisar o desempenho da estimação de PT e PC através de métodos baseados em fluxo de carga e estimação de estados. No uso do estimador de estados, além da análise dos resíduos, o autor propõe um método baseado na aplicação da análise de erros compostos.

Os métodos são descritos e analisados para sistemas de distribuição equilibrados, considerando predições de carga e um número restrito de medições. Adicionalmente, a dissertação tem os objetivos específicos de:

- Implementar o fluxo de carga Newton-Raphson e os métodos de comparação de medições e fatores de correção
- Implementar o estimador de estados por mínimos quadrados ponderados e o método baseado na análise dos resíduos
- Propor e implementar o método baseado na aplicação da análise dos erros compostos
- Comparar os erros na estimação de perdas obtidos pelos diferentes métodos
- Analisar o efeito da inserção de PC nos erros de estimação
- Analisar o desempenho na localização das PC
- Analisar o custo computacional das metodologias

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Essa dissertação está organizada em cinco capítulos. As abordagens apresentadas nos capítulos subsequentes a este são:

– Capítulo 2: apresenta uma revisão da estimação dos estados através do método de fluxo de carga por Newton-Raphson, considerando um sistema de distribuição equilibrado. Aborda a estimação de perdas através dos métodos de comparação com medições e de fatores de correção.

– Capítulo 3: apresenta uma revisão da estimação dos estados através do estimador de estados por mínimos quadrados ponderados e aborda a estimação de perdas através da aplicação da análise de erros grosseiros. Na análise dos erros grosseiros é apresentada a abordagem baseada na aplicação da análise dos resíduos e abordagem proposta, baseada na aplicação da análise dos erros compostos.

– Capítulo 4: apresenta um estudo de caso considerando um sistema de distribuição equilibrado. No estudo são considerados casos com níveis diferentes de PC. Em todos os casos são consideradas previsões de carga e medições com erros aleatórios. As PC são aplicadas em barras diferentes e os erros nas estimações de PT e PC são avaliados. Também é analisado o desempenho da identificação de PC. Para finalizar, são feitas considerações acerca do custo computacional dos métodos.

– Capítulo 5: apresenta as conclusões da pesquisa desenvolvida e sugestões de possíveis trabalhos futuros.

2 MÉTODOS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA

O fluxo de carga consiste em um estudo do sistema elétrico em regime permanente e em condições normais de operações. Em alimentadores de distribuição com fonte de alimentação única, tipicamente são conhecidas a tensão da subestação e as potências complexas e os modelos de carga das demais barras ou transformadores. A análise de fluxo de carga tem o objetivo de obter os estados em todas as barras, que são as magnitudes e ângulos das tensões, pois desta forma é possível obter as demais grandezas de interesse, como fluxos de carga e perdas nos alimentadores (KERSTING, 2001a).

As formulações das metodologias de fluxo de carga são tipicamente baseadas na conservação de potência, como o método de Newton-Raphson (NR) (MONTICELLI, 1983; GRAINGER; STEVENSON, 1994), ou no somatório de correntes das barras (Lei de Kirchhoff das Correntes), como um dos métodos de varredura apresentado em (KERSTING, 2001a).

Este trabalho não tem o objetivo de demonstrar a obtenção das formulações utilizadas nas metodologias de fluxo de carga, estas podem ser exploradas pelo leitor nas referências citadas. Este capítulo apresenta o método de fluxo de carga utilizado, o NR conforme (MONTICELLI, 1983), e sua relação com a estimação de PT. Posteriormente, são demonstrados dois métodos baseados no fluxo de carga para estimar as PC: comparação com medições (OLIVEIRA, 2001; ANEEL, 2013b) e fatores de correções (MÉFFE, 2007).

2.1 FLUXO DE CARGA E ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS

Neste item será considerando um sistema de distribuição equilibrado com uma única fonte de alimentação. Neste caso, na formulação do NR, a subestação é a barra de referência de tensão e as demais barras são barras de cargas. A expansão da metodologia para sistemas com múltiplas fontes de alimentação, representadas por barras de tensão, é apresentada em (MONTICELLI, 1983; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

O objetivo do método é obter os estados que proporcionem a conservação de potência ativa e reativa em cada barra de carga, ou seja, onde o somatório dos fluxos de carga que saem de uma barra é igual à potência esperada para a mesma. A potência esperada de uma barra é dada por uma predição de carga.

A predição de carga de uma barra ou transformador pode ser dada pela divisão do somatório de energias faturadas (kWh), dos consumidores conectados a este transformador, pelo número de horas do mesmo período de avaliação. Bem como pode ser dada de forma

mais detalhada, como apresentado em (JARDINI et al, 2000). Nesta última referência, são obtidas predições de potências horárias de consumidores e transformadores com base nas campanhas de medições e nas faturas dos clientes. As campanhas de medições são atualmente solicitadas pela ANEEL (2013b). Em casos onde é considerada uma infraestrutura avançada de medições, como em (HUANG; LO; LU, 2013), a curva de carga de cada transformador é dada pela associação das medições dos consumidores conectados a este transformador. Se há predições de carga para diversos instantes do dia, como apresenta (JARDINI et al, 2000; HUANG; LO; LU, 2013), os métodos de fluxo de carga e estimação de estados podem ser aplicados para cada um destes instantes.

O NR é modelado pelo sistema em (1), onde as potências ativas e reativas estimadas (ou injetadas) são dadas pelos somatórios dos fluxos de carga ativos e reativos que saem de cada barra, demonstrados nas expressões (2) e (3), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{esp} \\ \mathbf{Q}^{esp} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = [\mathbf{0}] \quad (1)$$

onde:

$\Delta \mathbf{P}$ e $\Delta \mathbf{Q}$ são os vetores com as diferenças entre potências ativas e reativas esperadas e estimadas, ambos com dimensão igual a nb ;

\mathbf{P}^{esp} e \mathbf{Q}^{esp} são os vetores com as potências ativas e reativas esperadas, ambos com dimensão igual a nb ;

\mathbf{P} e \mathbf{Q} são os vetores com as potências ativas e reativas estimadas, ambos com dimensão igual a nb ;

nb é o número de barras de carga.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3)$$

onde:

k e m são barras do sistema;

K é conjunto de barras conectadas a barra k , incluindo a própria barra k ;

P_k e Q_k são as estimações de potência ativa e reativa na barra k ;

V_k é a magnitude de tensão na barra k ;

θ_{km} é a diferença angular entre os ângulos das tensões das barras k e m , dada por:

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m ;$$

G_{km} e B_{km} são os elementos das matrizes condutância e susceptância nodal;

$[\mathbf{G}]$ é a matriz condutância nodal, matriz quadrada de dimensão igual a nb ;

$[\mathbf{B}]$ é a matriz susceptância nodal, matriz quadrada de dimensão igual a nb ;

$[\mathbf{Y}]$ é a matriz admitância nodal, matriz quadrada de dimensão igual a nb , dada por:

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

Y_{kk} é o elemento da diagonal principal da matriz admitância nodal, dado por:

$$Y_{kk} = j bsh_k + \sum_{m \in \Omega_k} (y_{km} + j bsh_{km}),$$

onde:

Ω_k é o conjunto de barras conectadas a barra k ;

y_{km} é a admitância série da linha entre as barras k e m , dado por:

$$y_{km} = (z_{km})^{-1};$$

z_{km} é impedância série da linha entre as barras k e m ;

bsh_{km} é admitância *shunt* da linha;

bsh_k é admitância *shunt* na barra;

Y_{km} é o elemento fora da diagonal principal da matriz admitância nodal, dado por:

$$Y_{km} = -y_{km}.$$

Os valores da impedância série e admitância *shunt* das linhas dependem dos tipos de condutores, dos espaçamentos entre os condutores e do modelo matemático de linha utilizado, conforme (GRAINGER; STEVENSON, 1994; KERSTING, 2001a). A formulação apresentada utiliza o modelo de linha com parâmetros concentrados. Em (GRAINGER; STEVENSON, 1994), é demonstrado que ao utilizar valores por unidade (pu), em sistemas equilibrados, os transformadores podem ser representados como um elemento em série, de forma análoga as linhas, contendo somente a impedância série. Os valores de admitância *shunt* na barra estão associados aos bancos de capacitores.

O sistema dado em (1) é um sistema de equações não lineares, conforme observado nas expressões (2) e (3), e é resolvido de forma iterativa.

Para solucionar o sistema, primeiro é considerada uma condição inicial, normalmente dada pelo sistema sem carga, ou seja, tensões de todas as barras iguais à tensão de referência. As diferenças entre as potências esperadas e estimadas, dadas em (1), são calculadas com os estados iniciais e, então, as variações nos estados são obtidos pela solução do problema

linearizado dado pela expressão (4). Posteriormente, os estados são atualizados pela expressão (5) e as diferenças são recalculadas, reiniciando o processo. A convergência é alcançada quando as diferenças entre as potências esperadas e estimadas tornam-se menores que uma tolerância especificada.

$$\mathbf{J}\Delta\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{P} \\ \Delta\mathbf{Q} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta\mathbf{x} \quad (5)$$

onde:

$\Delta\mathbf{x}$ é o vetor com as variações dos estados, dimensão igual a $2.nb$;

\mathbf{x} é vetor com os estados, dimensão igual a $2.nb$, dado por:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}$$

onde:

$\boldsymbol{\theta}$ é o vetor com os ângulos das tensões, dimensão igual a nb ;

\mathbf{V} é o vetor com as magnitudes das tensões, dimensão igual a nb ;

v é o valor da iteração atual;

\mathbf{J} é a Jacobiana, matriz quadrada com dimensão igual a $2.nb$, dada por:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial\mathbf{P}_k}{\partial\boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial\mathbf{P}_k}{\partial\mathbf{V}_k} \\ \frac{\partial\mathbf{Q}_k}{\partial\boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial\mathbf{Q}_k}{\partial\mathbf{V}_k} \end{bmatrix}$$

onde as derivadas parciais apresentadas são obtidas pelas expressões (6) a (13):

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (6)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (7)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \frac{P_k}{V_k} + V_k G_{kk} \quad (8)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (9)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (10)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (11)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \frac{Q_k}{V_k} - V_k B_{kk} \quad (12)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (13)$$

A estimação das PT é dada pela diferença entre a potência fornecida a uma linha e a potência entregue pela mesma, conforme expressões (14) e (15), para a potência ativa e reativa. A relação aparece como uma soma, pois os sentidos dos fluxos são contrários. Os fluxos de potência ativa e reativa são dados pelas expressões (16) e (17).

$$PTP_{km} = P_{km} + P_{mk} \quad (14)$$

$$PTQ_{km} = Q_{km} + Q_{mk} \quad (15)$$

$$P_{km} = -G_{km} V_k^2 + V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (16)$$

$$Q_{km} = V_k^2 (B_{km} - b_{km}^{sh}) + V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (17)$$

onde:

PTP_{km} e QTP_{km} são as estimativas de perdas técnicas de potência ativa e reativa no segmento km ;

P_{km} e Q_{km} são os fluxos de potência ativa e reativa da barra k para a barra m .

A estimação da PT total é obtida pela expressão (18). A porcentagem de PT com relação à potência inserida no sistema é dada pela expressão (19).

$$PT = \sum \sqrt{(PTP_{km})^2 + (PTQ_{km})^2} \quad (18)$$

$$PT(\%) = \frac{PT}{S_{ent}} \times 100\% \quad (19)$$

onde:

PT é a perda técnica total;

S_{ent} é potência aparente total inserida no sistema;

$PT(\%)$ é a porcentagem de perda técnica do sistema.

2.2 FLUXO DE CARGA E MODELOS DE CARGA

As cargas, de forma tradicional, são modeladas como: potência constante, impedância constante, corrente constante ou uma combinação dos modelos anteriores, chamado de

modelo ZIP (KERSTING, 2001a). O fluxo de carga como apresentado no item 2.1, considera as cargas com modelo de potência constante.

No modelo de potência constante, não há variação da potência consumida pela carga com a alteração de tensão, no modelo de impedância constante, a potência consumida reduz de forma quadrática com a redução da tensão e no modelo de corrente constante, a variação é linear. No modelo ZIP, apenas são atribuídas parcelas da carga total para cada modelo. Desta forma, é possível equacionar os modelos de carga tradicionais através das equações (20) e (21) (MONTICELLI, 1983):

$$P_k^{esp} = P_k^{enom} \left(a_1 + a_2 \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right) + a_3 \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^2 \right) \quad (20)$$

$$Q_k^{esp} = Q_k^{enom} \left(a_1 + a_2 \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right) + a_3 \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^2 \right) \quad (21)$$

onde:

P_k^{enom} e Q_k^{enom} são as potências ativa e reativa estimadas na barra k para a tensão nominal;

V_k^{nom} é a tensão nominal da barra k ;

a_1 , a_2 e a_3 são, respectivamente, as parcelas de carga modeladas como potência constante, corrente constante e impedância constante, sendo que $a_1 + a_2 + a_3 = 1$.

Na literatura (IEEE, 1993) são apresentadas demais maneiras de representar os modelos de carga para cálculos em regime permanente. Uma variação é o modelo exponencial, dado pelas expressões (22) e (23):

$$P_k^{esp} = P_k^{enom} \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{np} \quad (22)$$

$$Q_k^{esp} = Q_k^{enom} \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{nq} \quad (23)$$

onde:

np e nq são os coeficientes que relacionam a variação de potência ativa e reativa com a variação de tensão;

Analisando as equações (20) a (23) é possível verificar que os modelos tradicionais são casos específicos do modelo exponencial. Para os modelos de potência constante, corrente

constante e impedância constante os coeficientes são, respectivamente, iguais à zero, um e dois. Nos modelos tradicionais, os coeficientes de potência ativa e reativa são iguais.

Em (IEEE, 1993) busca-se determinar estes coeficientes com base nos tipos de equipamentos ou tipos de consumidores e em (VINNAL; JANSON; KALDA, 2009) procura-se determinar os coeficientes através de medições com variações nos *taps* dos transformadores. Na literatura são apresentados diversos valores associados aos tipos de consumidores, normalmente generalizados em: residencial, industrial e comercial. Em um resumo das demais literaturas, (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 1997) apresenta os valores da Tabela 2.

Tabela 2 Coeficientes de carga por tipo de consumidor

Tipos de consumidor	np	nq
Residencial	0,9 a 1,7	2,4 a 3,1
Comercial	0,5 a 1,8	2,4 a 2,5
Industrial	0,1 a 1,8	0,6 a 2,2

Fonte: (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 1997)

É possível observar uma grande variação nos valores dos coeficientes np e nq para o mesmo tipo de consumidor. Estes valores obviamente são influenciados pelo clima, condição socioeconômica, entre outros fatores. Por isso, torna-se interessante a modelagem para cada transformador através de medições com variações nos *taps*, como proposto em (VINNAL; JANSON; KALDA, 2009).

Portanto, de forma mais abrangente que as expressões (22) e (23) da página anterior, é possível representar a carga como um somatório de parcelas com modelos exponenciais diversos, dados pelas equações (24) e (25):

$$P_k^{esp} = P_k^{enom} \sum ap_i \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{np_i} \quad (24)$$

$$Q_k^{esp} = Q_k^{enom} \sum aq_i \left(\frac{V_k}{V_k^{nom}} \right)^{nq_i} \quad (25)$$

onde:

ap_i e aq_i são as parcelas de potência ativa e reativa associadas aos coeficientes de carga np_i e nq_i . O somatório das parcelas deve ser igual a um, para a potência ativa e reativa.

Portanto, para considerar os modelos de carga no NR, as equações (24) e (25) são utilizadas nas potências esperadas da formulação (1), página 17. Adicionalmente, considerando que os valores de potências esperadas dependem da tensão, não sendo mais

constantes, há alteração nas derivadas parciais dadas nas expressões (8) e (12) da página 19 e 20, que são substituídas pelas equações (26) e (27):

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \frac{P_k}{V_k} - P_k^{esp} \sum np_i ap_i \left(\frac{V_k}{V_k^{esp}} \right)^{(np_i-1)} \quad (26)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \frac{Q_k}{V_k} - Q_k^{esp} \sum nq_i aq_i \left(\frac{V_k}{V_k^{esp}} \right)^{(nq_i-1)} \quad (27)$$

2.3 ESTIMAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS: COMPARAÇÕES COM MEDIÇÕES E FATORES DE CORREÇÃO

A maneira mais simples de estimar as PC é instalar medidores no sistema e comparar os fluxos de carga medidos com os fluxos de carga estimados. Os fluxos de carga estimados contêm as cargas e as PT a jusante do ponto de medição, então a diferença entre o valor medido e o valor estimado é igual a uma estimativa das PC a jusante deste medidor (OLIVEIRA et al, 2001). Neste trabalho, esta metodologia de estimativa de PC é chamada de método baseado em fluxo de carga com comparação de medições (FCCM). Esta estimativa é dada pela equação (28), considerando as expressões (29) e (30):

$$PC_{km} = \sqrt{(PCP_{km})^2 + (PCQ_{km})^2} \quad (28)$$

$$PCP_{km} = MP_{km} - P_{km} \quad (29)$$

$$PCQ_{km} = MQ_{km} - Q_{km} \quad (30)$$

onde:

PC_{km} , PCP_{km} e PCQ_{km} são as estimativas de perdas comerciais em potência aparente, ativa e reativa, a jusante da barra k em direção a barra m ;

MP_{km} e MQ_{km} são as medições de fluxo de potência ativa e reativa da barra k para a barra m .

Ao aplicar a equação (28) na entrada do sistema, se obtém a estimativa de PC total, que também pode ser dada como uma porcentagem da potência inserida no sistema, conforme a equação (31):

$$PC(\%) = \frac{PC}{S_{ent}} \times 100\% \quad (31)$$

onde:

PC é a perda comercial total;

$PT(\%)$ é a porcentagem de perda comercial do sistema.

Por exemplo, para o sistema de distribuição da Figura 1, após realizar o fluxo de carga, a PC a jusante da barra 2 em direção a barra 3 é dada pela expressão (32), a PC total é estimada pela equação (33) e a porcentagem de PC é fornecida pela expressão (34):

$$PC_{23} = \sqrt{(MP_{23} - P_{23})^2 + (MQ_{23} - Q_{23})^2} \quad (32)$$

$$PC = \sqrt{(MP_{12} - P_{12})^2 + (MQ_{12} - Q_{12})^2} \quad (33)$$

$$PC(\%) = \frac{PC}{S_{12}} \times 100\% \quad (34)$$

Observe que é possível fazer uma estimativa da soma das perdas comerciais nas demais partes do sistema, onde não há medições, através da expressão (35):

$$PC_{26} + PC_{27} = PC - PC_{23} \quad (35)$$

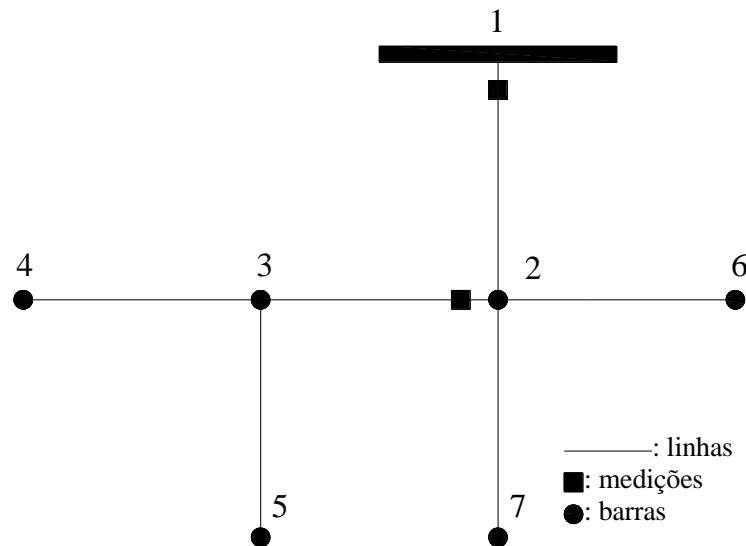


Figura 1 Exemplo de sistema de distribuição com medições.

Em sistemas sem medidores, é possível comparar a energia gerada ou comprada com uma energia estimada através da multiplicação do resultado do fluxo de carga pelo número de horas correspondente ao mesmo período. Esta energia estimada contempla as cargas e as perdas técnicas. A diferença entre o valor injetado e o valor estimado de energia é uma estimativa da perda comercial neste período, dada em energia. Atualmente, este é o princípio da metodologia solicitada às concessionárias brasileiras (ANEEL, 2013b).

Entretanto, as PC também geram PT no sistema. Portanto, a metodologia de FCCM estima as PC somadas a PT geradas por elas. Para considerar este efeito, alguns autores propõe corrigir as cargas com base nas medições obtidas. Neste trabalho, esta técnica é chamada de método baseado em fluxo de carga com fatores de correção (FCFC). Neste método, após realizar o fluxo de carga e comparar os valores estimados com os valores medidos, expressões (29) e (30) da página 23, fatores de correção são aplicados às cargas a jusante deste ponto e um novo fluxo de carga é realizado. Cada autor aplica os fatores baseando-se em algumas considerações.

Em (CRUZ; QUINTERO; PÉREZ, 2006), os fatores de correção são aplicados considerando o perfil de carga diário de cada tipo de consumidor ou transformador. Em (DONADEL et al, 2009), a aplicação dos fatores utiliza técnicas de agrupamento e uma abordagem estatística. Este último método utiliza os resultados das inspeções realizadas no passado, apresentando características semelhantes aos métodos de classificação. Nestas duas propostas, a forma como os fatores de correção são utilizados varia de sistema para sistema. Em uma abordagem mais generalista, (MÉFFE, 2007) considerada apenas um modelo de carga e aproximações referentes às perdas técnicas para obter os valores dos fatores de correção. Com o objetivo de comparar metodologias aplicáveis de forma igual para qualquer sistema, os fatores de correção neste trabalho são aplicados de acordo com (MÉFFE, 2007).

Em (MÉFFE, 2007), primeiro é considerado que as injeções de corrente nas cargas aumentam de forma linear com o aumento das potências esperadas, ou seja, é considerado que todas as cargas são modeladas como corrente constante. Segundo, é considerado que as PT variam com o quadrado da corrente e, como consequência da primeira consideração, com o quadrado do aumento das potências esperadas. Para finalizar, as PC estão distribuídas de forma proporcional às cargas das barras, em todas as barras a jusante do ponto de medição.

Considerando um sistema radial, o fluxo de potência em uma dada barra k para uma dada barra m é igual ao somatório de potências estimadas nas barras a jusante da medição mais o somatório de perdas nos segmentos a jusante da medição, conforme expressões (36) e (37):

$$P_{km} = \sum_{l \in \lambda_1} P_l + \sum_{lp \in \lambda_2} PTP_{lp} = SP_{km} + SPTP_{km} \quad (36)$$

$$Q_{km} = \sum_{l \in \lambda_1} Q_l + \sum_{lp \in \lambda_2} PTQ_{lp} = SQ_{km} + SPTQ_{km} \quad (37)$$

onde:

λ_1 é conjunto de barras a jusante da barra m , incluindo a barra m ;

$\lambda 2$ é conjunto de segmentos de linha a jusante da barra m , incluindo o segmento km ; l e n são barras do sistema;

SP_{km} e SQ_{km} são os somatórios de cargas estimadas a jusante da barra k com direção a barra m , em potências ativa e reativa;

$SPTP_{km}$ e $SPTQ_{km}$ são os somatórios de perdas técnicas nos segmentos a jusante da barra k com direção a barra m , em potências ativa e reativa.

Baseado nas considerações que as PC são distribuídas em todas as cargas do sistema e que as PT aumentam de forma quadrática com o seu aumento, são realizadas as equações (38) e (39), em cada ponto de medição.

$$MP_{km} = k_p (SP_{km}) + k_p^2 (SPTP_{km}) \Rightarrow k_p^2 (SPTP_{km}) + k_p (SP_{km}) - MP_{km} = 0 \quad (38)$$

$$MQ_{km} = k_q (SQ_{km}) + k_q^2 (SPTQ_{km}) \Rightarrow k_q^2 (SPTQ_{km}) + k_q (SQ_{km}) - MQ_{km} = 0 \quad (39)$$

onde:

k_p e k_q são os fatores de correção de potência ativa e reativa.

Os fatores de correção podem ser obtidos pelas raízes positivas das equações quadráticas (38) e (39), dadas pelas expressões (40) e (41):

$$k_p = \frac{-SP_{km} + \sqrt{(SP_{km})^2 + 4(SPTP_{km})(MP_{km})}}{2(SPTP_{km})} \quad (40)$$

$$k_q = \frac{-SQ_{km} + \sqrt{(SQ_{km})^2 + 4(SPTQ_{km})(MQ_{km})}}{2(SPTQ_{km})} \quad (41)$$

Portanto, as diferenças entre os valores de fluxos de carga medidos e estimados, dados pelas equações (29) e (30) na página 23, são calculados. Se esses valores forem maiores que uma tolerância especificada, todas as cargas esperadas a jusante do ponto de medição são multiplicadas pelos fatores de correção dados em (40) e (41), e um novo fluxo de carga é realizado. O processo se repete até que as diferenças entre os valores de fluxos de carga medidos e estimados sejam menores que a tolerância.

Após a convergência das correções, a estimação de PC em cada barra é dada pela diferença entre o último valor estimado e os valores originais de cargas esperadas, conforme expressões (42) e (43). A PC total é dada pela equação (44) e seu valor porcentual é dado pela equação (31), da página 23.

$$PCP_k = P_k - P_k^{ori} \quad (42)$$

$$PCQ_k = Q_k - Q_k^{ori} \quad (43)$$

$$PC = \sqrt{(PCP)^2 + (PCQ)^2} \quad (44)$$

onde:

PCP e PCQ são as perdas comerciais totais, em potência ativa e reativa:

$$PCP = \sum PCP_k ;$$

$$PCQ = \sum PCQ_k ;$$

PCP_k e PCQ_k são as estimações de perdas comerciais na barra k , em potência ativa e reativa;

P_k^{ori} e Q_k^{ori} são as predições de carga originais, em potência ativa e reativa.

Por exemplo, para o sistema da Figura 1 (página 24), após realizar o fluxo de carga, é analisada a convergência do método através das expressões (45) a (48):

$$MP_{12} - P_{12} \leq \varepsilon , \quad (45)$$

$$MQ_{12} - Q_{12} \leq \varepsilon , \quad (46)$$

$$MP_{23} - P_{23} \leq \varepsilon , \quad (47)$$

$$MQ_{23} - Q_{23} \leq \varepsilon , \quad (48)$$

onde:

ε é tolerância escolhida.

Se pelo menos um dos valores dados em (45) a (48) for maior que a tolerância, os fatores de correção são calculados. Os fatores de correção aplicados as cargas a jusante da barra 2 em direção a barra 3, são calculados de acordo com as equações (49) e (50):

$$k_p = \frac{-SP_{23} + \sqrt{(SP_{23})^2 + 4(SPTP_{23})(MP_{23})}}{2(SPTP_{23})} \quad (49)$$

$$k_q = \frac{-SQ_{23} + \sqrt{(SQ_{23})^2 + 4(SPTQ_{23})(MQ_{23})}}{2(SPTQ_{23})} \quad (50)$$

onde:

$$SP_{23} = P_3 + P_4 + P_5 ;$$

$$SQ_{23} = Q_3 + Q_4 + Q_5 ;$$

$$SPTP_{23} = PTP_{23} + PTP_{34} + PTP_{35} ;$$

$$SPTQ_{23} = PTQ_{23} + PTQ_{34} + PTQ_{35} .$$

Os valores obtidos nas expressões (49) e (50) multiplicam, respectivamente, as potências ativas e reativas esperadas das barras 3, 4 e 5.

Como há um medidor na entrada de energia, considerando as aproximações propostas por (MÉFFE, 2007), é possível considerar que essa medição subtraída da medição da barra 2 para a barra 3, deve ser igual ao somatório de cargas nas demais barras mais o somatório de PT nos demais segmentos de linha. Dessa forma os fatores de correção para as barras 2, 6 e 7 são dados pelas equações (51) e (52).

$$k_p = \frac{-SP_{12} + \sqrt{(SP_{12})^2 + 4(SPTP_{12})(MP_{12} - MP_{23})}}{2(SPTP_{12})} \quad (51)$$

$$k_q = \frac{-SQ_{12} + \sqrt{(SQ_{12})^2 + 4(SPTQ_{12})(MQ_{12} - MQ_{23})}}{2(SPTQ_{12})} \quad (52)$$

$$SP_{12} = P_2 + P_6 + P_7;$$

$$SQ_{12} = Q_2 + Q_6 + Q_7;$$

$$SPTP_{12} = PTP_{12} + PTP_{26} + PTP_{27};$$

$$SPTQ_{12} = PTQ_{12} + PTQ_{26} + PTQ_{27}.$$

Os valores obtidos nas expressões (51) e (52) multiplicam, respectivamente, as potências ativas e reativas esperadas das barras 2, 6 e 7. O processo de correção é repetido, até que os valores de (45) a (48), dados na página anterior, forem menores que a tolerância. Após a convergência, a PC em cada barra é dada pelas equações (42) e (43), da página 26. A PC total e a PC percentual são dadas pelas expressões (53) e (54).

$$PC = \sqrt{(PCP)^2 + (PCQ)^2} \quad (53)$$

$$PC(\%) = \frac{PC}{S_{12}} \times 100\% \quad (54)$$

onde:

$$PCP = \sum_{k=1}^7 PCP_k ;$$

$$PCQ = \sum_{k=1}^7 PCQ_k .$$

2.4 ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS BASEADOS EM FLUXO DE CARGA

Os fluxogramas dos métodos FCCM e FCFC são apresentados na Figura 2 e Figura 3, respectivamente.

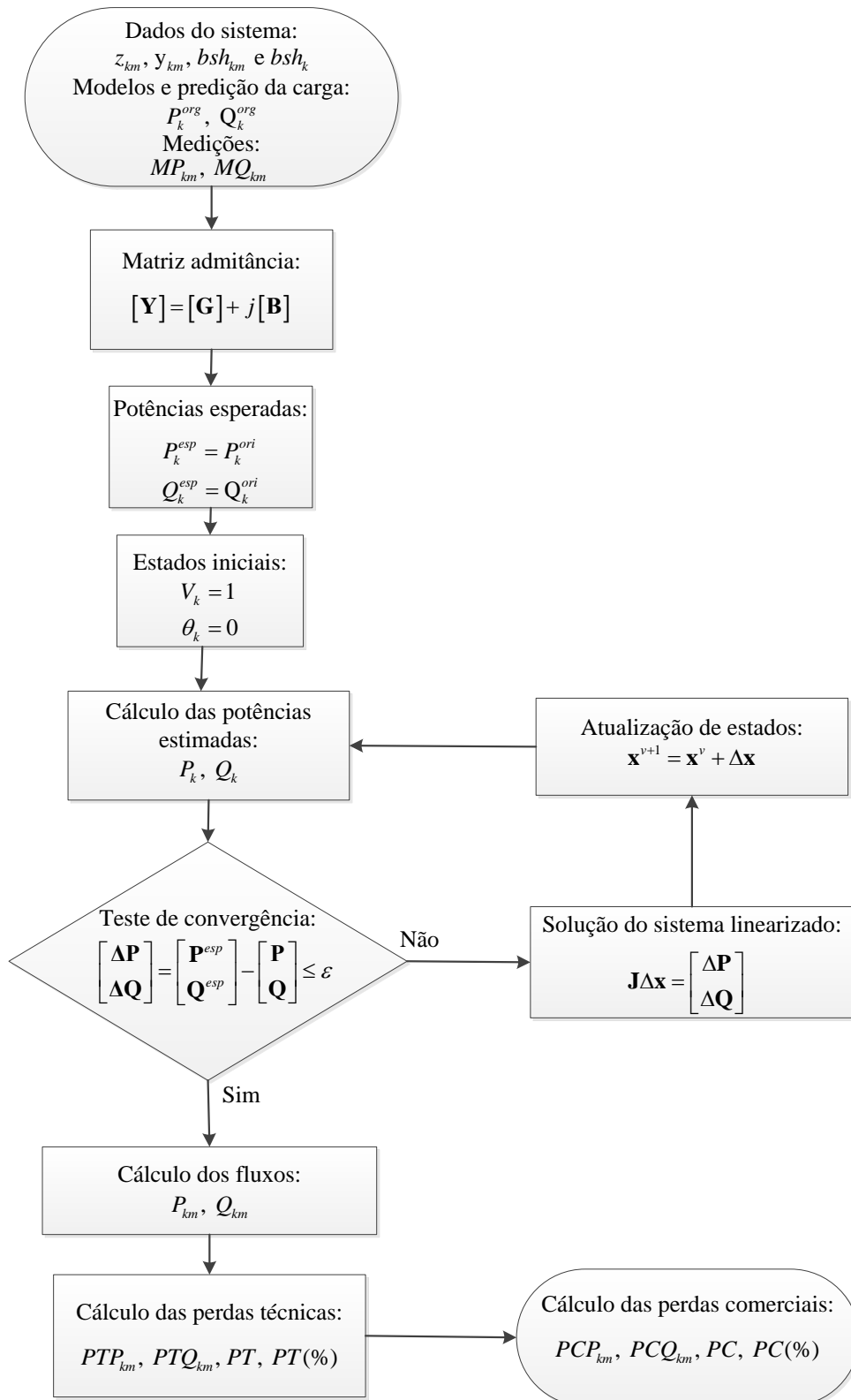


Figura 2 FCCM – Fluxograma.

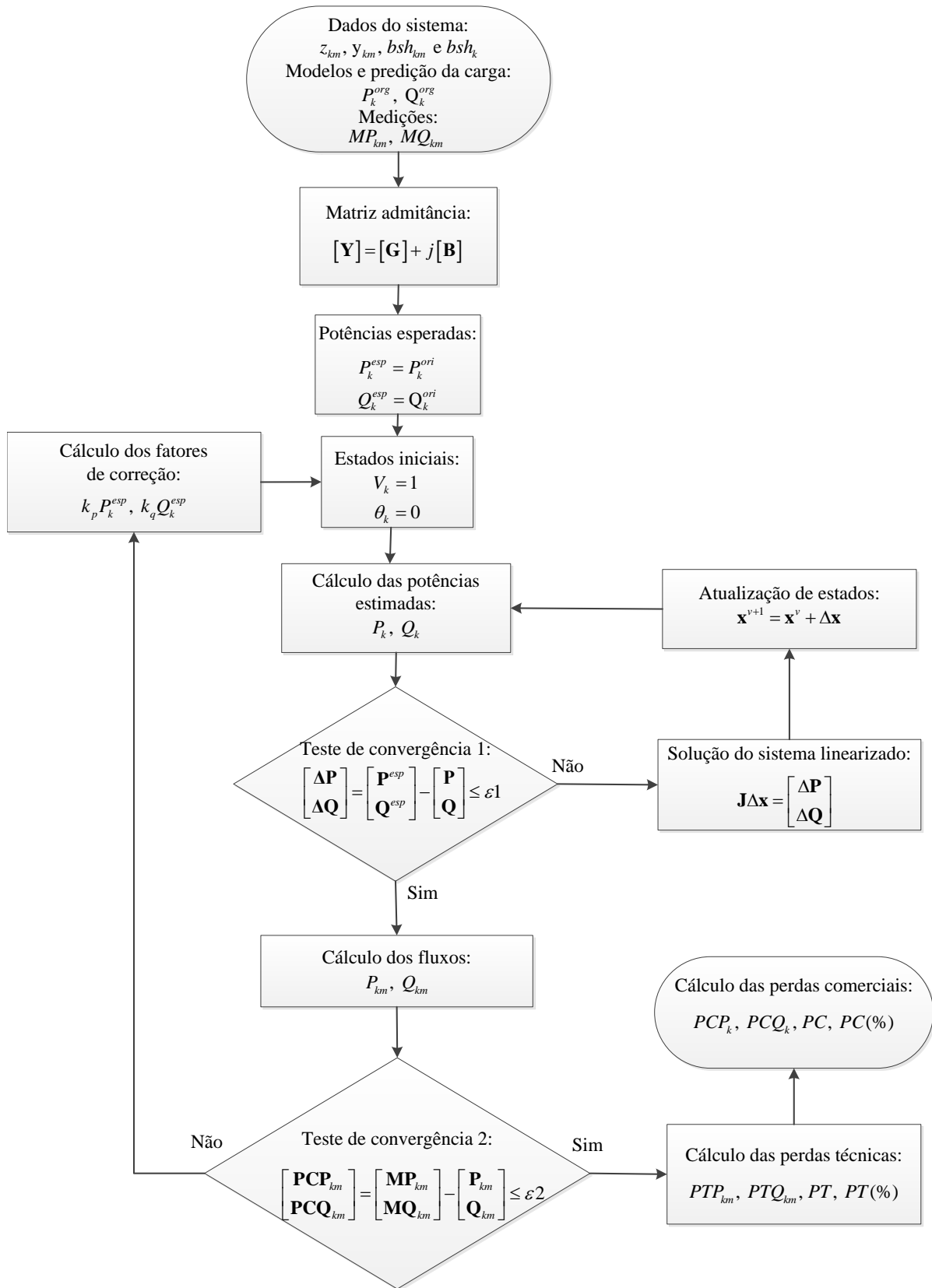


Figura 3 FCFC – Fluxograma.

3 MÉTODOS BASEADOS EM ESTIMADOR DE ESTADOS

Em sistemas de transmissão, com advento de computadores digitais e sistemas supervisórios de controle e aquisição de dados, há um número grande de medições. As tentativas iniciais de obter os estados do sistema de forma *online*, através de métodos de fluxo de carga, obtiveram problemas devido a medições perdidas ou inconsistentes. Os estimadores de estados surgiram com o objetivo de fornecer os estados do sistema através de um banco de dados confiável, vital para a operação e controle dos sistemas de potência, bem como para aplicações *offline*, como estudos de expansão da rede, previsão de carga e estimação de perdas (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009).

Um dos primeiros estimadores de estados aplicados a sistemas de potência foi o estimador de estados por mínimos quadrados ponderados (MQP) com a análise de erros grosseiros. A detecção de erros grosseiros é realizada através do teste de qui-quadrado dos resíduos e a identificação através do maior resíduo normalizado (HANDSCHIN et al, 1975). Nesta proposta, a medição identificada com erro grosseiro é eliminada. Alternativas de estimadores também têm sido propostas, como o estimador de estados por valores absolutos mínimos ponderados (VAMP). Porém, os estudos relatam que as metodologias de MQP e VAMP não são confiáveis na identificação de erros grosseiros com interações múltiplas, especialmente quando os erros são conformes e/ou ocorrem em pontos de influência, que atraem a solução do estimador de estados (CHENIAE; MILI; ROUSSEEUW, 1996).

Mais recentemente, utilizando uma abordagem topológica e geométrica do MQP, (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013) propõem o erro composto de medição. A detecção de erros grosseiros é realizada através do teste de qui-quadrado, porém, utilizando os erros compostos de medição. A identificação é dada pelo maior erro composto normalizado, porém, esta medição não é eliminada, ela é corrigida. Este método tem sido demonstrado como mais confiável na identificação de erros grosseiros em sistemas de transmissão. Adicionalmente, apresenta a vantagem de não eliminar as medições com erro, evitando que o sistema torne-se não observável. O sistema é considerado não observável quando não é possível obter todos os estados do sistema através de um conjunto de medições.

Novamente, não há o objetivo de demonstrar a obtenção das formulações utilizadas nas metodologias de estimação de estados, estas podem ser estudadas pelo leitor nas referências citadas. O objetivo do capítulo é apresentar o método estimação de estados por MQP e sua relação com a estimação de PT, conforme apresentado em (GÓMEZ-EXPÓSITO;

ABUR, 2009). Na detecção e identificação das PC, primeiramente é apresentada a metodologia de (HANDSCHIN et al, 1975). A aplicação deste método para detecção de PC é proposto em (HUANG; LO; LU, 2013) e é chamado neste trabalho de metodologia baseada em estimador de estado com análise de resíduos (EEAR). Posteriormente é demonstrado o método apresentado em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013). A estimação de PC através da aplicação deste método é proposta neste trabalho e é chamado de metodologia baseada em estimador de estados com análise de erros compostos (EEAE).

3.1 ESTIMADOR DE ESTADOS E ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

Dado um conjunto de medições elétricas, o objetivo do estimador de estados é obter os estados do sistema que proporcionem as estimações mais semelhantes aos valores medidos, considerando o caso em que há um número maior de medições que estados a estimar. O problema é representado pelo sistema sobredimensionado de equações não lineares dado pela expressão (55):

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (55)$$

onde:

\mathbf{z} é o vetor com os valores das medições, dimensão igual a nm ;

\mathbf{e} é o vetor com os erros de medições, dimensão igual a nm ;

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$ é o vetor com as estimações, dimensão igual a nm ;

\mathbf{x} é vetor de estados, dimensão igual a ne ;

nm é o número de medições;

ne é o número de estados a estimar.

Segundo (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), as grandezas elétricas medidas mais comuns nas barras são injeções de potência e magnitudes de tensão, as grandezas medidas nas linhas são os fluxos de potência. Portanto, o vetor de estimações é formado pelas equações de injeções (2) e (3), dadas na página 17, as equações de fluxo (16) e (17) dadas na página 20, e os próprios estados referentes às magnitudes de tensão. Considerando um sistema equilibrado, a expressão (56) apresenta um exemplo do vetor de estimações, retomando as equações mencionadas.

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} P_{km} \\ P_k \\ Q_{km} \\ Q_k \\ V_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{km} = -G_{km} V_k^2 + V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_{km} = V_k^2 (B_{km} - b_{km}^{sh}) + V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ V_k \end{bmatrix} \quad (56)$$

Em sistemas de distribuição, normalmente não há um número elevado de medidores que proporcionem um número de medições maior que os estados a serem estimados. Para obter o sistema sobredimensionado, característico do estimador de estados, é necessário considerar as chamadas pseudomedições (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009). Para sistemas de distribuição, as pseudomedições consideradas são as potências esperadas em cada barra, dadas por predições de carga. Como estas pseudomedições são injeções de potência, as equações do vetor de estimações se mantêm igual ao apresentado em (56).

No estimador de estados por MQP é considerado que os erros de medição são independentes entre si e são distribuídos de acordo com uma distribuição normal, onde os seus valores esperados são iguais à zero. O objetivo deste estimador é obter os estados que minimizem a função objetivo dada pela expressão (57):

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (57)$$

onde:

$J(\mathbf{x})$ é a função objetivo;

\mathbf{W} é a matriz de pesos, matriz quadrada com dimensão igual a nm ;

A matriz de pesos normalmente é dada pela inversa da matriz covariância dos erros de medições, demonstrada na expressão (58). Segundo (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), os desvios padrões das medições são utilizados para representar uma precisão esperada do medidor e apresenta a formulação proposta por (ALLEMONG; RADU; SASSON, 1982), dada na expressão (59).

$$\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1} = \begin{bmatrix} \sigma_1^{-2} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots \\ \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & \sigma_{nm}^{-2} \end{bmatrix} \quad (58)$$

onde:

σ_i é o desvio padrão atribuído à medição i ;

\mathbf{R} é matriz covariância dos erros de medição.

$$\sigma_i = 0,0067M_i + 0,0016FE_i \quad (59)$$

onde:

$$M_i = \begin{cases} \sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2} & \text{para medições de fluxo} \\ \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} & \text{para medições de injeção ;} \\ |V_k| & \text{para medições de tensão} \end{cases}$$

FE_i é o fundo de escala do medidor associado à medição i .

Conforme será posteriormente apresentado, na detecção de erros grosseiros, (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S., 2013) propõe ponderar os pesos somente pelos valores das medições.

Considerando a condição de primeira ordem, a função objetivo dada em (57) é minimizada pela expressão (60):

$$\mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} = \mathbf{0} \quad (60)$$

onde:

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x});$$

$\Delta \mathbf{z}$ é o vetor de diferenças de medição, com dimensão igual a nm ;

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{P}_{km}}{\partial \boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial \mathbf{P}_{km}}{\partial \mathbf{V}_k} \\ \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial \boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial \mathbf{P}_k}{\partial \mathbf{V}_k} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_{km}}{\partial \boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial \mathbf{Q}_{km}}{\partial \mathbf{V}_k} \\ \frac{\partial \mathbf{Q}_k}{\partial \boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial \mathbf{Q}_k}{\partial \mathbf{V}_k} \\ \frac{\partial \mathbf{V}_k}{\partial \boldsymbol{\theta}_k} & \frac{\partial \mathbf{V}_k}{\partial \mathbf{V}_k} \end{bmatrix}.$$

\mathbf{H} é matriz com as derivadas parciais das estimações com relação aos estados a serem estimados, dimensão $nm \times ne$. As derivadas das injeções de potência são dadas pelas equações (6) a (13), das páginas 19 e 20, as derivadas dos fluxos de potência são dados pelas expressões (61) a (68) e as derivadas das magnitudes de tensão são dadas por (69) e (70).

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} = -V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (61)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (62)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{V_k} = V_m (G_{km} \cos \theta_{km} - B_{km} \sin \theta_{km}) - 2G_{km} V_k \quad (63)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{V_k} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (64)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\theta_k} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (65)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{\theta_k} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (66)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{V_k} = V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) - 2V_k (B_{km} - b_{km}^{sh}) \quad (67)$$

$$\frac{\partial Q_{km}}{V_k} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (68)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1 \quad (69)$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_m} = \frac{\partial V_k}{\partial \theta_k} = \frac{\partial V_k}{\partial \theta_m} = 0 \quad (70)$$

Dado que (60) é um sistema de equações não lineares, igualmente ao problema de fluxo de carga, ele é resolvido de forma iterativa. Inicialmente é considerada uma condição inicial, normalmente sendo o sistema sem carga. Desconsiderando as derivadas de ordem superior, as variações dos estados são obtidas pela solução do problema linearizado dado em (71):

$$\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} = \mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} \quad (71)$$

Os novos valores dos estados são obtidos por (5), página 19. As variações nos estados também são utilizadas como critério de convergência, caso todas sejam menores que uma determinada tolerância, a metodologia convergiu.

O estimador de estados, como apresentado, considera as injeções de potência, relacionadas às predições de cargas, como uma potência constante. De forma análoga ao fluxo de carga, as expressões de somatório de exponenciais (24) e (25) dadas na página 22, podem substituir as pseudomedições para considerar modelos de cargas diversos. Igualmente ao fluxo de carga, nesta situação, as derivadas parciais dadas nas expressões (8) e (12) da página 19 e 20 são substituídas por (26) e (27) da página 23.

Obtidos os estados, o cálculo das perdas técnicas ativas e reativas nos segmentos é dado da mesma forma ao apresentado para o fluxo de carga, através das equações (14) e (15), página 20.

Após a convergência do estimador de estados, os estados e as medições estimadas são obtidos. Para estes valores, a diferença de medições é normalmente chamada de resíduo de medição, conforme (72):

$$\mathbf{r} = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^*)] \quad (72)$$

onde:

\mathbf{r} é o vetor com os resíduos de medições, dimensão igual nm ;

\mathbf{x}^* e $\mathbf{h}(\mathbf{x}^*)$ são os vetores com os estados e as medições estimados, dimensão igual nm ;

Portanto, inicialmente é possível considerar que os resíduos referentes às pseudomedições são estimações das PC em cada barra ou transformador. Porém, para analisar se é apenas um erro de predição de carga ou uma PC relevante, são aplicadas metodologias de análise de erros grosseiros. Portanto, é realizada uma analogia entre erros grosseiros e perdas comerciais elevadas.

O erro grosseiro é uma medição ou pseudomedição com a adição de um alto erro, o qual não é usual. Na análise de erros grosseiros, detectar significa afirmar que pelo menos uma das medições ou pseudomedições possui um erro grosseiro e identificar significa indicar qual das medições ou pseudomedições possui o erro (HANDSCHIN et al, 1975).

A análise considera as propriedades estatísticas do estimador de estados por MQP e é realizada nos resultados obtidos, ou seja, um pós-processamento. Ao detectar e identificar a PC em uma barra, essa pseudomedição é eliminada no método EEAR e corrigida no EEAE. Em ambos os casos, um novo estimador de estados é realizado.

Portanto, é proposto estimar a PC em cada barra através da diferença entre o último valor estimado de injeção de potência e o valor de predição de carga original, análogo ao FCFC, portanto, conforme expressões (42) e (43) da página 26. A perda comercial total é dada pela equação (44), página 27, e a porcentagem de perda comercial é dada pela expressão (31), da página 23.

3.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS RESÍDUOS: DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS

Este item apresenta uma análise estatística dos resíduos e é baseado nas referências (HANDSCHIN et al, 1975; GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009).

Analisando o estimador de estados por MQP, o sistema linearizado (71) da página 35, pode ser reescrito por (73), explicitando as variações de estados a cada iteração.

$$\Delta \mathbf{x} = \left(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \right)^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} \quad (73)$$

As variações dos estados são a solução do problema linearizado, portanto, os novos estados obtidos não fornecem a variação desejada dada pela diferença de medição $\Delta \mathbf{z}$, e sim, uma aproximação dada pela expressão (74):

$$\Delta \mathbf{z}^* = \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} = \mathbf{K} \Delta \mathbf{z} \quad (74)$$

onde:

$\Delta \mathbf{z}^*$ é a variação nas diferenças de medições dada pela solução do sistema linearizado;

$$\mathbf{K} = \mathbf{H} \left(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \right)^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W}.$$

Em (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), os resíduos de medição são expressos em termos dos erros de medição. O método ao convergir, apresenta variações nos estados inferiores a uma tolerância e, portanto, uma resultante variação nas diferenças de medições baixa. Assim, os resíduos podem ser aproximados pela diferença apresentada na expressão (75). A expressão dada em (75) pode ser reescrita por (78):

$$\mathbf{r} = \Delta \mathbf{z} - \Delta \mathbf{z}^* \quad (75)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \Delta \mathbf{z} \quad (76)$$

$$\mathbf{r} = \left(\mathbf{I} - \mathbf{H} \left(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \right)^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \right) (\mathbf{H} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{e}) \quad (77)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \mathbf{e} = \mathbf{S} \mathbf{e} \quad (78)$$

onde:

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{e};$$

$$\mathbf{H} \left(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \right)^{-1} \left(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} \right) = \mathbf{H} \Delta \mathbf{x};$$

\mathbf{I} é a matriz identidade, matriz quadrada com dimensão igual nm ;

\mathbf{S} é a matriz sensibilidade residual, matriz quadrada com dimensão igual nm .

Considerando que a matriz covariância dos erros de medição é conhecida, conforme as considerações feitas anteriores, a matriz covariância dos resíduos pode ser escrita por (79):

$$\mathbf{E} \left[\mathbf{r} \mathbf{r}^T \right] = \mathbf{\Omega} = \mathbf{S} \mathbf{E} \left[\mathbf{e} \mathbf{e}^T \right] \mathbf{S}^T = \mathbf{S} \mathbf{R} \mathbf{S}^T = \mathbf{S} \mathbf{R} \quad (79)$$

onde:

$\mathbf{\Omega}$ é a matriz covariância residual, matriz quadrada com dimensão igual nm .

Os erros no estimador de estados por MQP são considerados com distribuição normal, média zero e desvio padrão conforme a matriz covariância dos erros de medição. Portanto, observando (79), a distribuição dos resíduos de medição também será normal com média zero, dada pela matriz covariância residual.

3.2.1 Teste de qui-quadrado dos resíduos: detecção de perdas comerciais

Em estatística, a soma dos quadrados de variáveis independentes randômicas, sendo as variáveis distribuídas de acordo com uma distribuição normal, é conhecida por possuir uma distribuição qui-quadrada (χ^2), conforme Figura 4. O valor de α define um nível de significância ou uma probabilidade de ocorrência, associado à área escura do gráfico.

No teste qui-quadrado, o somatório dos quadrados é comparado com um valor crítico, dado pela tabela de distribuição qui-quadrada. A tabela da distribuição qui-quadrada apresenta em seu eixo vertical os graus de liberdade e em seu eixo horizontal, o nível de significância. A Tabela 3 apresenta os valores críticos para o nível de significância igual 0,05.

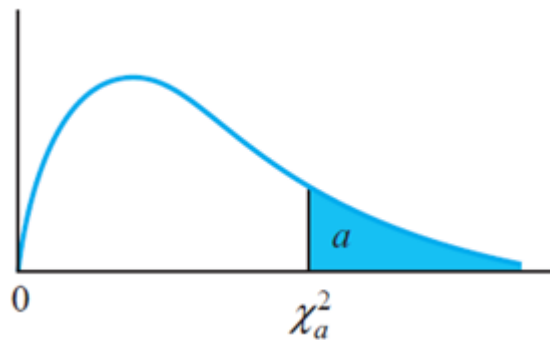


Figura 4 Característica da distribuição qui-quadrada.

Fonte: (MENDENHALL; BEAVER, R. J.; BEAVER, B. M, 2013).

O valor crítico está associado ao valor que separa a parte clara e escura do gráfico. Por exemplo, considerando um caso com dois graus de liberdade, o somatório do quadrado de variáveis randômicas tem a probabilidade de 95% de ser inferior a 5,99 e de 5% de ser superior a este valor.

Considerando a função objetivo dada por (57), na página 33, e considerando que os resíduos de medição tem uma distribuição normal, esta função é dada por uma distribuição qui-quadrada.

Tabela 3 Valores críticos da distribuição qui-quadrada

Grau de liberdade	$\chi^2_{0,050}$
1	3,84
2	5,99
3	7,81
4	9,49
5	11,07
6	12,59
⋮	⋮
27	43,19
28	44,46

Fonte: (MENDENHALL; BEAVER, R. J.; BEAVER, B. M, 2013).

De acordo com as referências (HANDSCHIN et al, 1975; GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), após realizar o estimador de estados, se o valor obtido da função objetivo é maior que o valor crítico da tabela de distribuição qui-quadrada, existe pelo menos um erro grosseiro. Em (HANDSCHIN et al, 1975; GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), o grau de liberdade considerado é igual ao número de medições menos o número de estados a estimar. Este é um método somente de detecção de erros grosseiros, chamado de teste de qui-quadrado dos resíduos.

Em (HUANG; LO; LU, 2013), o teste de qui-quadrado dos resíduos é utilizado para detectar a presença de valores anômalos nas pseudomedições das barras ou transformadores, sendo esses suspeitos de conter PC.

3.2.2 Teste de maior resíduo normalizado: detecção e identificação de perdas comerciais

De acordo (HANDSCHIN et al, 1975; GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009), considerando a matriz covariância residual dada em (79) na página 38, os resíduos podem ser normalizados conforme expressão (80):

$$r_i^N = \frac{|z_i - h_i(\mathbf{x}^*)|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{|r_i|}{\sqrt{S_{ii}R_{ii}}} \quad (80)$$

onde:

r_i é o resíduo referente à medição ou pseudomedição i ;

r_i^N é o resíduo normalizado associado à medição i ;

z_i é a medição ou pseudomedição i ;

$h_i(\mathbf{x}^*)$ é a estimação da medição i ;

S_{ii} é o elemento da linha e coluna i da matriz \mathbf{S} ;

R_{ii} é a covariância do erro da medição i .

O resíduo normalizado tem distribuição normal com média zero e variância igual a um. Se há apenas um dado errado no conjunto de medições, o maior resíduo normalizado corresponde a esta medição ou pseudomedição incorreta (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009).

Portanto, após realizar o estimador de estados, os resíduos normalizados são calculados de acordo com (80). Se algum dos resíduos normalizados for maior que um valor de limiar determinado, o erro grosseiro é detectado. Um valor padrão utilizado é 3 (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009). A medição identificada como errada é a com maior resíduo normalizado.

A metodologia sugere eliminar a medição associada ao maior resíduo normalizado e estimar os estados novamente, desde que, a eliminação desta medição não torne o sistema não observável. Analisando o sistema linearizado resolvido na equação (73), da página 37, uma solução única pode ser calculada se $(\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H})^{-1}$ é não singular ou, de forma equivalente, se \mathbf{H} tem posto completo por colunas, ou seja, o posto de \mathbf{H} é igual a ne (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009).

A eliminação de medições é realizada enquanto o erro grosseiro for detectado. Portanto, este é um método de detecção e identificação de perdas comerciais, chamado de teste de maior resíduo normalizado.

Em (HUANG; LO; LU, 2013), para detectar a presença de perdas comerciais é utilizado o teste de qui-quadrado dos resíduos e o teste de maior resíduo normalizado é utilizado para identificar a barra ou transformador com PC.

3.3 ANÁLISE GEOMÉTRICA E ESTATÍSTICA DOS ERROS: DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS E CORREÇÃO DE MEDIÇÕES

A análise geométrica dos erros grosseiros, no estimador de estados por MQP, é baseada na abordagem inicialmente proposta em (BRETAS, N.G. et al, 2009a; 2009b).

O problema de estimação de estados é dado pela equação (55) da página 32 e sua linearização em um ponto de operação é dada pela expressão (81):

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{e} \quad (81)$$

Se o sistema acima é observável, ou seja, se o posto de \mathbf{H} é igual ao ne , o espaço vetorial das medições na R^{nm} pode ser decomposto na soma direta de dois subespaços: $\mathfrak{R}(\mathbf{H}) \oplus \mathfrak{R}(\mathbf{H})^\perp$. $\mathfrak{R}(\mathbf{H})$ é o espaço imagem de \mathbf{H} , um subespaço vetorial de dimensão ne em R^{nm} , e $\mathfrak{R}(\mathbf{H})^\perp$ é o seu complemento ortogonal.

Analisando a solução do sistema linear, a variação das diferenças de medições dada pela expressão (74), reescrita abaixo, pode ser vista como uma projeção do vetor das diferenças de medições no subespaço $\mathfrak{R}(\mathbf{H})$, sendo \mathbf{K} o operador linear que realiza essa projeção. A Figura 5 demonstra esta interpretação geométrica.

$$\Delta \mathbf{z}^* = \mathbf{K} \Delta \mathbf{z} = \mathbf{H} (\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H})^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} \quad (74)$$

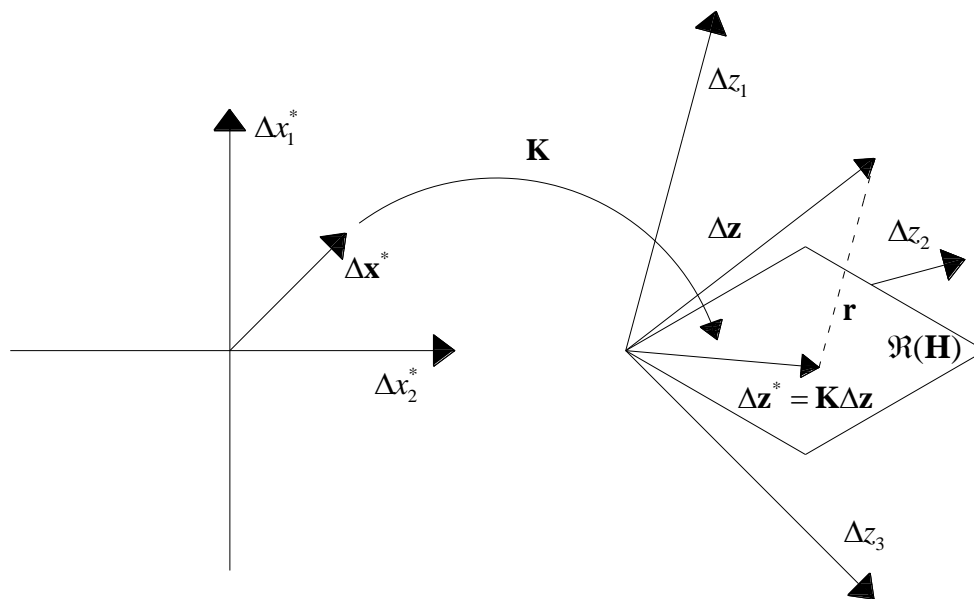


Figura 5 Operador \mathbf{K} atuando no vetor $\Delta \mathbf{z}$: interpretação geométrica (modificado).

Fonte: (BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013).

Conforme apresentado na expressão (78), reescrita abaixo, é possível verificar na Figura 5 que o resíduo é ortogonal ao subespaço $\mathfrak{R}(\mathbf{H})$.

$$\mathbf{r} = \Delta \mathbf{z} - \Delta \mathbf{z}^* = (\mathbf{I} - \mathbf{K}) \mathbf{e} \quad (78)$$

Portanto, em (BRETAS, N.G. et al, 2009a; 2009b), o resíduo é considerado a componente do erro pertencente ao subespaço ortogonal à $\mathfrak{R}(\mathbf{H})$, chamado de erro detectável.

Em (82), o erro é então decomposto na soma vetorial de suas componentes detectável e não detectável:

$$\mathbf{e} = \mathbf{K}\mathbf{e} + (\mathbf{I} - \mathbf{K})\mathbf{e} = \mathbf{e}_D + \mathbf{e}_U \quad (82)$$

\mathbf{e}_D é a componente detectável do erro;

\mathbf{e}_U é a componente não detectável do erro.

Desta forma, segundo (BRETAS, N.G.; PIERETI, 2010), a magnitude do erro é dada pela expressão (83):

$$CME_i = r_i \sqrt{\left(1 + \frac{1}{II_i^2}\right)} \quad (83)$$

onde:

CME_i é o erro composto de medição referente à medição i ;

II_i é o índice de inovação referente à medição i ;

O índice de inovação, segundo (BRETAS, N.G.; PIERETI, 2010) é a nova informação contida em uma medição com relação às outras medições. Em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013) é demonstrada a obtenção do índice de inovação, resultando na expressão (84):

$$II_i = \frac{\sqrt{1 - K_{ii}}}{\sqrt{K_{ii}}} \quad (84)$$

onde:

K_{ii} é o elemento da matriz \mathbf{K} correspondente a linha e coluna i .

3.3.1 Teste de qui-quadrado dos erros compostos: detecção de perdas comerciais

Em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013) é proposto utilizar os erros compostos de medição na função objetivo (57), da página 33, resultando na expressão (85).

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{CME}]\mathbf{W}[\mathbf{CME}] \quad (85)$$

onde:

\mathbf{CME} é o vetor com os erros compostos de medição, dimensão igual nm ;

Considerando a função objetivo dada por (85) e considerando que os erros de medição tem uma distribuição normal, esta função é dada por uma distribuição qui-quadrada.

De forma análoga ao teste qui-quadrado dos resíduos, em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013), se o valor obtido em (85) for maior que um valor crítico, determinado por uma tabela de distribuição qui-quadrada, existe pelo menos um erro grosseiro. O valor crítico é dado por um nível de significância e um grau de liberdade. Considerando que os erros de medições são independentes, o número de graus de liberdade considerado é igual ao número de medições, diferentemente do teste de qui-quadrado dos resíduos.

Portanto, há duas diferenças no teste de qui-quadrado dos erros compostos de medição em relação ao teste dos resíduos: é obtido um valor diferente para a função objetivo e, mesmo considerando um mesmo conjunto de medições, os valores críticos de detecção não são os mesmos para os dois testes, pois utilizam graus de liberdade diferentes.

3.3.2 Teste de maior erro composto normalizado: detecção e identificação de perdas comerciais

Portanto, semelhantemente ao teste de maior resíduo normalizado, em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013), os erros compostos podem ser normalizados pela expressão (86):

$$CME_i^N = \frac{|CME_i|}{\sigma_i} \quad (86)$$

onde:

CME_i^N é o erro composto da medição i normalizado.

Desta forma, o erro composto normalizado tem distribuição normal com média zero e variância igual a um. Se há apenas um dado errado no conjunto de medições, o maior erro composto normalizado corresponde a esta medição ou pseudomedição incorreta.

Conforme apresentado em 3.1, (GÓMEZ-EXPÓSITO; ABUR, 2009) procura relacionar os desvios padrões das medições com uma considerada precisão dos medidores. Em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S., 2013) é ressaltado que, na análise de erros grosseiros, as medições com erros são de igual confiabilidade. Por exemplo, se dois medidores têm defeito, as precisões destes medidores não importam, pois elas são válidas somente quando os medidores não apresentam problemas. Portanto, na análise de erros grosseiros, são adotados pesos proporcionalmente iguais para as medições.

Os pesos são proporcionalmente iguais, pois é necessário ressaltar que as medições têm magnitudes diversas e, portanto, um mesmo erro absoluto adicionado em medições

diferentes gera erros relativos diferentes. Por exemplo, a adição de um erro absoluto igual a 0,05 pu em uma medição de 1 pu, representa um erro relativo de 5%, mas em uma medição de 0,05 pu, representa um erro relativo de 100%. Portanto, medições de menor magnitude devem ter peso maior que as medições de maior magnitude na função objetivo, dado que erros absolutos iguais representam erros relativos maiores.

Para considerar o efeito das magnitudes das medições, em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S., 2013) é proposto ponderar os desvios padrões pelos valores de medição. Esta ponderação pode ser representada por (87).

$$\sigma_i = p_i \frac{|z_i|}{100} \quad (87)$$

onde:

p_i é um número real positivo;

Neste trabalho, na análise de erros grosseiros, os valores de p_i são considerados iguais para todas as medições de igual característica, portanto, fazendo uma diferenciação somente entre medições e pseudomedições. Se o erro grosseiro não é detectado, os valores de p_i são alterados, considerando a precisão de cada medição. Com estes valores é realizado um novo estimador de estados, que fornece os resultados finais.

Portanto, após realizar o estimador de estados, os erros compostos normalizados são calculados de acordo com (86) dada na página anterior. Se algum dos valores for maior que um valor de limiar determinado (por exemplo: 3) é considerada a existência de erro grosseiro. A medição identificada como errada é a com maior erro normalizado.

A metodologia sugere corrigir a medição associada ao maior erro composto normalizado e estimar os estados novamente. A correção é dada de acordo com item 3.3.3. Após a estimação de estados, o teste de maior erro composto normalizado é realizado novamente. A correção de medições através do teste é realizada até que o valor de limiar determinado não seja superado por nenhum dos valores. Este é um método de detecção e identificação de erros grosseiros, chamado de teste de maior erro composto normalizado, e está associado a um método de correção de medições com erros grosseiros.

3.3.3 Erro normalizado composto: correção de medições

Em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013; BRETAS, N.G.; PIERETI; BRETAS, A.S., 2013) é proposto o erro normalizado composto dado na expressão (88). Segundo a referência citada, a correção realizada com base em (88) é considerada mais precisa, pois é realizada no subespaço dos resíduos, de menor dimensão.

$$CNE_i = r_i^N \sqrt{\left(1 + \frac{1}{H_i^2}\right)} \quad (88)$$

onde:

CNE_i é o erro normalizado composto associado a uma medição i .

Em (BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; MARTINS, 2013), é demonstrado que a medição deve ser corrigida através da expressão (89). O sinal utilizado na equação é o sinal contrário ao obtido para o erro composto de medição, expressão (83) da página 42, reescrita abaixo. Como pode ser observado na expressão (83), se o erro composto é positivo, significa que a medição é superior ao valor estimado, logo deve ser reduzida pela correção, e, caso contrário, onde o erro composto é negativo, a medição é inferior ao valor estimado, logo deve ser aumentada pela correção.

$$z_i^{v+1} = z_i^v \pm \sigma_i (CNE_i) \quad (89)$$

$$CME_i = (z_i - h_i(\mathbf{x})) \sqrt{\left(1 + \frac{1}{H_i^2}\right)} \quad (83)$$

Neste trabalho, no método EEAE, é proposto utilizar uma forma alternativa para detectar as PC. Primeiro é utilizado o teste de qui-quadrado dos erros compostos, se o teste detectar PC, a medição com maior erro composto normalizado é corrigida através do erro normalizado composto.

Se o teste qui-quadrado não detectar PC, o teste de maior erro composto normalizado é aplicado, verificando se algum dos valores ultrapassa o limiar adotado. Caso este último teste detecte erro grosseiro, a medida com maior erro composto normalizado será corrigida somente se: a medida identificada já foi corrigida anteriormente ou a medida identificada está associada a uma barra onde outra medida já foi corrigida.

Esse processo é aplicado por dois motivos: a existência de perda comercial em uma barra está associada ao aumento da potência ativa e reativa na mesma barra e, no processo de correção de medições, é normal a medição com erro grosseiro ser corrigida mais de uma vez. Desta forma, para estes métodos, dois testes de detecção são utilizados e a correção é aplicada se um deles for verdadeiro.

3.4 ALGORITMOS DE ESTIMAÇÃO DE PERDAS BASEADOS EM ESTIMADOR DE ESTADOS

Os fluxogramas dos métodos EEAR e EEAE são apresentados na Figura 6 e Figura 7, respectivamente.

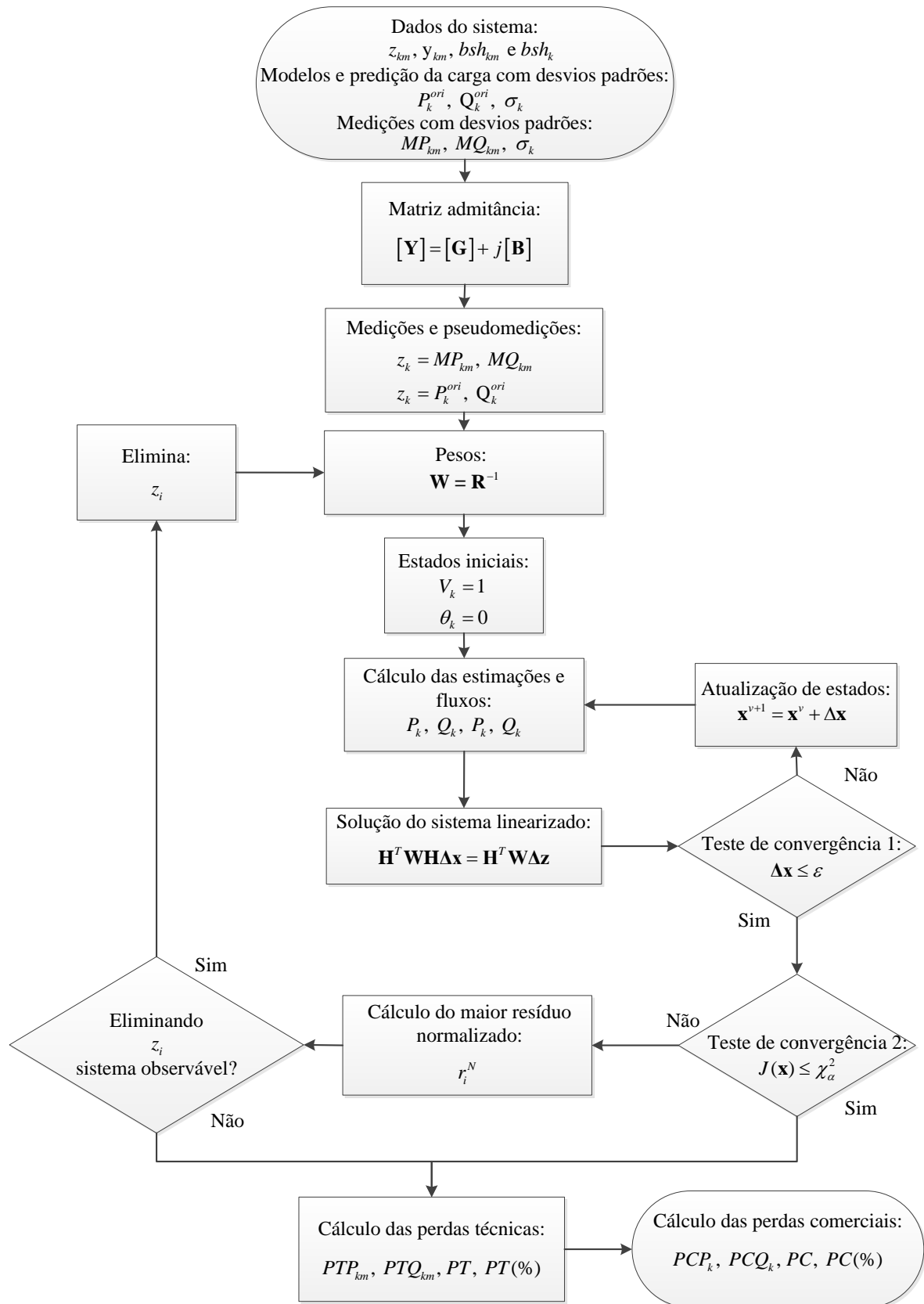


Figura 6 EEAR – Fluxograma.

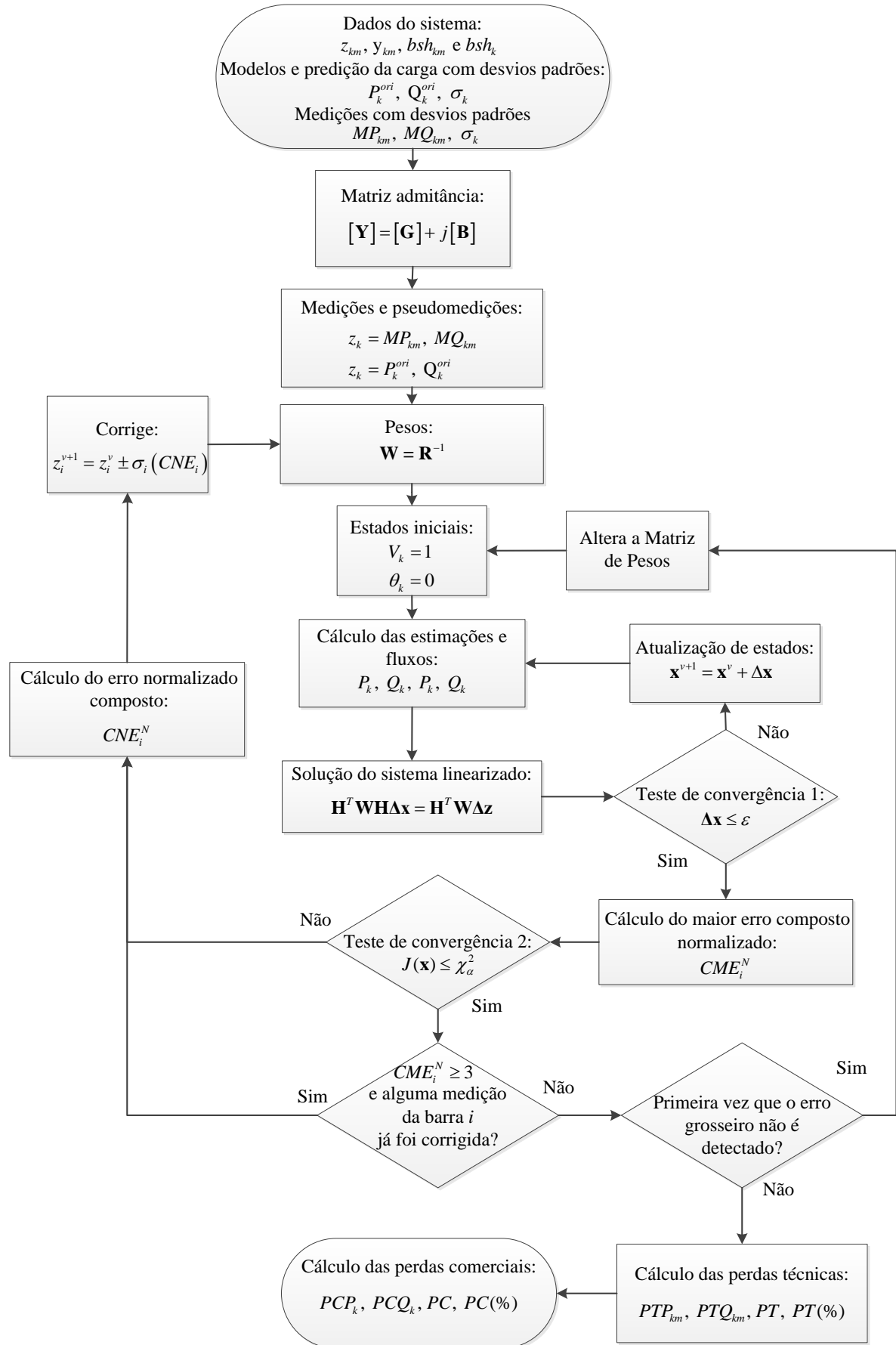


Figura 7 EEAE – Fluxograma.

4 ESTUDO DE CASO

O objetivo deste estudo é comparar o desempenho das metodologias na estimação de perdas técnicas e comerciais. O estudo é realizado em um sistema de distribuição, apresentando característica radial e sentido único de fluxo de potência, da subestação para as cargas. Porém, conforme metodologias apresentadas, o sistema é considerado equilibrado.

Neste sistema são considerados pontos de medição e predições de carga (pseudomedições). Em cada caso, são considerados níveis de inserção de PC diferentes, adicionando também um erro aleatório nas medições e predições de carga.

Os valores chamados de referência são os obtidos através de um fluxo de carga com o conhecimento das PC e dos erros aleatórios, simulando assim os casos reais. As medições utilizadas nos métodos são obtidas desta simulação, porém, nestas medições são adicionados erros aleatórios.

Portanto, as metodologias são aplicadas utilizando as medições com erros e sem o conhecimento das PC e dos erros aleatórios inseridos nas predições de carga. Os métodos estimam as PT nos segmentos e as PC nas barras e seus resultados são comparados com os valores de referência. Este capítulo apresenta o sistema e os casos propostos, finalizando com a demonstração dos resultados.

4.1 SISTEMA PROPOSTO

O sistema do estudo numérico é uma modificação do sistema de distribuição de treze barras da IEEE. O sistema original é uma rede de distribuição de 4,16 kV relativamente carregada, contendo cargas e linhas trifásicas, bifásicas e monofásicas, sendo que apresenta linhas aéreas e subterrâneas. As cargas são desequilibradas e apresentam diferentes modelos e conexões. Adicionalmente, o sistema apresenta um regulador de tensão, uma chave e um transformador de 4,16-0,48 kV, a Figura 8 ilustra o sistema. Neste trabalho, alguns valores são representados por seu valor em pu, a potência base utilizada é 5000 kVA, conforme (KERSTING, 2001b), onde também é dada especificação completa do sistema é dada.

As abreviações PQ, Z e I representam, respectivamente, cargas modeladas como potência constante, impedância constante e corrente constante. As abreviações D e Y representam, respectivamente, as conexões delta e estrela. Além das cargas concentradas demonstradas na figura abaixo, há uma carga distribuída entre as barras 632 e 671, com modelo Y-PQ. Para estudos em regime permanente, (KERSTING, 2001a) menciona que uma aproximação adequada é distribuir esta carga entre as duas barras.

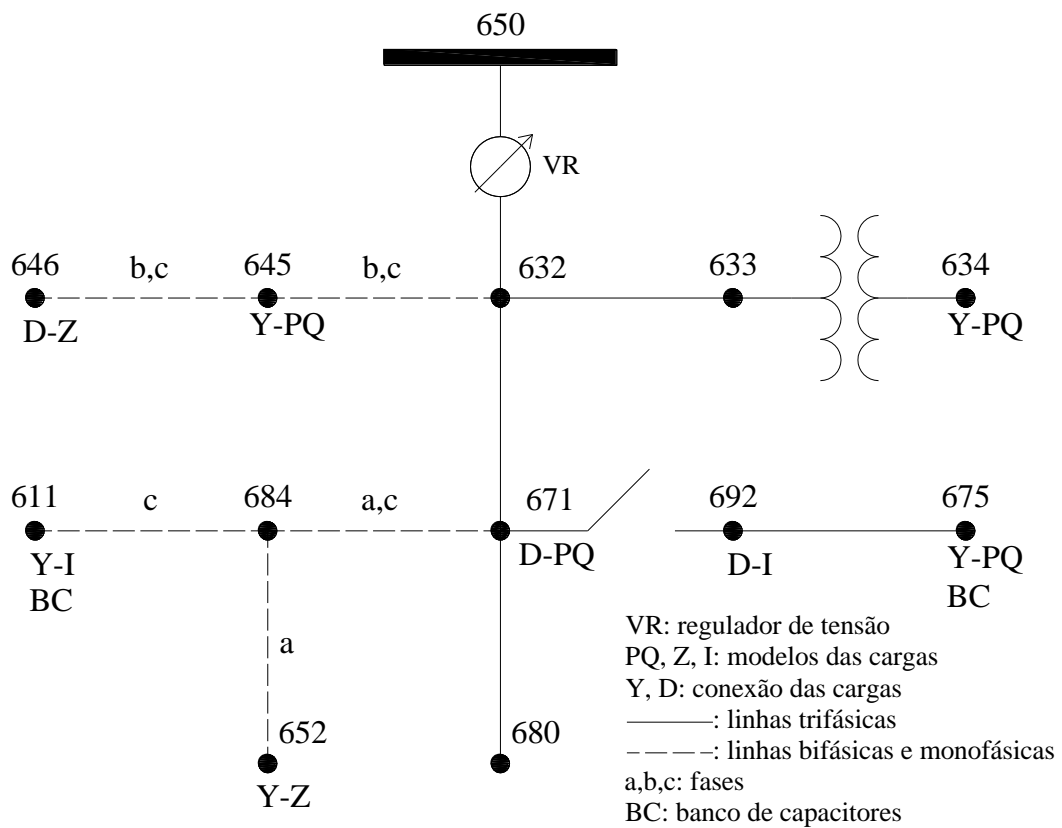


Figura 8 Sistema de 13 barras da IEEE (modificado).

Fonte: (KERSTING, 2001b).

No sistema proposto, o regulador de tensão é eliminado e a chave entre as barras 671 e 692 é considerada fechada. Dado que em (KERSTING, 2001b) é considerado uma chave ideal (sem impedância), as barras 671 e 692 tornam-se a mesma barra. Portanto, a barra 692 pode ser eliminada e sua carga pode ser atribuída à barra 671.

No estudo deste trabalho, o sistema é considerado equilibrado, portanto são consideradas somente as linhas trifásicas. Em (KERSTING, 2001b) há três configurações trifásicas, duas aéreas e uma subterrânea, chamadas de configurações 601, 602 e 606. As configurações aéreas 601 e 602 têm os espaçamentos dos condutores iguais, a única diferença é a posição das fases. A Figura 9 ilustra estas configurações e a Tabela 4 mostra os dados de seus condutores. O espaçamento da configuração subterrânea 606 é demonstrado na Figura 10 e os dados dos cabos desta configuração são demonstrados na Tabela 5.

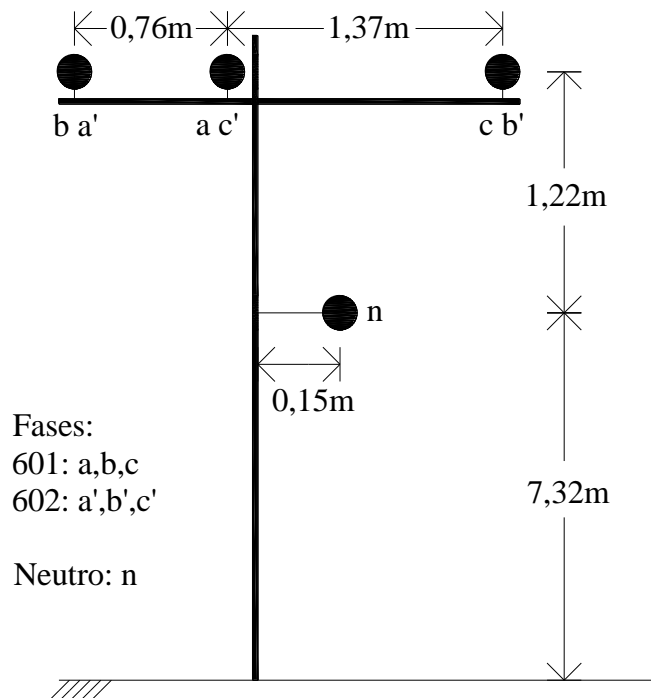


Figura 9 Espaçamento das configurações 601 e 602 (modificado).

Fonte: (KERSTING, 2001b).

Tabela 4 Dados dos condutores das configurações 601 e 602

Configuração	Fase (ACSR)	Neutro (ACSR)
601	556,500 26/7	4/0 6/1
602	4/0 6/1	4/0 6/1

Fonte: (KERSTING, 2001b).

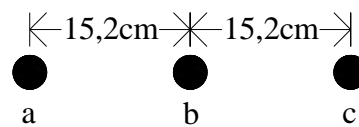


Figura 10 Espaçamento das configurações 606 (modificado).

Fonte: (KERSTING, 2001b).

Tabela 5 Dados dos cabos da configuração 606

Configuração	Cabo (AA CN)
601	250,000

Fonte: (KERSTING, 2001b).

As impedâncias séries e susceptância *shunt* das configurações das linhas são obtidas através das equações modificadas de Carson e da técnica de redução de Kron, apresentadas em (KERSTING, 2001a). Os valores de cada configuração são apresentados abaixo:

$$\mathbf{z}_{601} = \begin{bmatrix} 0,2153 + j0,6325 & 0,0969 + j0,3117 & 0,0982 + j0,2632 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,2097 + j0,6511 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,0954 + j0,2392 & 0,2121 + j0,6430 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

$$\mathbf{z}_{602} = \begin{bmatrix} 0,4676 + j0,7341 & 0,0982 + j0,2632 & 0,0969 + j0,3117 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,4645 + j0,7446 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,0954 + j0,2392 & 0,4621 + j0,7526 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

$$\mathbf{z}_{606} = \begin{bmatrix} 0,4960 + j0,2773 & 0,1983 + j0,0204 & 0,1770 - j0,0089 \\ 0,1983 + j0,0204 & 0,4903 + j0,2511 & 0,1983 + j0,0204 \\ 0,1770 - j0,0089 & 0,1983 + j0,0204 & 0,4960 + j0,2773 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

$$\mathbf{bsh}_{601} = \begin{bmatrix} 3,9145 & -1,2401 & -0,7826 \\ -1,2401 & 3,7032 & -0,4609 \\ -0,7826 & -0,4609 & 3,5037 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{km}$$

$$\mathbf{bsh}_{602} = \begin{bmatrix} 3,5412 & -0,6721 & -1,0504 \\ -0,6721 & 3,2184 & -0,0409 \\ -1,0504 & -0,0409 & 2,8992 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{km}$$

$$\mathbf{bsh}_{606} = \begin{bmatrix} 60,2045 & 0,0000 & 0,0000 \\ 0,0000 & 60,2045 & -0,4609 \\ 0,0000 & 0,0000 & 0,0000 \end{bmatrix} \mu\text{S}/\text{km}$$

Neste estudo, o sistema é considerado trifásico e equilibrado. Portanto, é considerada a aproximação: as impedâncias série e as susceptâncias *shunt* são dadas pelos valores de sequência positiva das matrizes apresentadas acima. Os valores de sequência positiva (z_{11} e bsh_{11}) são obtidos através das expressões (90) e (91) (KERSTING, 2001a) e são apresentados na Tabela 6.

$$\begin{bmatrix} z_{00} & z_{01} & z_{02} \\ z_{10} & z_{11} & z_{12} \\ z_{20} & z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (90)$$

$$\begin{bmatrix} bsh_{00} & bsh_{01} & bsh_{02} \\ bsh_{10} & bsh_{11} & bsh_{12} \\ bsh_{20} & bsh_{21} & bsh_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} bsh_{aa} & bsh_{ab} & bsh_{ac} \\ bsh_{ba} & bsh_{bb} & bsh_{bc} \\ bsh_{ca} & bsh_{cb} & bsh_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (91)$$

onde:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

z_{ii} e bsh_{ii} são as impedâncias e susceptâncias próprias da fase ou sequência i ;

z_{ij} e bsh_{ij} são as impedâncias e susceptâncias mútuas entre as fases ou sequências i e j ;

a , b e c são as fases do sistema;

0, 1 e 2 são as sequências zero, positiva e negativa;

Tabela 6 Impedância série e susceptância *shunt* das configurações de linhas no sistema proposto

Configuração	Impedância série (Ω/km)	Susceptância <i>shunt</i> ($\mu\text{S}/\text{km}$)
601	0,1156 + j0,3708	4,5350
602	0,3679 + j0,4724	3,9302
606	0,3029 + j0,2580	60,2045

A Tabela 7 descreve as características das linhas para o sistema proposto. Os comprimentos das linhas são os mesmos do sistema original, porém, as configurações são alteradas e seus os valores estão de acordo com a Tabela 6. O transformador considerado é o mesmo do sistema original e os seus dados são apresentados na Tabela 8.

Tabela 7 Características das linhas no sistema proposto

Barras	Configuração	Comprimento (m)
632 e 645	602	152,40
632 e 633	602	152,40
645 e 646	602	91,44
650 e 632	601	609,60
684 e 652	606	243,84
632 e 671	601	609,60
671 e 684	601	91,44
671 e 680	601	304,80
684 e 611	606	91,44
671 e 675	606	152,40

Tabela 8 Dados do transformador

Potência (kVA)	Tensão no primário (kV)	Tensão no secundário (kV)	Impedância (%)
500	4,16	0,48	1,1 + j2

Fonte: (KERSTING, 2001b).

Igualmente ao sistema original, são considerados dois bancos de capacitores com a mesma potência e nas mesmas barras, porém, os bancos são trifásicos equilibrados, conforme Tabela 9.

Tabela 9 Bancos de capacitores do sistema proposto

Barra	Potência por fase (kvar)
675	200
611	100

As cargas foram consideradas equilibradas e tiveram alterações em seus valores de potência por fase. Adicionalmente, cargas concentradas foram adicionadas nas barras originalmente sem carga, utilizando modelos de carga diversos.

Neste trabalho, os valores de carga são considerados como previsões de carga. Na metodologia dada por (JARDINI et al, 2000), as previsões de carga são dadas por um valor médio e um desvio padrão. Em seu estudo, os resultados demonstram que quanto maior o número de consumidores associado a uma barra ou transformador, menor será o seu desvio padrão, pois o comportamento atípico de um consumidor tem menor influência sobre o valor total.

Portanto, neste trabalho, é feita uma analogia com esta característica e é considerado que quanto maior a potência de uma previsão de carga, maior é o número de consumidores associado a ela, e, como consequência, menor é o seu desvio padrão. A Tabela 10 demonstra os valores médios de previsões de carga e os desvios padrões considerados.

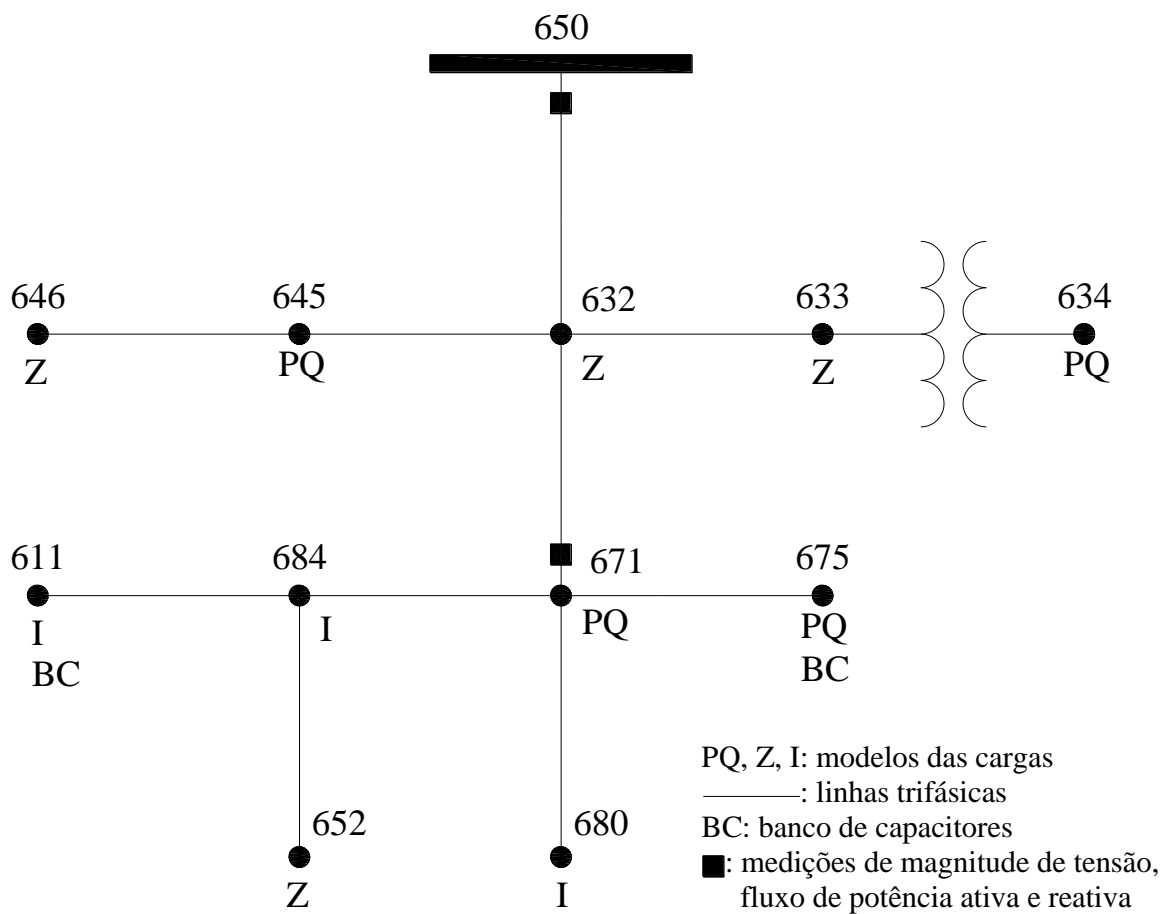
Tabela 10 Predição de carga do sistema proposto

Barra	Modelo	Potência – valor médio						Desvio padrão: porcentagem do valor médio (%)
		Ativa (P_k^{ori})		Reativa (Q_k^{ori})		Aparente (S_k^{ori})		
		kW	pu	kvar	pu	kVA	pu	
634	PQ	160	0,032	110	0,022	194	0,039	4
645	PQ	85	0,017	50	0,010	99	0,020	6
646	Z	120	0,024	80	0,016	144	0,029	5
652	Z	180	0,036	130	0,026	222	0,044	4
671	PQ	200	0,040	150	0,030	250	0,050	4
675	PQ	300	0,060	180	0,036	350	0,070	3
611	I	120	0,024	70	0,014	139	0,028	5
632	Z	70	0,014	40	0,008	81	0,016	6
633	Z	100	0,020	60	0,012	117	0,023	5
684	I	80	0,016	50	0,010	94	0,019	6
680	I	75	0,015	50	0,010	90	0,018	6

O sistema proposto considera apenas dois medidores ou pontos de medição, dados pela Tabela 11. Os desvios padrões das medições também são dados por uma porcentagem dos valores medidos, porém menores, considerando que as medições são mais precisas que as estimativas de carga. O sistema proposto é ilustrado pela Figura 11.

Tabela 11 Pontos de medição e medições

Barra com ponto de medição	Medição	Desvio padrão: porcentagem do valor da medição (%)
650	V_{650}	0,5
	$P_{650-632}$	
	$Q_{650-632}$	
671	V_{650}	1
	$P_{650-632}$	
	$Q_{650-632}$	

**Figura 11 Sistema proposto.**

4.2 CASOS PROPOSTOS

O objetivo dos casos propostos é simular sistemas com níveis diferentes de PC. Portanto, foram inseridas PC em duas barras, simulando casos com inserção em apenas uma e casos com inserção em ambas.

A Tabela 12 apresenta a porcentagem de PC inserida em cada barra com relação a sua própria predição de carga, dada por (92). Os valores inseridos de potência ativa e reativa são percentualmente iguais. O símbolo “-” é utilizado quando não há inserção de perda na barra, ou seja, o símbolo é utilizado no lugar do valor “0” para facilitar a visualização.

Tabela 12 Porcentagem de perda não técnica inserida com relação à predição de carga

Casos	Perda não técnica		
	$PCSi_{634}(\%)$	$PCSi_{675}(\%)$	$PCSi_{tot}(\%)$
1	100	-	10,9
2	-	100	19,7
3	100	100	30,6
4	75	-	8,2
5	-	75	14,7
6	75	75	22,9
7	50	-	5,5
8	-	50	9,8
9	50	50	15,3
10	25	-	2,7
11	-	25	4,9
12	25	25	7,6
13	15	-	1,6
14	-	15	2,9
15	15	15	4,6
16	-	-	0

$$PCSi_k(\%) = \frac{PCSi_k}{S_k^{ori}} \times 100\% \quad (92)$$

onde:

$PCSi_k(\%)$ é a porcentagem de perda comercial inserida na barra k ;

$PCSi_k$ é a perda comercial, em potência aparente, inserida na barra k ;

S_k^{ori} é a predição de potência aparente na barra k , valores da Tabela 10, página 54.

Estes valores representam uma porcentagem de PC com relação à predição de carga total, dada por (93).

$$PCSi_{tot}(\%) = \frac{PCSi_{tot}}{S_{tot}^{ori}} \times 100\% \quad (93)$$

onde:

$PCSi_{tot}(\%)$ é a porcentagem de perda comercial total inserida com relação a predição de carga total;

$PCSi_{tot}$ é a perda comercial total inserida, em potência aparente;

S_{tot}^{ori} é a predição total de potência aparente.

Portanto, os valores em pu das perdas comerciais adicionadas para cada caso são demonstrados na Tabela 13. Na análise de erros grosseiros, é comum apresentar o número de desvios padrões que o erro grosseiro (neste estudo, PC) proporciona. Estes valores também são apresentados na Tabela 13, fazendo uma correspondência com as expressões (94) e (95). O símbolo “-” nesta tabela também é utilizado quando não há inserção de perda na barra.

$$PCPi_k = \beta_k \sigma(P_k^{ori}) \quad (94)$$

$$PCQi_k = \beta_k \sigma(Q_k^{ori}) \quad (95)$$

Onde:

$PCPi_k$ e $PCQi_k$ são as PC em potência ativa e reativa inseridas na barra k ;

$\sigma(P_k^{ori})$ e $\sigma(Q_k^{ori})$ são os desvios padrões das predições de potência ativa e reativa da barra k . Os valores são dados pela Tabela 10, página 53, e são iguais em porcentagem, porém, seu valor absoluto é diferente;

β_k é o número de desvios padrões relacionado a perda comercial na barra k ;

Tabela 13 Perdas não técnicas nos casos propostos

Casos	PCP_{634} (pu)	PCQ_{634} (pu)	β_{634}	PCP_{675} (pu)	PCQ_{675} (pu)	β_{675}
1	0,0320	0,0220	25,00	-	-	-
2	-	-	-	0,0600	0,0360	33,33
3	0,0320	0,0220	25,00	0,0600	0,0360	33,33
4	0,0240	0,0165	18,75	-	-	-
5	-	-	-	0,0450	0,0270	25,00
6	0,0240	0,0165	18,75	0,0450	0,0270	25,00
7	0,0160	0,0110	12,50	-	-	-
8	-	-	-	0,0300	0,0180	16,67
9	0,0160	0,0110	12,50	0,0300	0,0180	16,67
10	0,0080	0,0055	6,25	-	-	-
11	-	-	-	0,0150	0,0090	8,33
12	0,0080	0,0055	6,25	0,0150	0,0090	8,33
13	0,0048	0,0033	3,75	-	-	-
14	-	-	-	0,0090	0,0054	5,00
15	0,0048	0,0033	3,75	0,0090	0,0054	5,00
16	-	-	-	-	-	-

4.3 VALORES DE REFERÊNCIA E APLICAÇÃO DOS MÉTODOS

Os valores de referência são os valores que simulam os casos reais em cada caso. Estes valores são obtidos através de um fluxo de carga conforme apresentado no Capítulo 2. Para

cada caso, as potências esperadas a serem usadas no fluxo de carga são dadas através de duas etapas.

Primeiro, em todas as predições de carga, dadas na Tabela 10 da página 54, são adicionados erros aleatórios, dados por uma distribuição normal com média zero e desvio padrão de acordo com os valores apresentados na mesma tabela. A adição destes erros é representada por (96) e (97). Esta etapa considera que, ao simular qualquer caso real, a predição de carga apresenta erros aleatórios gaussianos. Estes erros são diferentes em cada simulação, ou seja, em cada caso.

$$P_k^{en} = P_k^{ori} + en\left(0, \sigma\left(P_k^{ori}\right)\right) \quad (96)$$

$$Q_k^{en} = Q_k^{ori} + en\left(0, \sigma\left(Q_k^{ori}\right)\right) \quad (97)$$

onde:

P_k^{en} e Q_k^{en} são as predições de carga com erros gaussianos;

en é o erro adicionado, dada por uma distribuição normal com média zero e desvio padrão dado pela Tabela 10, página 54.

A segunda etapa consiste em adicionar as perdas comerciais nas barras escolhidas, de acordo com as expressões (98) e (99). Os valores adicionados são dados na Tabela 13, página anterior.

$$P_k^{eg} = P_k^{en} + PCP_k, \quad (98)$$

$$Q_k^{eg} = Q_k^{en} + PCQ_k, \quad (99)$$

onde:

P_k^{eg} e Q_k^{eg} são as predições de carga com erros gaussianos e PC.

Nas barras 634 e 675 são adicionadas as perdas comerciais propostas, nas demais barras, este valor é nulo. Portanto, as potências esperadas do fluxo de carga que obtém os valores de referência são dadas por (98) e (99). Adicionalmente, são considerados os diferentes modelos de carga, conforme item 2.2.

Após realizar o fluxo de carga, os valores das perdas técnicas em cada segmento são dados pelas equações (14) e (15), a perda técnica total é dada pela equação (18) e a sua porcentagem com relação à entrada de energia é dada pela equação (19), todas dadas na página 20.

Com os valores estimados de potências nas barras (P_k e Q_k) através do fluxo de carga, as PC são dadas pelas expressões (42) e (43) da página 26. Portanto, os erros

gaussianos também são considerados como PC. A perda comercial total é dada por (44), página 27, e a porcentagem de perda comercial é dada pela expressão (31) da página 23. Os resultados são apresentados na Tabela 14. Dada a aleatoriedade dos erros nas predições de carga, as PC totais para os casos 10 e 13 obtiveram valores próximos do caso 16, onde não é inserida uma PC significativa em uma das barras. Também é possível observar que no caso 10 foi inserida uma PC maior na barra 634 que no caso 13, mas o resultado da PC total é maior para o caso 13 devido à aleatoriedade dos erros.

Tabela 14 Valores de referência de perda técnica e não técnica em cada caso

Casos	PT		PC	
	kVA	%	kVA	%
1	73,29	3,91	181,14	9,67
2	86,46	4,29	316,40	15,70
3	104,27	4,72	499,14	22,60
4	68,24	3,73	142,59	7,79
5	78,89	4,06	246,58	12,70
6	91,93	4,39	388,85	18,58
7	64,39	3,64	89,78	5,07
8	72,54	3,89	173,87	9,33
9	79,63	4,06	262,76	13,41
10	58,74	3,44	25,84	1,52
11	61,81	3,56	58,66	3,37
12	64,66	3,65	88,06	4,97
13	57,22	3,41	27,81	1,66
14	60,83	3,51	54,68	3,15
15	62,48	3,56	74,29	4,24
16	55,25	3,34	22,09	1,33

O resultado do fluxo de carga também fornece as medições, apresentadas na Tabela 11 da página 55, em cada caso. O estudo de caso considera erros de medição, portanto, aos valores obtidos no fluxo de carga são adicionados erros aleatórios dados por uma distribuição normal, com média zero e desvio padrão conforme a mesma tabela. As equações (100) a (102) demonstram esta adição.

$$P_{km}^{en} = P_{km} + en(0, \sigma(P_{km})), \quad (100)$$

$$Q_{km}^{en} = Q_{km} + en(0, \sigma(Q_{km})), \quad (101)$$

$$V_k^{en} = V_k + en(0, \sigma(V_k)), \quad (102)$$

Onde:

P_{km}^{en} , Q_{km}^{en} e V_k^{en} são os fluxos de potência ativa e reativa e a magnitude de tensão com erros gaussianos.

Na aplicação das metodologias de estimação de PT e PC são considerados os valores de predição de carga originais dados pela Tabela 10 da página 54, sem a adição de erros, pois estes erros não são conhecidos. Portanto, os métodos de fluxo de carga utilizam estes valores como potências esperadas nas barras e os métodos de estimação de estados utilizam estes valores como pseudomedições de injeção de potência.

Adicionalmente, dado que os modelos de carga não são obtidos com facilidade, é considerado o desconhecimento dos modelos de carga, e todas as cargas são modeladas como potência constante.

Conforme apresentado, as medições estão sujeitas a erros, portanto são dadas pelas expressões (100) a (102) da página anterior. Estes valores são utilizados como medições de fluxos de potência e magnitude de tensão nos métodos baseados em estimador de estados. Os métodos baseados em fluxo de carga utilizam apenas os valores relacionados às medições de fluxo de potência.

No estimador de estados clássico, EEAR, como é considerado que as predições de carga são dadas por um valor médio e um desvio padrão, os desvios padrões das pseudomedições são dados pelos valores da Tabela 10, página 54. Os desvios padrões das medições são dados pela equação (59), da página 34. O fundo de escala do medidor é considerado o dobro do valor medido.

No EEAE, os desvios padrões são dados pela equação (87) da página 44. Na análise de erros grosseiros, quando o objetivo é detectar e identificar perdas comerciais, as pseudomedições são consideradas de igual confiabilidade, assim, o valor de p é considerado igual a cinco para todas as barras. De forma análoga, é adotado um valor de p igual para todas as medições, sendo este igual a 0,5. Se o erro grosseiro não é detectado, os valores dos desvios padrões são alterados, adotando os valores da Tabela 10 para as pseudomedições e os valores da Tabela 11 para as medições, página 54 e 55.

Neste estudo de caso, primeiramente é analisado os resultados da detecção e identificação de perdas comerciais dadas pelos métodos baseado em estimador de estados. Posteriormente, são verificados os resultados na correção de medições com perdas comerciais pelo EEAE. Para finalizar, são analisados os resultados na estimação de PT e PC pelos métodos baseados em fluxo de carga e estimação de estados.

Os algoritmos foram desenvolvidos no programa computacional MATLAB. No desenvolvimento dos métodos, todas as grandezas foram utilizadas em pu. Foram adotados

valores de tolerância para convergência, apresentados nos fluxogramas das páginas 29, 30, 48 e 49 com os símbolos ε , ε_1 e ε_2 , iguais. O valor escolhido foi de 10^{-6} .

4.4 RESULTADOS DA DETECÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS

A Tabela 15 apresenta os resultados na detecção de perdas comerciais utilizando o teste de qui-quadrado.

Para ambos os métodos, EEAR e EEAE, é considerado o nível de significância igual 0,05. Os valores críticos para este nível são apresentados na Tabela 3 da página 39. No EEAR, o grau de liberdade é adotado como o número de medições menos o número de estados a estimar ($nm - ne = 28 - 23 = 5$), portanto, o valor crítico inicial é dado por 11,07. Ao eliminar medições, este valor diminui de acordo com a mesma tabela. No EEAE, o grau de liberdade é igual ao número de medições ($nm = 28$) e, portanto, o valor crítico é dado por 44,46.

Tabela 15 Detecção de perdas comerciais através do teste qui-quadrado

Casos	EEAR		EEAE	
	$J(\mathbf{x})$ pu	Detecção	$J(\mathbf{x})$ pu	Detecção
1	79,73	Sim	1244,74	Sim
2	349,41	Sim	1340,31	Sim
3	447,38	Sim	2186,61	Sim
4	49,83	Sim	751,91	Sim
5	162,10	Sim	506,49	Sim
6	267,57	Sim	1247,00	Sim
7	24,38	Sim	349,08	Sim
8	99,00	Sim	319,82	Sim
9	123,04	Sim	475,20	Sim
10	7,36	Não	127,09	Sim
11	11,04	Não	49,67	Sim
12	18,51	Sim	112,83	Sim
13	2,71	Não	11,08	Não
14	9,12	Não	28,43	Não
15	8,62	Não	49,78	Sim
16	4,83	Não	34,24	Não

A detecção de perdas comerciais pelo teste qui-quadrado com EEAR funcionou de forma adequada para 67 % dos casos, e com EEAE, para 87 % dos casos.

A detecção está relacionada ao nível de inserção de perdas comerciais. O método com análise de erro composto apresentou melhor desempenho, não detectando somente os casos 13 e 14. Nestes casos, os erros grosseiros são de baixa magnitude, dados por apenas 3,75

desvios padrões na barra 634 e 5,00 desvios padrões na barra 675, conforme Tabela 13, página 57. Conforme Tabela 12, página 56, os níveis de perdas comerciais inseridas para os casos 13 e 14 são inferiores a 3 % da carga total. Os erros gaussianos adicionados em cada barra têm desvios padrões próximos a 5 %, portanto, o valor de inserção total de perdas comerciais é próximo dos erros gaussianos, dificultando a detecção.

No teste qui-quadrado com o uso de resíduos, os resultados foram análogos, ao diminuir o nível de perdas, estas passam a não ser detectadas. Porém, um número maior de casos não é detectado. Além dos casos 13 e 14, não são detectados perdas comerciais nos casos 10, 11 e 15. Conforme a Tabela 13, os casos 10 e 11 apresentam os desvios padrões mais altos, 6,25 e 8,33, nas barras 634 e 675, respectivamente. Conforme Tabela 12, em todos os casos, os valores de perdas comerciais com relação à carga total são inferiores 5 %, ou seja, também estão próximos dos erros adicionados. Como apresentado anteriormente, o resíduo é uma parcela do erro composto e, portanto, a sua análise é menos sensível que a análise dos erros compostos, motivo da detecção de um número menor de casos.

4.5 RESULTADOS DA IDENTIFICAÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS

A Tabela 16 demonstra os valores dos maiores resíduos normalizados obtidos sequencialmente em cada caso, bem como a medição que corresponde a este valor. Nesta tabela, a expressão “NO” significa que eliminação desta medição torna o sistema não observável, portanto, nestes casos ela não é realizada. O símbolo “-” indica que erros grosseiros não são mais detectados ou que a medição identificada anteriormente não pôde ser eliminada para garantir a observabilidade do sistema. Portanto, ao aparecer o “-”, a análise de erros grosseiros foi realizada e o algoritmo finaliza. A tabela demonstra os dados até a iteração quatro, pois foi o número máximo de medições eliminadas. Os casos onde não ocorreu detecção, não são apresentados na tabela.

A Tabela 17, de forma análoga, demonstra os valores dos maiores erros compostos normalizados. Nesta tabela, o símbolo “-” indica que o erro grosseiro não é mais detectado ou que a medição já foi identificada em iterações anteriores. Na metodologia EEAE, há casos em que são aplicadas mais de uma correção em uma mesma medição, portanto, a tabela apresenta apenas o valor da primeira vez em que a medição foi identificada. A tabela demonstra os dados até a iteração quatro, pois foi o número máximo de medições corrigidas, os casos onde não houve detecção também não são demonstrados.

Tabela 16 Medição e valor do maior resíduo normalizado - EEAR

Casos	Iterações			
	1	2	3	4
1	P_{634} (7,56)	$Q_{650-632}$ (4,23)	-	-
2	Q_{652} (14,37)	Q_{671} (11,86)	-	-
3	P_{652} (15,09)	P_{684} (13,42): NO	-	-
4	P_{634} (6,09)	$Q_{650-632}$ (3,40)	-	-
5	P_{652} (11,13)	P_{684} (6,17): NO	-	-
6	P_{652} (12,33)	Q_{671} (9,29)	$P_{671-632}$ (4,27)	Q_{634} (3,20)
7	P_{634} (4,15)	-	-	-
8	P_{652} (7,98)	P_{684} (5,92): NO	-	-
9	P_{652} (9,00)	Q_{611} (5,59)	$P_{671-632}$ (2,94)	-
12	P_{652} (3,29)	-	-	-

Tabela 17 Medição e valor do maior erro composto normalizado - EEAE

Casos	Iterações			
	1	2	3	4
1	Q_{634} (19,25)	P_{634} (17,38)	-	-
2	P_{675} (20,45)	Q_{675} (19,41)	-	-
3	P_{675} (20,58)	Q_{675} (18,22)	Q_{634} (18,23)	P_{634} (9,03)
4	Q_{634} (14,53)	P_{634} (14,13)	-	-
5	P_{675} (15,45)	Q_{675} (9,49)	-	-
6	P_{675} (16,40)	Q_{634} (13,44)	Q_{675} (12,42)	P_{634} (9,83)
7	P_{634} (9,72)	Q_{634} (8,73)	-	-
8	P_{675} (11,06)	Q_{675} (8,80)	-	-
9	P_{675} (11,82)	Q_{675} (7,55)	P_{634} (7,14)	Q_{634} (5,78)
10	Q_{634} (7,83)	-	-	-
11	Q_{675} (3,81)	P_{675} (2,98)	-	-
12	Q_{634} (6,71)	P_{675} (4,40)	-	-
15	Q_{634} (3,18)	-	-	-

A Tabela 18 apresenta um resumo da identificação de medições. Como pode ser observado nesta tabela, no método EEAR houve a identificação de 10 % das medições com PC, enquanto que na EEAE, houve identificação de 75 % das medições com PC.

Tabela 18 Resumo da identificação de perdas comerciais

Casos	Maior resíduo normalizado - EEAR				Maior erro composto normalizado - EEAE			
	P_{634}	Q_{634}	P_{675}	Q_{675}	P_{634}	Q_{634}	P_{675}	Q_{675}
1	Sim	Não	-	-	Sim	Sim	-	-
2	-	-	Não	Não	-	-	Sim	Sim
3	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
4	Sim	Não	-	-	Sim	Sim	-	-
5	-	-	Não	Não	-	-	Sim	Sim
6	Não	Sim	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
7	Sim	Não	-	-	Sim	Sim	-	-
8	-	-	Não	Não	-	-	Sim	Sim
9	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
10	Não	Não	-	-	Não	Sim	-	-
11	-	-	Não	Não	-	-	Sim	Sim
12	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Não
13	Não	Não	-	-	Não	Não	-	-
14	-	-	Não	Não	-	-	Não	Não
15	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Não	Não

No método EEAE, em nenhum dos casos, a medição foi identificada de forma incorreta. Os casos onde não houve identificação correspondem aos casos onde a detecção falhou devido aos baixos níveis de perdas comerciais inseridas, conforme mencionado anteriormente. Além dos casos 13 e 14, onde não ocorre nenhuma detecção, em dois casos a detecção e identificação ocorreram de forma correta nas primeiras iterações, porém, após as correções nestas medições, os erros nas outras medições não são detectados. Os casos 12 e 15 deveriam identificar quatro medições, mas identificam duas e uma, respectivamente.

O autor atribui os erros na identificação do método EEAR principalmente aos desvios padrões adotados, sendo necessário um estudo mais aprofundado.

4.6 RESULTADOS DA CORREÇÃO DE MEDIÇÕES

A Tabela 19 e a Tabela 21 apresentam os valores, respectivamente, das pseudomedições na barra 634 e 675 após as correções e os seus respectivos valores de referência. As correções são realizadas através da expressão (89) da página 45.

A Tabela 20 e a Tabela 22 apresentam os erros absolutos e relativos das correções, conforme expressões (103) e (104), para as barras 634 e 675, respectivamente. As tabelas mostram somente os casos que tiveram correções em pelo menos uma das pseudomedições. O símbolo “-” é utilizado para as pseudomedições não corrigidas.

$$ea = |Va^{ref} - Va^{est}| \quad (103)$$

$$er = \frac{|Va^{ref} - Va^{est}|}{Va^{est}} \times 100\% \quad (104)$$

onde:

ea é o erro absoluto;

er é o erro relativo;

Va^{ref} é o valor de referência;

Va^{est} é o valor estimado ou corrigido;

Tabela 19 Valores de referência e com correções na barra 634 - EEAE

Casos	P_{634}^{ref} (pu)	P_{634}^{est} (pu)	Q_{634}^{ref} (pu)	Q_{634}^{est} (pu)
1	0,0659	0,0599	0,0448	0,0390
3	0,0622	0,0646	0,0453	0,0436
4	0,0553	0,0535	0,0385	0,0339
6	0,0567	0,0490	0,0389	0,0479
7	0,0499	0,0444	0,0340	0,0288
9	0,0472	0,0420	0,0319	0,0328
10	-	-	0,0297	0,0277
12	-	-	0,0278	0,0268
15	-	-	0,0242	0,0277

Tabela 20 Erro na correção das pseudomedições da barra 634 - EEAE

Casos	P_{634}		Q_{634}	
	ea (pu)	er (%)	ea (pu)	er (%)
1	0,0060	9,10	0,0058	12,95
3	0,0024	3,86	0,0017	3,75
4	0,0018	3,25	0,0046	11,95
6	0,0077	13,58	0,0090	23,14
7	0,0055	11,02	0,0052	15,29
9	0,0052	11,02	0,0009	2,82
10	-	-	0,0020	6,73
12	-	-	0,0010	3,60
15	-	-	0,0035	14,16

Os resultados apresentados para as duas barras demonstram que aparentemente não há uma relação entre o nível de perdas inseridas e o erro na correção da medição. Como pode ser observado pelos erros relativos, não há um aumento ou redução clara dos casos com maiores PC para os casos com menores PC. Adicionalmente, a magnitude da medição não influenciou nos erros, pois para a barra 634, os maiores erros são associados à medição de menor magnitude (P_{634}) e na barra 675 estão associados à medição de maior magnitude (P_{675}).

Porém, é observado que os erros associados às medições da barra 634 foram maiores. Na análise do autor, as correções da barra 634 foram influenciadas de forma mais significativa pelos erros inseridos nas predições de carga e nos medidores, bem como os erros dados pela desconsideração dos modelos de carga.

Tabela 21 Valores de referência e com correções na barra 675 - EEAE

Casos	P_{675}^{ref} (pu)	P_{675}^{est} (pu)	Q_{675}^{ref} (pu)	Q_{675}^{est} (pu)
2	0,1198	0,1125	0,0730	0,0729
3	0,1206	0,1086	0,0735	0,0701
5	0,1070	0,0979	0,0607	0,0637
6	0,1044	0,0969	0,0631	0,0583
8	0,0939	0,0857	0,0580	0,0617
9	0,0917	0,0853	0,0543	0,0580
11	0,0729	0,0733	0,0448	0,0471
12	0,0724	0,0796	-	-

Tabela 22 Erro na correção das pseudomedições da barra 675 - EEAE

Casos	P_{675}		Q_{675}	
	ea (pu)	er (%)	ea (pu)	er (%)
2	0,0073	6,09	0,0001	0,14
3	0,0120	9,95	0,0034	4,63
5	0,0091	8,50	0,0030	4,94
6	0,0075	7,18	0,0048	7,61
8	0,0082	8,73	0,0037	6,38
9	0,0064	6,98	0,0037	6,81
11	0,0004	0,55	0,0023	5,13
12	0,0072	9,94	-	-

4.7 RESULTADOS DA ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

A Tabela 23 apresenta o erro absoluto e relativo na estimação de PT e PC totais no método FCCM.

Neste método, ao comparar medições com o fluxo resultante, as PT geradas pelas PC são adicionadas às PC. A estimação das PT sempre é a mesma, dada pelas predições de carga originais.

Tabela 23 Erro na estimação de perdas totais no método FCCM

Casos	PT		PC	
	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)
1	16,27	22,21	23,66	13,06
2	29,45	34,06	38,80	12,26
3	47,25	45,32	39,30	7,87
4	11,22	16,45	21,54	15,10
5	21,87	27,73	14,41	5,84
6	34,92	37,98	31,81	8,18
7	7,38	11,46	15,60	17,38
8	15,53	21,41	18,19	10,46
9	22,62	28,40	13,24	5,04
10	1,72	2,94	7,94	30,74
11	4,79	7,75	1,11	1,88
12	7,64	11,82	7,33	8,33
13	0,21	0,37	3,04	10,92
14	3,82	6,28	14,87	27,19
15	5,46	8,75	0,45	0,61
16	1,76	3,19	11,34	51,34

A Figura 12 apresenta a relação do erro na estimação com o aumento das PC. O eixo horizontal são os valores de referência das PC, dados pela Tabela 14 da página 59, e o eixo vertical é o erro relativo na estimação de PT, apresentado na última tabela. Importante ressaltar que o gráfico apresenta os casos em ordem crescente dos valores de referência de PC, conforme Tabela 24. O erro aumenta com o aumento das PC, como esperado, com a obtenção de erros relativos maiores que 40%.

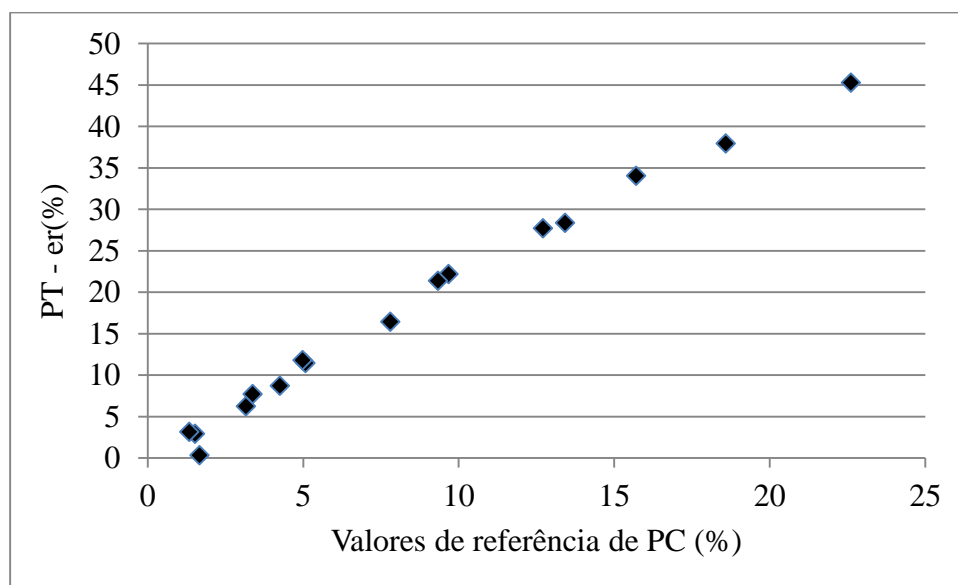
**Figura 12 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – FCCM.**

Tabela 24 Valores de referência de PC em ordem crescente

Casos	PC (%)
16	1,33
10	1,52
13	1,66
14	3,15
11	3,37
15	4,24
12	4,97
7	5,07
4	7,79
8	9,33
1	9,67
5	12,70
9	13,41
2	15,70
6	18,58
3	22,60

A Figura 13 realiza a mesma comparação da Figura 12, porém, para as PC. Com o aumento do nível de PC, o erro relativo tende a diminuir, por dois motivos: o valor de PC é alto comparado com os erros aleatoriamente inseridos e, conforme Tabela 14 da página 59, o aumento das PC resulta em um aumento inferior das PT, logo, o erro na estimação de PT tem menor influência na estimação das PC.

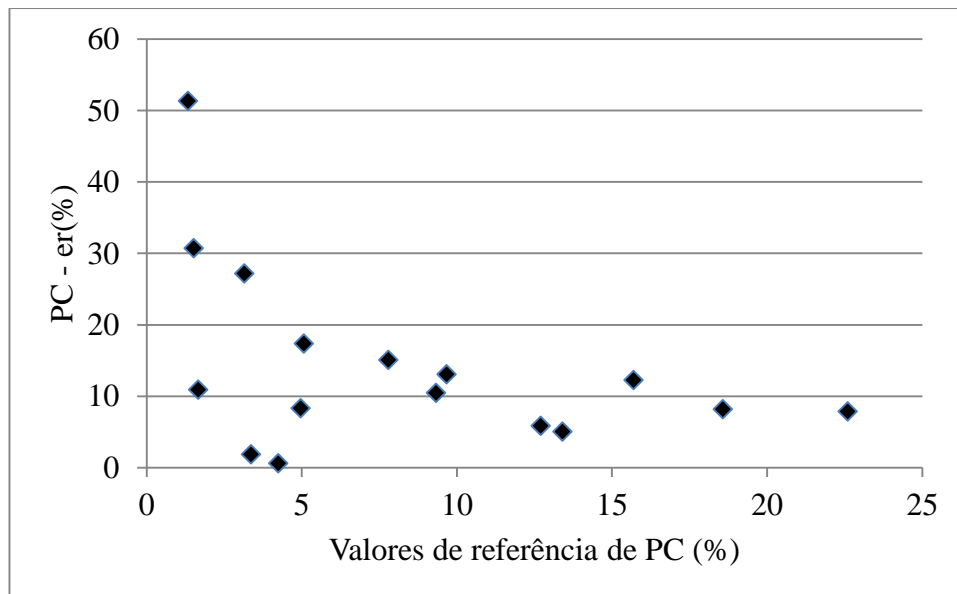


Figura 13 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – FCCM.

Para valores de perdas comerciais abaixo de 5 %, o erro relativo se torna mais significativo devido ao fato de os erros gaussianos adicionados terem magnitudes próximas deste valor. Para valores acima de 5 %, os erros são inferiores a 20 %, sendo que em cada caso, a aleatoriedade dos erros também influencia o seu resultado.

A Tabela 25 apresenta o erro absoluto e relativo na estimação de PT e PC totais no método FCFC.

Tabela 25 Erro na estimação de perdas totais no método FCFC

Casos	PT		PC	
	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)
1	4,64	6,33	12,05	6,65
2	1,63	1,88	14,15	4,47
3	5,34	5,12	0,55	0,11
4	1,82	2,67	13,14	9,21
5	0,05	0,06	1,57	0,64
6	3,00	3,27	3,04	0,78
7	1,26	1,96	14,61	16,27
8	0,08	0,11	6,62	3,81
9	2,07	2,60	3,91	1,49
10	1,56	2,66	11,70	45,26
11	0,41	0,66	3,60	6,14
12	0,67	1,05	4,09	4,64
13	0,23	0,41	4,81	17,29
14	1,08	1,78	13,16	24,07
15	0,43	0,69	4,32	5,82
16	0,19	0,35	7,22	32,67

A Figura 14 e a Figura 15 apresentam os erros relativos das perdas técnicas e comerciais com relação ao aumento das perdas comerciais. Com relação ao método anterior, pode se verificar uma redução significativa no erro da estimação das perdas técnicas, em todos os casos, os erros foram abaixo de 7 %. Adicionalmente, diferentemente do método FCCM, não é verificada uma relação direta entre o aumento de perdas comerciais e o erro, estes são dados de forma aleatória, como os erros adicionados.

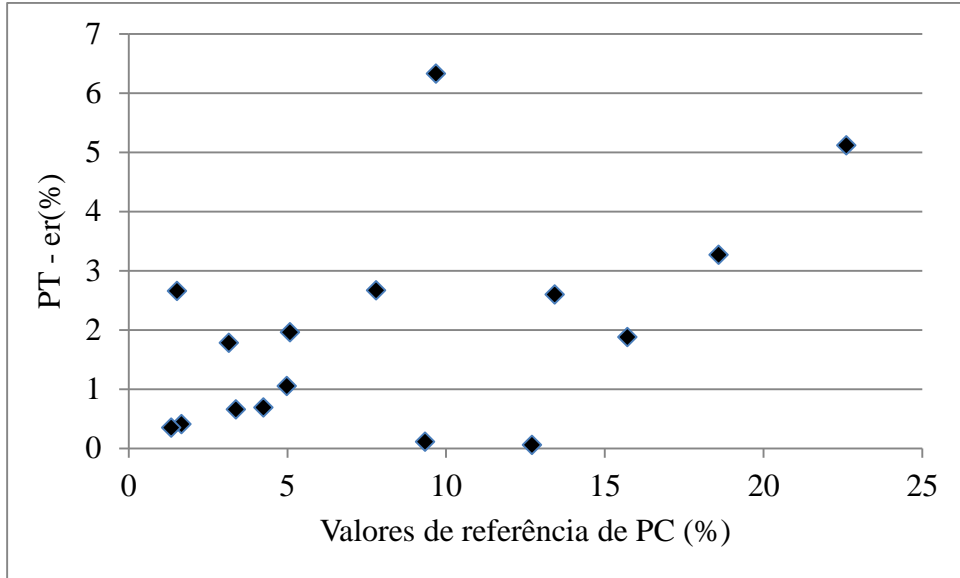


Figura 14 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – FCFC.

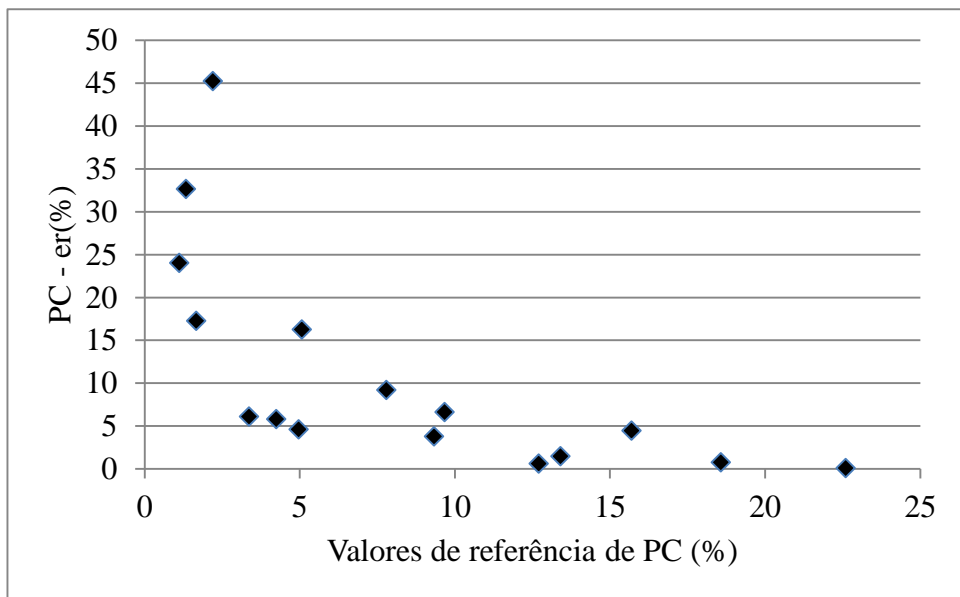


Figura 15 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – FCFC.

Igualmente ao caso anterior, houve redução do erro na estimação das PC com o aumento da PC, porém, apresentou melhores resultados que o método anterior, para perdas comerciais acima de 5 %, os erros foram menores que 10 %, e para perdas comerciais acima de 10 %, os erros foram menores que 5 %. Os altos erros associados aos baixos níveis de perdas comerciais, inferiores a 5 %, também foram verificados.

A Tabela 26 apresenta o erro absoluto e relativo na estimação de PT e PC totais no método EEAR.

Tabela 26 Erro na estimação de perdas totais no método EEAR

Casos	PT		PC	
	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)
1	3,93	5,36	0,22	0,12
2	3,00	3,47	27,55	8,71
3	8,36	8,02	149,17	29,89
4	1,49	2,19	0,38	0,27
5	0,93	1,18	18,13	7,35
6	2,42	2,63	1,02	0,26
7	0,92	1,43	12,14	13,52
8	1,06	1,46	10,26	5,90
9	0,54	0,68	12,25	4,66
10	2,36	4,01	19,10	73,89
11	0,64	1,03	15,40	26,25
12	1,14	1,76	19,97	22,67
13	0,58	1,01	13,00	46,76
14	0,16	0,26	4,80	8,78
15	2,10	3,36	26,16	35,21
16	0,31	0,57	0,71	3,23

A Figura 16 e Figura 17 apresentam o erro na estimação das PT e PC com relação ao aumento das PC. O comportamento dos erros têm características análogas ao método anterior.

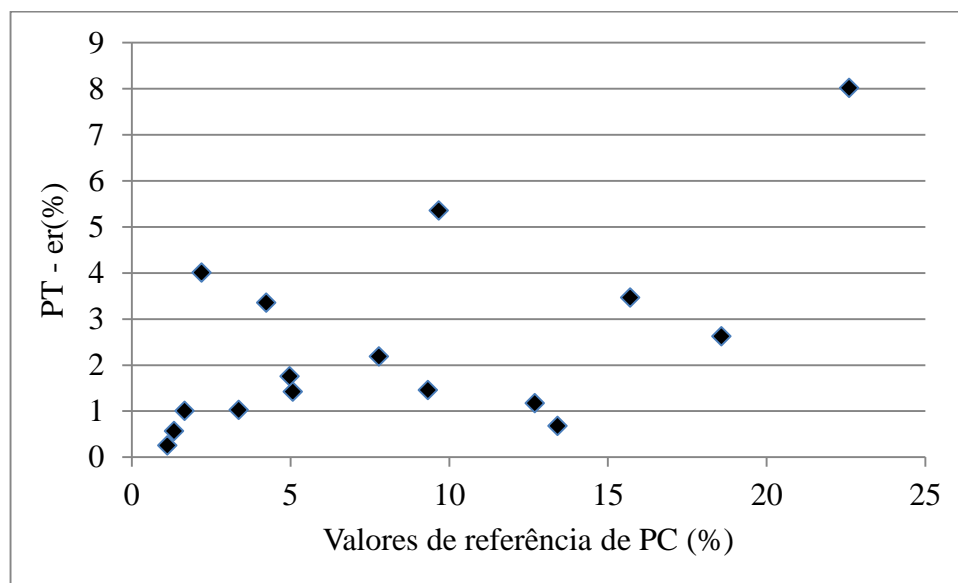


Figura 16 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – EEAR.

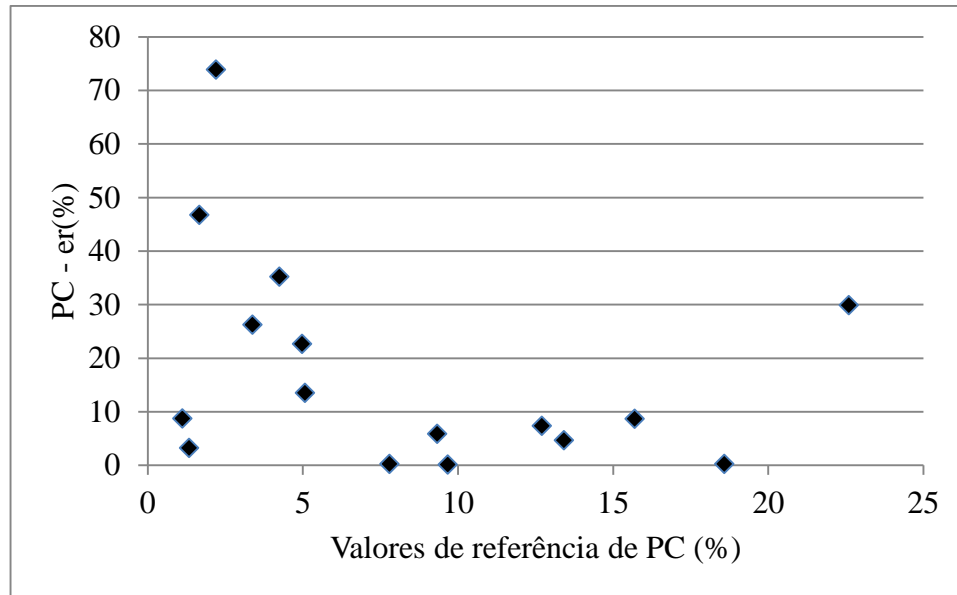


Figura 17 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – EEAR.

Os erros na estimação das perdas técnicas são inferiores a 6 % e os erros na estimação de perdas comerciais, para valores de perdas comerciais acima de 5 %, são inferiores a 10%. Porém, há uma exceção, o caso 3. Para este caso, os erros nas estimções de perdas técnicas e comerciais foram de 8 % e 30 %, respectivamente. Neste caso, como visto na Tabela 16 da página 63, a eliminação da medição identificada com erro grosseiro não é realizada na segunda iteração para manter a observabilidade do sistema.

Este efeito também ocorre nos casos 5 e 8, porém, nestes casos somente há erro em duas medições, no caso 3, há erro em quatro medições. Este motivo influenciou no erro elevado no caso 3, valor anormal aos demais.

A Tabela 27 apresenta o erro absoluto e relativo na estimação de PT e PC totais no método EEAE.

A Figura 18 e Figura 19 apresentam o erro na estimação das PT e PC com relação ao aumento das PC para o método com análise de erros compostos. Os erros apresentaram características semelhantes aos métodos FCFC e EEAR. Porém, as estimções obtiveram melhores resultados. Os erros nas perdas técnicas foram inferiores a 2,5 % para todos os casos, e os erros para as perdas comerciais foram menores que 5 % para perdas comerciais com valores acima de 5 %.

Tabela 27 Erro na estimação de perdas totais no método EEAE

Casos	<i>PT</i>		<i>PC</i>	
	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)	<i>ea</i> (kVA)	<i>er</i> (%)
1	0,83	1,14	8,46	4,67
2	0,89	1,03	14,56	4,60
3	1,45	1,39	3,34	1,45
4	0,76	1,12	7,69	5,39
5	0,83	1,05	4,60	1,87
6	0,43	0,47	6,68	1,72
7	0,81	1,26	5,68	6,33
8	0,65	0,89	4,15	2,39
9	1,58	1,99	9,85	3,75
10	1,23	2,10	10,37	40,11
11	0,37	0,60	1,01	1,73
12	0,12	0,18	1,20	1,37
13	0,92	1,59	7,24	26,04
14	0,64	1,05	2,13	3,90
15	1,10	1,76	14,54	19,57
16	0,67	1,21	5,10	23,07

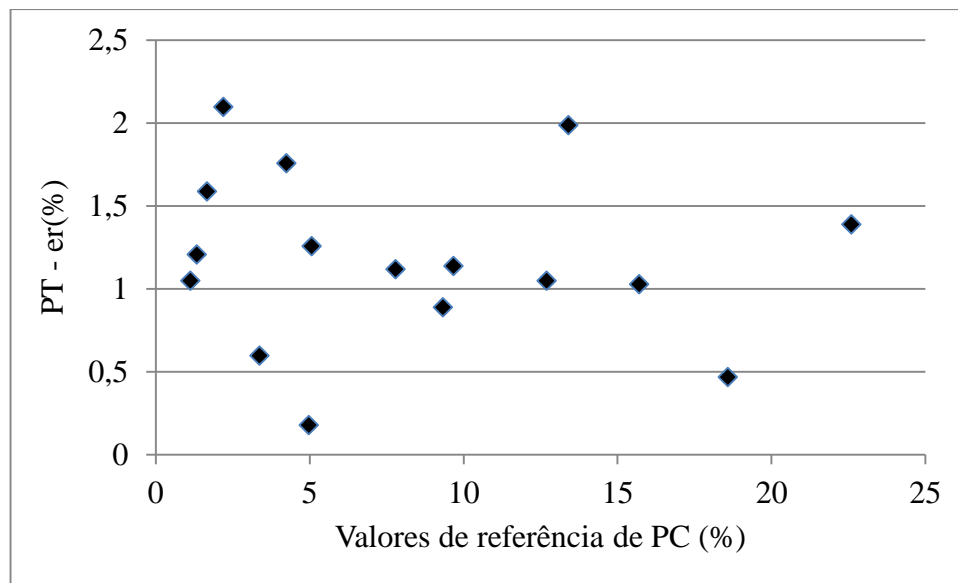


Figura 18 Relação entre o erro na estimação de perdas técnicas e as perdas comerciais – EEAE.

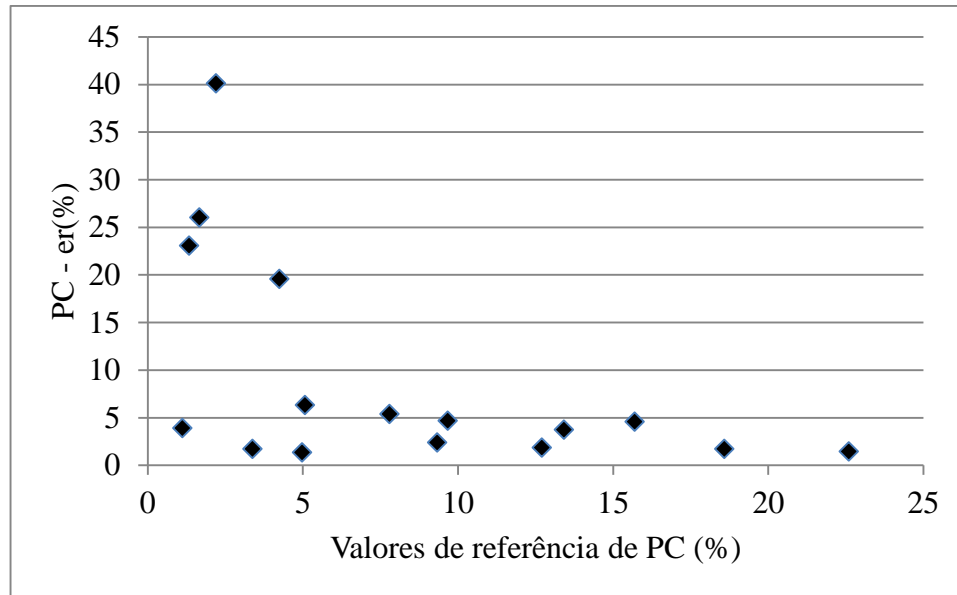


Figura 19 Relação entre o erro na estimação de perdas comerciais e as perdas comerciais – EEAE.

4.8 ANÁLISE DA DISTRIBUIÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS

Este item analisa a distribuição das perdas comerciais nos métodos propostos. O método de comparações de medições é desconsiderado, pois não apresenta uma estimação da perda comercial em cada barra. São analisados três dos casos propostos. Primeiro, são analisados os casos 2 e 6, onde os três métodos obtiveram bons resultados na estimação total de perdas.

A Figura 20 e a Figura 21 apresentam os valores de referência para os casos 2 e 6, é possível verificar nas figuras que as barras onde foram adicionadas as perdas comerciais estão bem identificadas, pois os valores de perdas inseridas são altos. No caso 2, há perda comercial na barra 675 e no caso 6, na barra 634 e 675.

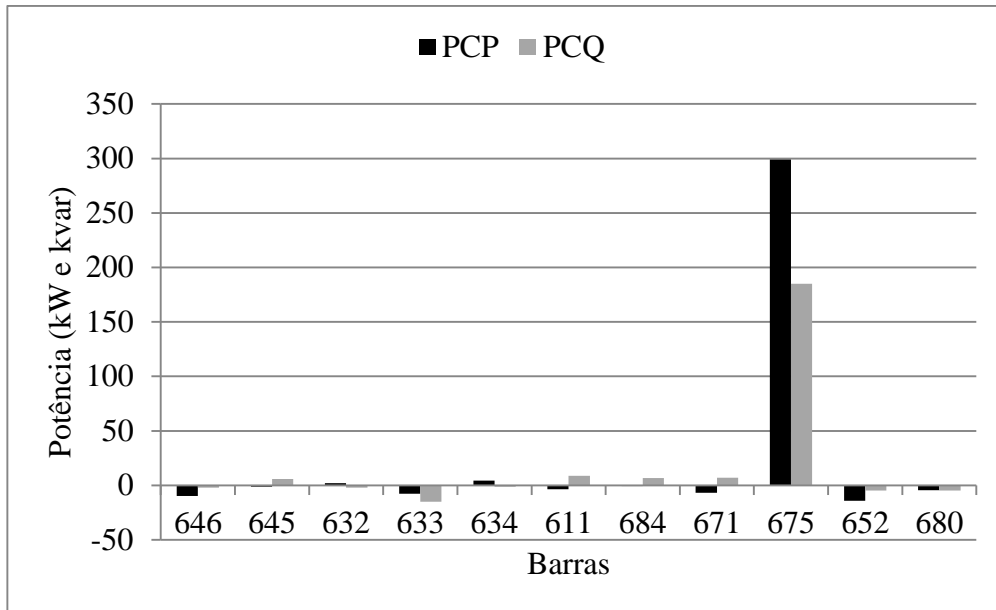


Figura 20 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – valores de referência.

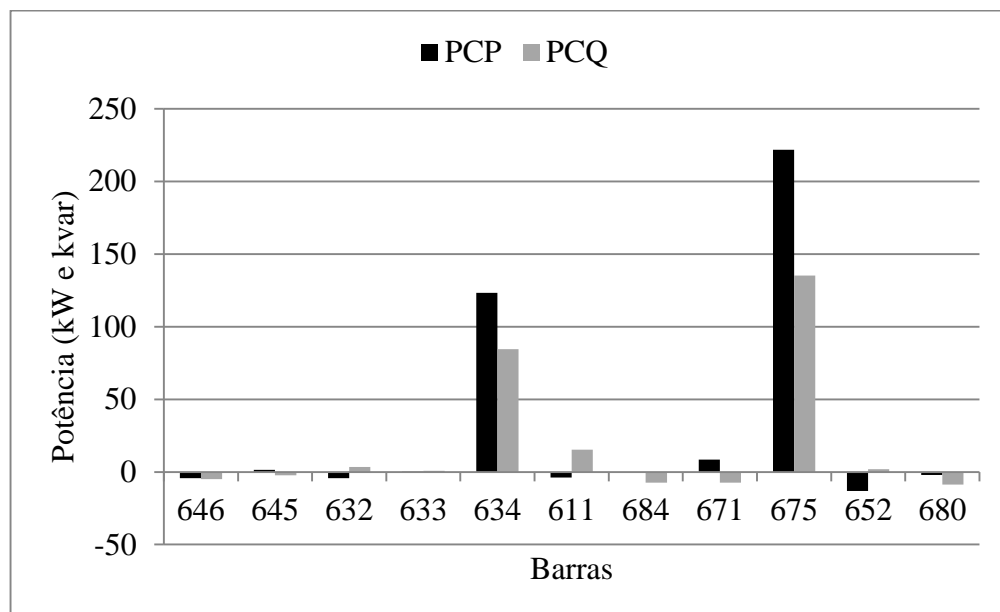


Figura 21 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – valores de referência.

A Figura 22 e a Figura 23 apresentam os valores obtidos para os casos 2 e 6 utilizando o método de FCFC. Conforme proposto pelo método, as figuras demonstram que as perdas comerciais são distribuídas a jusante do ponto de medição, de forma proporcional as magnitudes das cargas. Não há uma identificação da barra com PC.

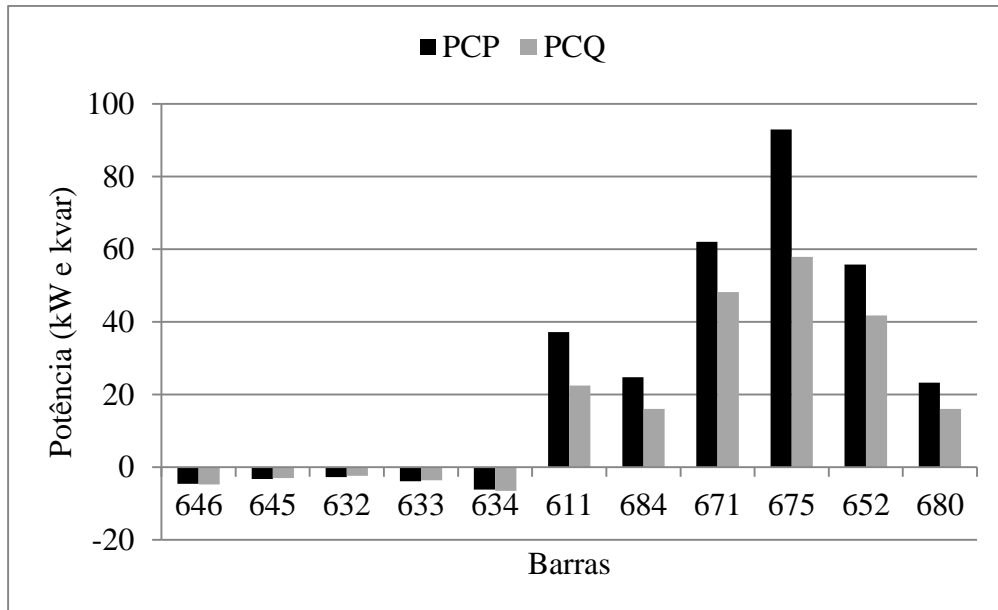


Figura 22 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – FCFC.

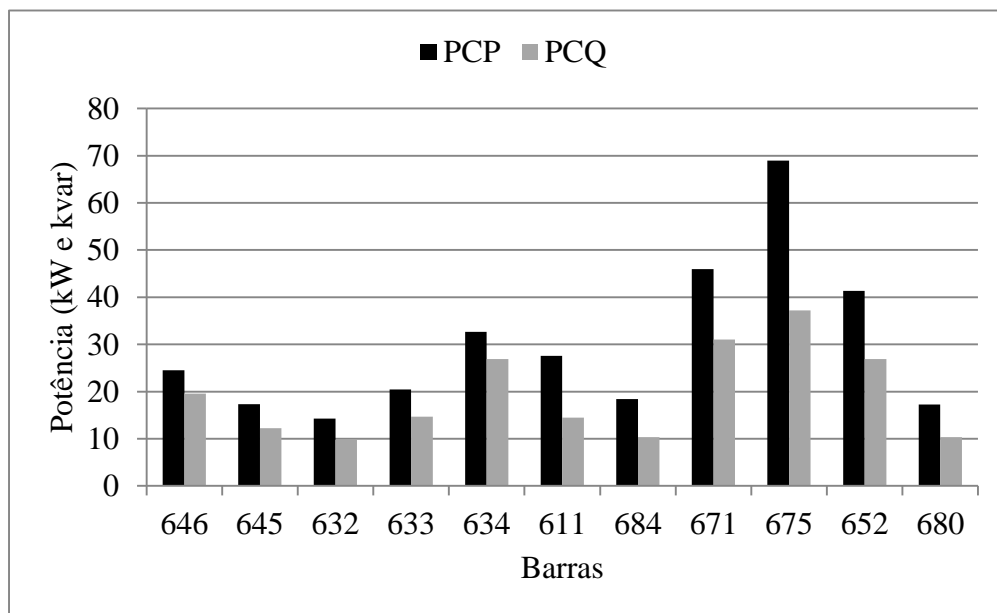


Figura 23 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – FCFC.

A Figura 24 e a Figura 25 demonstram os valores obtidos no método EEAR para os casos 2 e 6. Conforme esperado pela metodologia, as figuras demonstram que as perdas comerciais foram atribuídas as medições com maior resíduo normalizado e, portanto, eliminadas. Com as figuras torna-se mais claro a identificação incorreta.

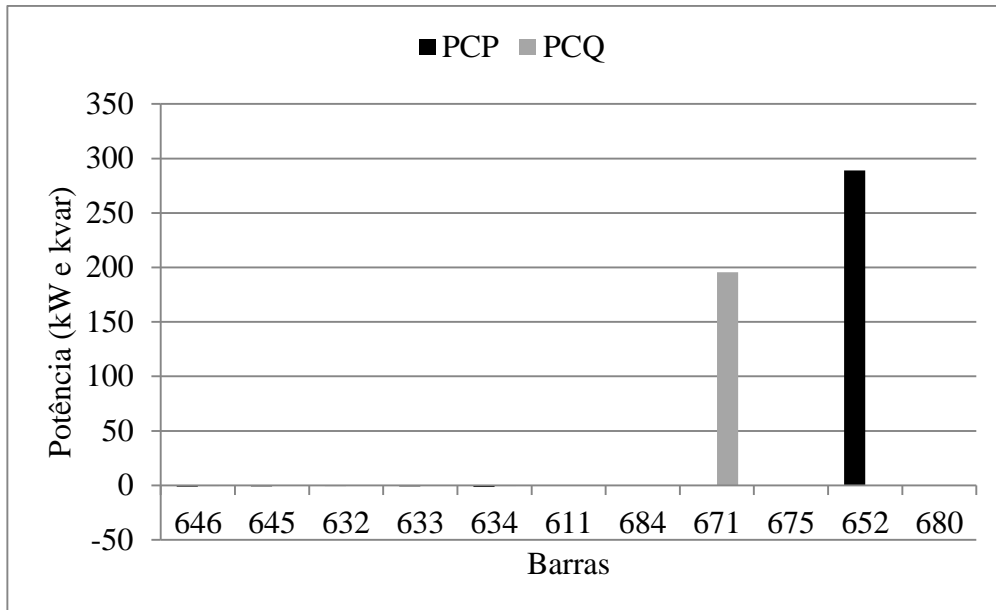


Figura 24 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – EEAR.

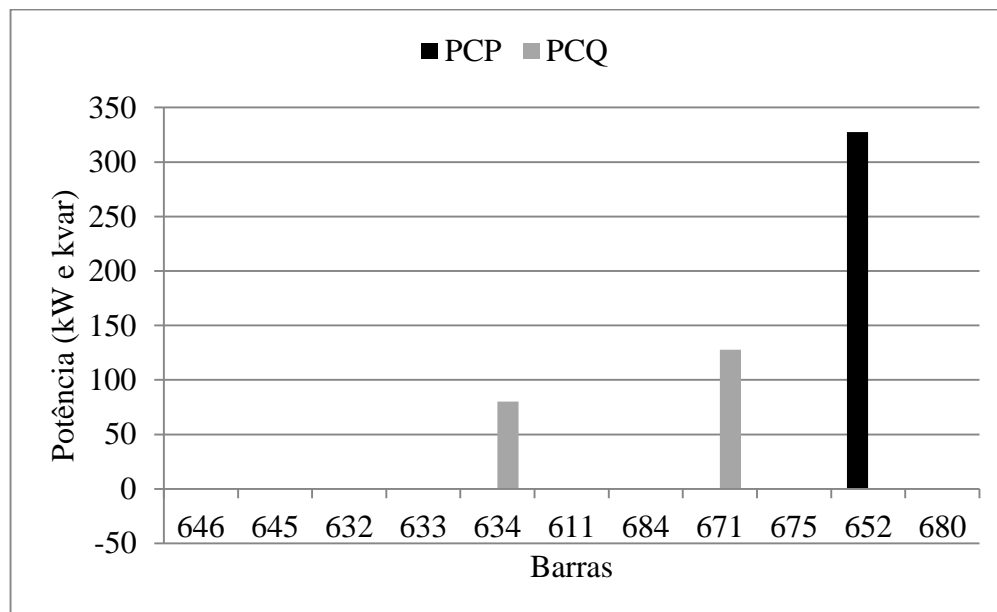


Figura 25 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – EEAR.

A Figura 26 e a Figura 27 demonstram as estimações de perdas comerciais dadas pelo método EEAE para os casos 2 e 6. Conforme é esperado, as perdas comerciais foram atribuídas às medições corrigidas na metodologia. É possível observar o bom desempenho da identificação e correção.

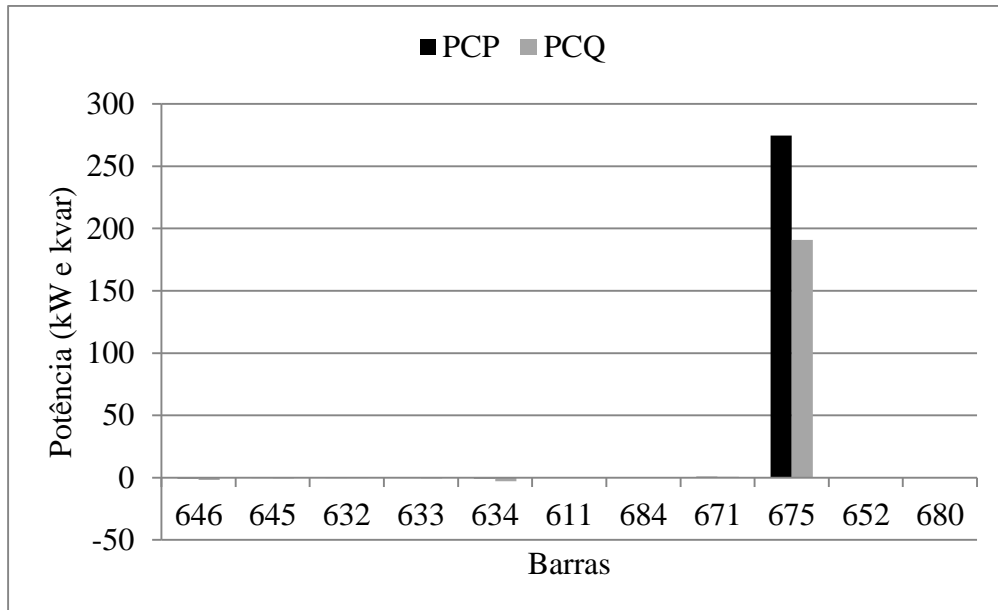


Figura 26 Distribuição de perdas comerciais no caso 2 – EEAE.

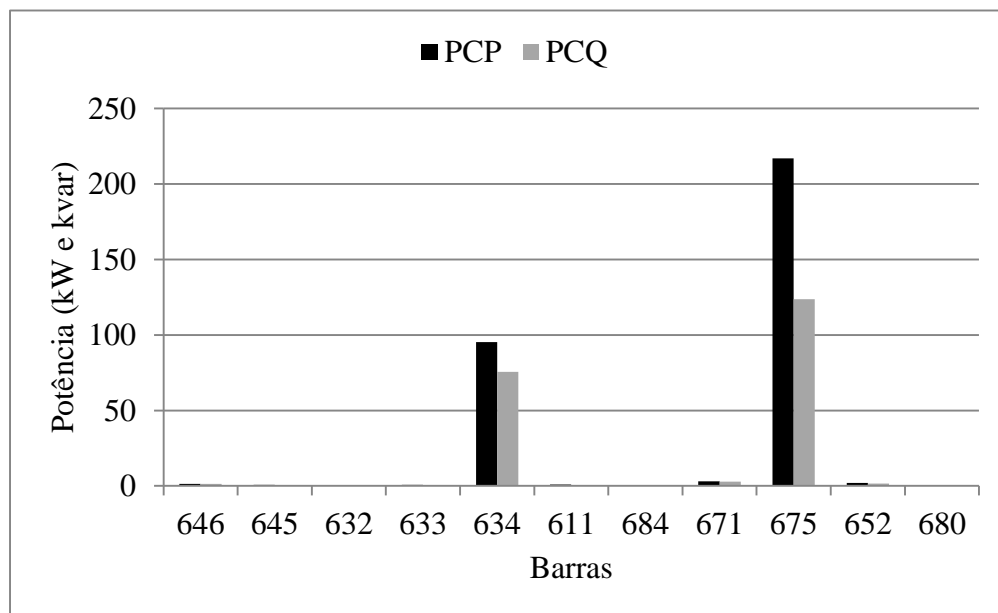


Figura 27 Distribuição de perdas comerciais no caso 6 – EEAE.

Posteriormente, é analisado o caso 13, onde os erros foram elevados nos três métodos. Nos valores de referência apresentados na Figura 28, as PC adicionadas na barra 634 apresentam valores mais próximos dos erros dados de forma aleatória nas demais barras.

Os resultados dos métodos FCFC, EEAR e EEAE são apresentados na Figura 29, Figura 30 e Figura 31, respectivamente. Ao adicionar PC com valores próximos dos erros aleatórios, os métodos obtiveram resultados semelhantes, não identificando a barra 634.

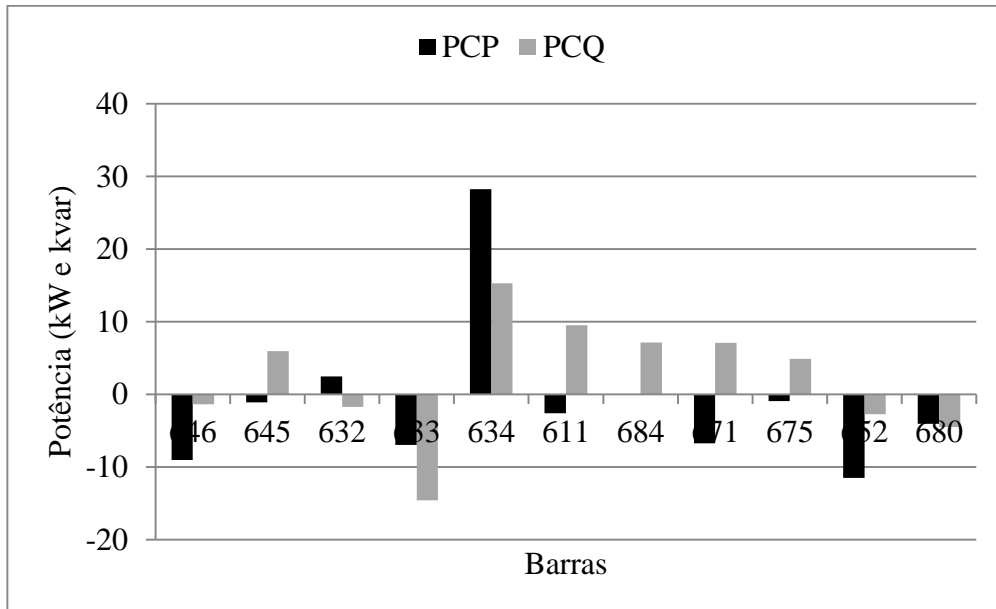


Figura 28 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – valores de referência.

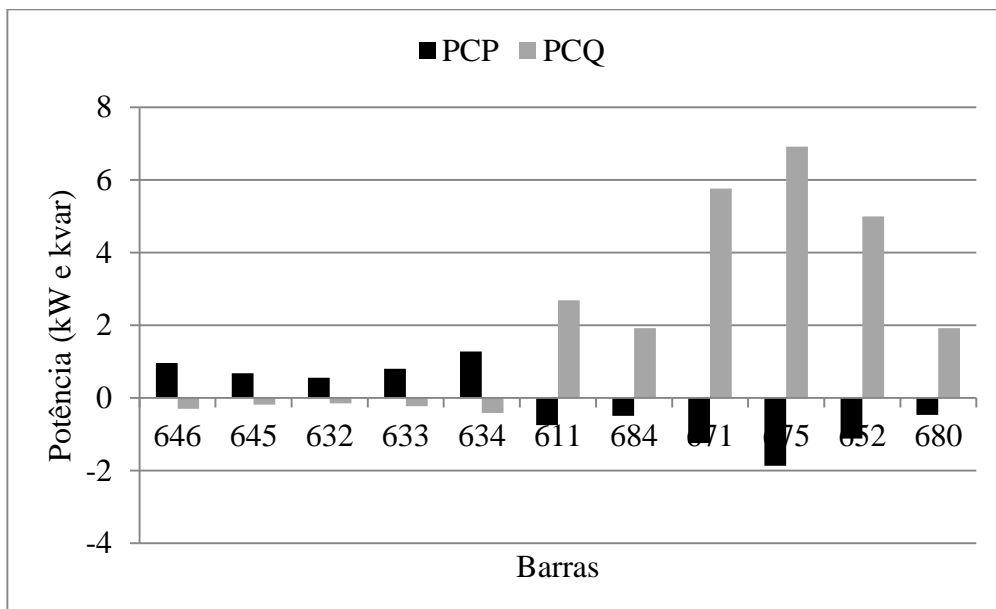


Figura 29 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – FCFC.

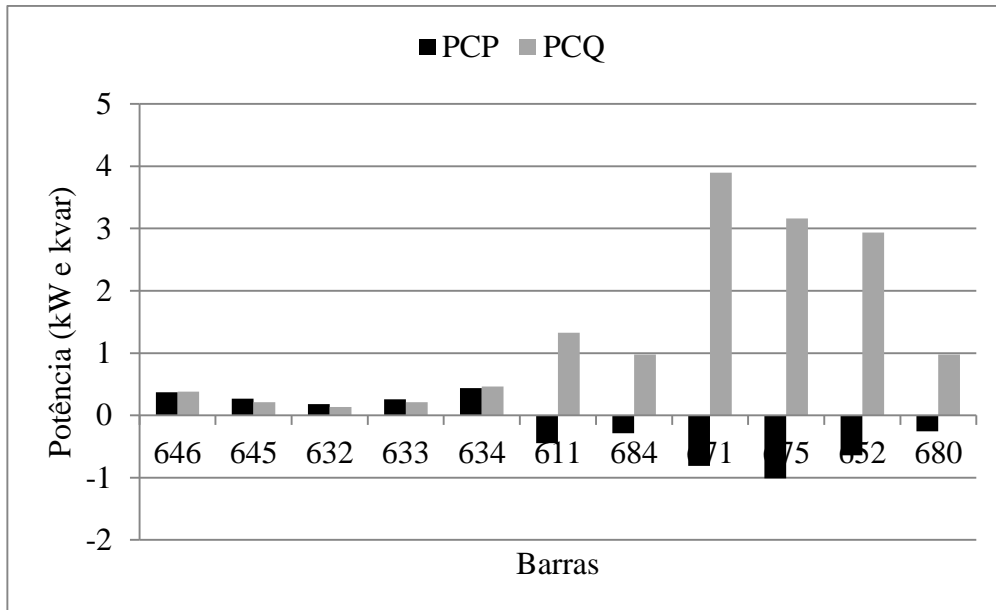


Figura 30 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – EEAR.

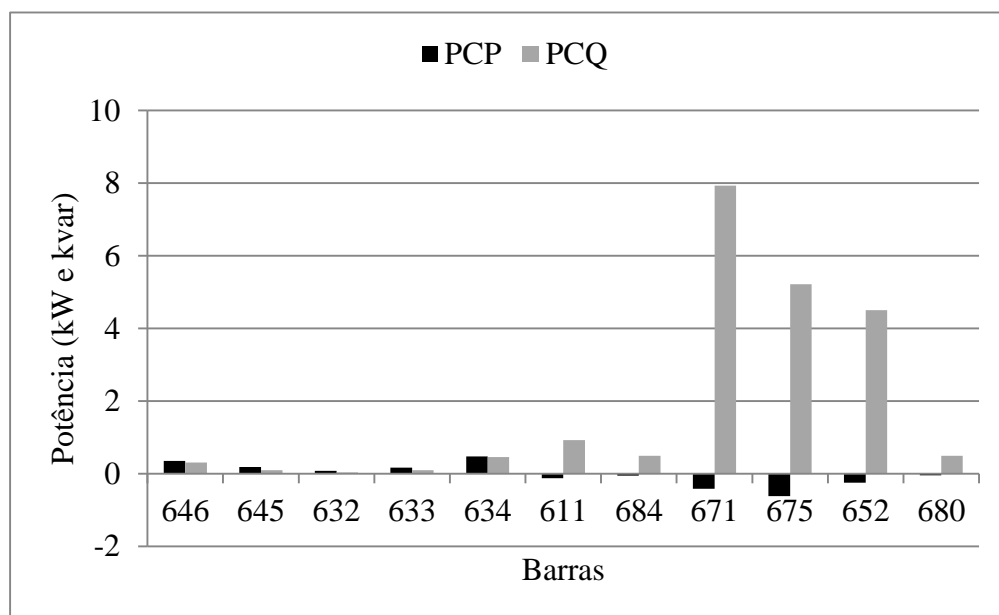


Figura 31 Distribuição de perdas comerciais no caso 13 – EEAE.

4.9 ANÁLISE COMPUTACIONAL DOS MÉTODOS

O número de iterações para realizar o algoritmo de fluxo de carga de Newton-Raphson, para todos os casos, foi de 3 a 5 iterações. De forma análoga, o estimador de estados por MQP convergiu após a realização de 3 a 5 iterações.

O custo computacional das iterações está associado aos cálculos necessários para a obtenção dos novos estados. O maior custo computacional em cada iteração está na solução do sistema linearizado, dado no Newton-Raphson pela equação (4), da página 19, e no estimador de estados por MQP pela equação (71), da página 35.

Os sistemas linearizados resolvidos têm a mesma dimensão, igual ao número de estados a serem estimados. Porém, como pode ser observado nas equações mencionadas, em ambos os lados da igualdade da equação (71) são realizadas multiplicações matriciais. As ordens das matrizes envolvidas, **H** e **W**, são iguais a $nm \times ne$ e $nm \times nm$, respectivamente. Portanto, quanto maior o número de medições, maior o custo computacional do estimador de estados em comparação ao fluxo de carga.

A Tabela 28 apresenta o número de fluxos de carga resolvidos no método FCFC, ou seja, o número de correções realizadas. Pelos resultados, conclui-se que o número de correções neste método não está relacionado ao nível de PC. Como todas as cargas a jusante da medição é aumentada por um mesmo fator, a convergência depende dos erros adicionados às cargas e as medições.

Na mesma tabela também é mostrado o número de estimadores de estados por MQP realizados nos métodos EEAR e EEAE. Para estes casos, o número de estimações de estados está diretamente ligado ao número de medições com perdas comerciais e a capacidade dos métodos na detecção e identificação destas medidas.

O método EEAE realizou mais estimadores de estados que o EEAR pelo motivo de ter sido mais eficiente na detecção e identificação das medições e pelo fato de ocorrer mais de uma correção em uma mesma medição. Com comparação FCFC, para a maioria dos casos, o EEAE realizou um número menor de correções.

Tabela 28 Fluxos de carga e estimações de estados realizados pelos métodos

Casos	FCFC	EEAR	EEAE
1	20	3	6
2	12	3	6
3	9	2	9
4	9	3	6
5	9	2	5
6	9	5	10
7	21	2	6
8	9	2	5
9	9	4	8
10	20	1	4
11	9	1	4
12	9	2	5
13	7	1	2
14	5	1	2
15	3	1	3
16	21	1	2

5 CONCLUSÃO

As perdas prejudicam o desempenho técnico e financeiro das empresas de distribuição de energia. A aplicação e avaliação das técnicas de redução das PT e PC dependem da correta estimativa das perdas, sendo que estas também interferem nas tarifas de energia elétrica.

Neste trabalho foram avaliados dois métodos de estimativa de perdas baseados em fluxo de carga, o FCCM e o FCFC, e dois métodos baseados no estimador de estados, o EEAR e o EEAE. Os métodos foram apresentados para sistemas de distribuição equilibrados, considerando previsões de cargas e um número restrito de medições.

Considerando os objetivos apresentados na introdução e com base nos resultados apresentados no Capítulo 4 são feitas algumas considerações finais:

– Com relação aos erros na estimativa de PT, as metodologias FCFC, EEAR, EEAE apresentaram bons desempenhos. A metodologia de EEAE apresentou os melhores resultados, com erros inferiores a 2,5 % em todos os casos, seguido pelo método FCFC, com erros inferiores a 7 %. A metodologia EEAR apresentou erros inferiores a 8 %, sendo necessário observar que o maior erro está relacionado ao caso em que uma medição não é eliminada para manter a observabilidade do sistema, uma característica deste método. O método FCCM apresentou erros altos, com valores superiores a 40 %.

– Com relação aos erros na estimativa de PC, foi verificado que, para PC com valores próximos aos erros adicionados às previsões de carga, as metodologias apresentam erros elevados. Portanto, é necessário ressaltar a importância da precisão na previsão das cargas. Para valores de PC maiores, os métodos apresentaram resultados melhores. O método de FCCM apresentou resultados razoáveis, com erros inferiores a 20 %. O método de EEAR obteve bom desempenho na maioria dos casos, com erros inferiores 10 %, porém, com a impossibilidade de eliminar uma medição com erro grosseiro devido à observabilidade, apresentou um erro elevado, igual a 30 %. Os métodos FCFC e EEAE apresentaram bons resultados, o primeiro obteve erros inferiores a 10 % e o segundo, erros máximos próximos a 5 %.

– Com relação ao efeito da inserção das PC no erro da estimativa das PT, no método de FCCM, há um aumento deste erro com o aumento das PC. Nos demais métodos, não há uma correspondência entre os erros na estimativa das PT e a inserção de PC, os erros estão associados às características aleatórias dos erros adicionados nas previsões e modelos de carga, bem como nas medições.

– Com relação ao efeito da inserção das PC no erro da estimação das PC, apesar dos níveis diferentes de erros obtidos, os métodos apresentaram tendências semelhantes. Como mencionado, para valores de PC próximos dos erros de predição de carga, os erros na estimação são elevados. Adicionalmente, é verificada uma tendência de redução dos erros de estimação com o aumento da inserção de PC, pois as PC se tornam elevadas com relação aos erros inseridos, portanto, estes erros influenciam menos na estimação.

– Com relação localização das PC, se observou um desempenho bom da metodologia de EEAE, localizando 75 % das medições com PC. As medições não identificadas estão relacionadas a níveis baixos de perdas comerciais, adicionalmente, não ocorreu identificação de barras erradas. A metodologia de EEAR localizou apenas 10 % das medidas com PC, identificando barras onde não houve a inserção de PC. O autor atribui estes erros à maneira como os pesos foram selecionados, à eliminação de medições (considerando que há um baixo nível de redundância), porém esta análise carece de um estudo mais aprofundado.

– Com relação ao custo computacional, o estimador de estados e o fluxo de carga apresentaram um número de iterações semelhantes. Porém, o estimador de estados por MQP apresenta uma complexidade maior que o fluxo de carga por NR, sendo relacionada ao aumento do número de medições. Com relação aos métodos, o número de estimações realizadas nos métodos EEAR e EEAE está relacionado ao número de medições identificadas com erros, aumentando com a quantidade de medições com PC. Portanto, também está relacionado com a capacidade de identificar os erros grosseiros e a possibilidade de eliminar a medição para manter a observabilidade, no caso do EEAR. No método FCFC aparentemente não há uma relação direta do número de fluxos de carga realizados com a inserção de PC. Adicionalmente, o número de fluxos de carga do método FCFC foi superior ao número de estimações de estados dos métodos EEAR e EEAE. Um ponto a ser ressaltado é que os métodos FCCM e FCFC podem ser aplicados com outro método de fluxo de carga.

Na opinião do autor, alguns pontos indicam que o método de EEAE é mais adequado para a estimação das perdas na distribuição:

- Os erros nas estimações de PT e PC foram menores, para todos os casos analisados.
- Os métodos baseados em fluxo de carga somente são aplicáveis em sistemas radiais com sentido único de fluxo de potência.
- Para os casos propostos, os resultados na localização das PC foram superiores ao método EEAR.

– Considerando que em sistemas de distribuição há um número menor de medições, a correção de medições pelo método EEAE é mais atrativa que a eliminação proposta pelo EEAR.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Nos métodos EEAR e EEAE, o desempenho das estimações das perdas e da identificação das PC está diretamente relacionado à metodologia de identificação de erros grosseiros. Portanto com relação a esta afirmação, são propostos alguns trabalhos:

– Analisar numericamente um sistema maior, com a inserção de PC em um número maior de barras, verificando o desempenho da identificação de PC e dos erros de estimação de perdas.

– Análise da relação do grau de redundância de medições com o desempenho na identificação de PC em sistemas de distribuição.

– Estudo da alocação das medições em sistemas de distribuição com o objetivo de se obter os melhores resultados na identificação de PC e estimação de perdas.

Os sistemas elétricos brasileiros são desequilibrados e apresentam um número de barras bem superior ao sistema estudado neste trabalho. A aplicação das metodologias baseadas em estimador de estados para estes casos deve ser analisada, principalmente com relação às impedâncias mútuas existentes e a dada correlação entre os erros nas medições. Portanto, sendo uma proposta de trabalho futuro.

Adicionalmente, se propõe analisar a implementação dos métodos baseados em estimador de estados para sistemas com múltiplas fontes de alimentação, considerando geração distribuída.

REFERÊNCIAS

AGUERO, J. R. Improving the Efficiency of Power Distribution System through Technical and Non-Technical Losses Reduction. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2012, Orlando. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 1-8.

ALLEMONG, J. J.; RADU, L.; SASSON, A. M. A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. Piscataway, v. PAS-101, n. 4, p. 933-944, Apr. 1982.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília, DF, 2013a. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília, DF, 2013b. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária – Submódulo 2.6: Perdas de Energia**. Brasília, DF, 2013c. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 30 jan. 2014.

BRETAS, N. G. *et al.* Geometrical Approach on Masked Gross Errors for Power Systems State Estimation In: IEEE POWER TECH, 2009a, Bucareste. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009a. p. 1-7.

BRETAS, N. G. *et al.* Geometrical Approaches for Gross Errors Analysis in Power System State Estimation. In: IEEE PES GENERAL MEETING, 2009b, Calgary. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009b. p. 1-7.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S. A New Approach for Non-Linear Equations Solution with the Possibility of Gross Error Presence. In: IEEE POWERTECH CONFERENCE, 2013, Grenoble. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2013. p. 1-6.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S.; MARTINS, A. C. P. Convergence Property of the Measurement Gross Error Correction in Power System State Estimation, Using a Geometrical Background. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 4, p. 3729 – 3736, Nov. 2013.

BRETAS, N. G.; PIERETI, S. A. The Innovation Concept in Bad Data Analysis using the Composed Measurement Errors for Power System State Estimation. In: IEEE PES GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2010. p. 1-6.

BRETAS, N. G.; PIERETI, S. A.; BRETAS, A. S. A Geometrical View for Multiple Gross Errors Detection, Identification, and Correction in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, n. 3, p. 2128–2135, Aug. 2013.

CHENIAE, M.G.; MILLI, L.; ROUSSEEUW, P. J. Identification of Multiple Interacting Bad Data via Power System Decomposition. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 11, n. 3, p. 1555–1563, Aug. 1996.

CRUZ, R.V.; QUINTERO, C.V.; PÉREZ, F. Detecting Non-Technical Losses in Radial Distribution System Transformation Point through the Real Time State Estimation Methods. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2006, Caracas. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-5.

DONADEL, C. *et al.* A Methodology to Refine the Technical Losses Calculation from Estimates of Non-Technical Losses. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2009, Praga. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006. p. 1-5.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; ABUR, A. State Estimation. In: GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. **Electric Energy Systems: Analysis and Operation** Nova Iorque: CRC Press, 2009. p. 127-164. ISBN: 978-0-8493-7365-7.

GRAINGER, J.J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. Singapura: McGraw-Hill, 1994. 787 p. ISBN: 0-07-061293-5.

MENDENHALL, W.; BEAVER, R. J.; BEAVER, B. M. **Introduction to Probability & Statistics**. Boston: CENGAGE Learning, 2013. 753 p. ISBN: 978-1-133-10375-2.

HANDSCHIN, E. *et al.* Bad Data Analysis for Power System State Estimation. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. 94, n. 2, p. 329–337, Apr. 1975.

HUANG, S.; LO, Y.; LU, C. Non-Technical Loss Detection Using State Estimation and Analysis of Variance. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 28, p. 2959-2966, Aug. 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Load Representation for Dynamic Performance Analysis [of Power Systems]. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 8, n. 2, p. 472-482, May 1993.

JARDINI, J. A. *et al.* Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 375-380, Jan. 2000.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC, 2001a. 314 p. ISBN: 0-8493-0812-7.

KERSTING, W. Radial Distribution Test Feeders. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2001b, Columbus. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2006, v. 2, p. 908-912.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics and Stability**. Chichester: John Wiley & Sons, 1997. p 104-113. ISBN: 978-0-470-72558-0.

MÉFFE, André. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição** – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações. 2007. 157 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgar Blücher, 1983. 164 p.

OLIVEIRA, C. C. B. *et al.* A New Method for the Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2001, Amsterdam. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. v. 5, p. 1-5.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e Análise de Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 161 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

RAMOS, C. C. O. *et al.* A New Approach for Nontechnical Losses Detection Based on Optimum-Path Forest. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 1, pp. 181-189, Feb. 2011.

JARDINI, J. A. *et al.* Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 15, n. 1, p. 375-380, Jan. 2000.

VIDINICH, R; NERY, G.A.L. Pesquisa e Desenvolvimento contra o Furto de Energia. **Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL – P&D**, Brasília, DF, n. 3, p. 15, jun. 2009.

VINNAL, T.; JANSON, K.; KALDA, H. Analysis of Power Consumption and Losses in Relation to Supply Voltage Quality. In: CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS, 2009, Barcelona. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2001. p. 1-9.