

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

AQUILES ROSSONI

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS:
MÉTODO BASEADO EM ESTIMADOR DE ESTADOS**

Porto Alegre

2018

AQUILES ROSSONI

**ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS:
MÉTODO BASEADO EM ESTIMADOR DE ESTADOS**

Tese de doutorado 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 Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia –
Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2018

AQUILES ROSSONI

ESTIMAÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS: MÉTODO BASEADO EM ESTIMADOR DE ESTADOS

Esta tese foi julgada adequada para a obtenção do título de Doutor 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 Tech – Blacksburg, EUA

Banca Examinadora:

Prof. Dra Katia Campos de Almeida, UFSC

Doutora pela McGill University, Montreal, Canadá

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva, UNICAMP

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil

Prof. Dra Mariana Resener, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology, Gotemburgo, Suécia

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva

Porto Alegre, dezembro de 2018.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Chico e Leda, e aos meus irmãos, Carlos, Dani e Enéias, pelo incentivo a realizar o doutorado. Em especial, agradeço à minha namorada Vanessa por sempre estar ao meu lado durante este período.

Agradeço a todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Agradeço especialmente ao meu orientador, professor Arturo, por disponibilizar o seu tempo me orientando desde a graduação até o doutorado. Com relação aos funcionários, em especial agradeço à Miriam, por sempre prestar um atendimento eficiente na secretaria.

Agradeço aos membros da banca, professoras Kátia e Mariana e professores Luiz, Roberto e Sérgio, pelo tempo dedicado e pelas contribuições para este trabalho e para os estudos futuros.

Agradeço aos colegas de trabalho e alunos da Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões (URI) e aos colegas do Laboratório de Sistemas Elétricos de Potência (LASEP) da UFRGS pelas discussões sobre os mais diversos temas da Engenharia Elétrica.

Agradeço também aos órgãos de fomento de pesquisa brasileiros, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ), que contribuíram financeiramente em diferentes momentos da minha formação acadêmica.

Para finalizar, agradeço a Deus.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para estimar perdas técnicas e comerciais em alimentadores de distribuição de média tensão, considerando a existência de uma infraestrutura avançada de medição. As perdas técnicas são estimadas para todos os segmentos e as perdas comerciais para todas as barras. A estrutura da metodologia é composta por três processos interdependentes. Primeiro, uma análise de fluxo de carga é realizada para obter os valores iniciais de operação. Segundo, um método de classificação de consumidores é utilizado para obter os pesos das medições de injeção de potência. Terceiro, medições sintéticas são criadas em áreas de baixa redundância local de medição, considerando os conceitos de índice de inovação das medições e n -uplas de medições críticas, com o objetivo de melhorar o desempenho da análise de erros grosseiros do estimador de estados e, como consequência, a estimação de perdas. A validação da metodologia é realizada considerando os alimentadores testes desequilibrados da IEEE de 4, 13 e 123 barras. Os resultados dos testes comparativos apresentam uma redução nos erros de estimação de perdas técnicas e comerciais, ressaltando o aspecto potencial de aplicação em sistemas reais com infraestruturas avançadas de medição.

Palavras-chave: Estimação de Perdas. Sistema de Distribuição. Estimador de Estados. Análise de Erros Grosseiros. Classificação de Consumidores.

ABSTRACT

This work presents a framework for technical and nontechnical power losses estimation in medium voltage distribution feeders, considering the existence of an advanced measurement infrastructure. Technical losses are estimated for all segments and nontechnical losses for all buses. The presented framework is composed of three interdependent processes. First, an unbalanced load flow analysis is performed aiming initial system state operation estimation. Second, a consumer data-driven classification method is used to obtain the weights of power injection measurements. Third, synthetic measurements are created in low redundancy areas considering measurements innovation and n -tuple of critical measurements aiming to improve state estimation gross error analysis and, as consequence, loss estimation. Solution validation is made considering the IEEE 4-bus, 13-bus and 123-bus unbalanced test feeders. Comparative test results show decreased technical and nontechnical loss estimation errors, highlighting potential aspects for real-life applications in system with advanced measurement infrastructures.

Keywords: Loss Estimation. Distribution System. State Estimator. Gross Error Analysis. Consumer Classification.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	MOTIVAÇÃO	11
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
1.2.1	Estimação de perdas técnicas e comerciais	17
1.2.2	Identificação de perdas comerciais	27
1.2.3	Justificativas e contribuições esperadas	33
1.3	OBJETIVOS	40
2	REFERENCIAL TEÓRICO	43
2.2	MODELAGEM DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO	46
2.2.1	Linhas de distribuição	48
2.2.2	Transformadores de distribuição	52
2.2.3	Reguladores de tensão	56
2.2.4	Bancos de capacitores	61
2.2.5	Matriz admitância de barras	61
2.3	ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA – MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTE	65
2.4	CLASSIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES – MÉTODO ESTATÍSTICO PARAMÉTRICO	70
2.5	ESTIMADOR DE ESTADOS POR MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS	72
2.5.1	Análise de erros grosseiros – abordagem clássica	77
2.5.2	Análise de erros grosseiros – abordagem geométrica	81
2.5.3	<i>N</i> -uplas de medições críticas e índice de inovação	85
3	METODOLOGIA PROPOSTA PARA ESTIMAÇÃO DE PERDAS	87
3.1	PSEUDOMEDIÇÕES DE INJEÇÕES DE POTÊNCIA EQUIVALENTES DA BAIXA TENSÃO	91
3.2	CONSUMIDORES CONSIDERADOS E PERDA COMERCIAL APROXIMADA NAS BARRAS	95
3.3	MEDIÇÕES SINTÉTICAS	99
3.3.1	Baixa redundância local de medição em sistemas de distribuição	99
3.3.2	Criação de medições sintéticas	105
4	ESTUDOS DE CASOS	109
4.1	ALIMENTADOR DE 4 BARRAS	110
4.2	ALIMENTADOR DE 13 BARRAS	114
4.3	ALIMENTADOR DE 123 BARRAS	118
5	CONCLUSÃO	125

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Percentual de perdas técnicas e não técnicas das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica, dados de 2017.	13
Figura 2 Alimentador de distribuição com infraestrutura avançada de medição.	45
Figura 3 Segmento entre barras k e m – linhas, transformadores e reguladores de tensão.	46
Figura 4 Elemento conectado na barra k – banco de capacitor.	47
Figura 5 Modelo pi de linhas de distribuição.	48
Figura 6 Condutores (l e p) e condutores imagens, distância entre condutores (D) e distância entre condutores e condutores imagem (S) – editado de (KERSTING, 2012).	49
Figura 7 Modelo de transformador monofásico – circuito equivalente L.	52
Figura 8 Modelo de regulador de tensão monofásico e circuito compensador – editado de (KERSTING, 2012).	56
Figura 9 Alimentador de distribuição.	62
Figura 10 Interpretação geométrica da matriz de projeção – adaptado de (BRAUNSTEIN, 2016).	78
Figura 11 Exemplo de medições em alimentador.	83
Figura 12 Fluxograma da metodologia proposta.	88
Figura 13 Alimentador de distribuição com rede de baixa tensão.	91
Figura 14 Alimentador de distribuição com pseudomedições de injeção de potência. ...	92
Figura 15 Demanda horária dos consumidores.	96
Figura 16 Energia diária e demanda mínima para os consumidores.	97
Figura 17 Barras terminais de alimentador conectadas por segmento sem medição.	99
Figura 18 Barras ao longo do alimentador: (a) sem medição em um dos segmentos e (b) com medição em um dos segmentos.	101
Figura 19 Alimentador de 4 barras – condição 1.	103
Figura 20 Alimentador de 4 barras – condição 2.	104
Figura 21 Adição de medições sintéticas nos segmentos que conectam as barras terminais (a) e entre as barras ao longo do alimentador (b).	106
Figura 22 Estimação de perdas comerciais – alimentador de 4 barras.	111
Figura 23 Estimação de perdas técnicas – alimentador de 4 barras.	111
Figura 24 Alimentador de 13 barras.	114
Figura 25 Estimação de perdas comerciais – alimentador de 13 barras.	116
Figura 26 Estimação de perdas técnicas – alimentador de 13 barras.	116
Figura 27 Alimentador de 123 barras.	119
Figura 28 Estimação de perdas comerciais (barras com perdas comerciais) – alimentador de 123 barras.	122
Figura 29 Estimação de perdas comerciais (barras sem perdas comerciais) – alimentador de 123 barras.	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Perdas em percentual da energia gerada em diferentes países – dados de 2014.	12
Tabela 2 Revisão bibliográfica: autores e abordagens utilizadas para estimar as perdas.	28
Tabela 3 Revisão bibliográfica: identificação de perdas comerciais – autores e abordagens.	34
Tabela 4 Submatrizes dos transformadores trifásicos de acordo com o tipo de ligação.	55
Tabela 5 Submatrizes do regulador de tensão trifásico conectado em estrela.....	60
Tabela 6 Submatrizes dos segmentos e matriz do banco de capacitores.....	63
Tabela 7 Matriz admitância de barras.....	64
Tabela 8 Derivadas parciais de injeção de potência.	76
Tabela 9 Derivadas parciais de fluxo de potência.	76
Tabela 10 Cargas no alimentador de distribuição com rede de baixa tensão.....	92
Tabela 11 Pseudomedições de injeção de potência.	92
Tabela 12 Fasores de tensão obtidos no fluxo de carga considerando a rede de baixa tensão (RB) e as pseudomedições de injeção de potência (PI).....	92
Tabela 13 Perdas comerciais em cada barra para cada condição.	94
Tabela 14 Pseudomedições de injeção de potência – condição com perdas comerciais.	94
Tabela 15 Perdas comerciais (trifásica) resultantes nas pseudomedições.	94
Tabela 16 Magnitude de tensões sem e com perda comercial (condição 1).....	95
Tabela 17 Curva de carga.	95
Tabela 18 Resultado da classificação para diferentes limiares.....	97
Tabela 19 Cargas e perdas comerciais em cada fase – condição 1.....	103
Tabela 20 Estimação de perdas pela abordagem clássica – condição 1.	104
Tabela 21 Cargas e perdas comerciais em cada fase – condição 2.....	105
Tabela 22 Estimação de perdas pela abordagem clássica – condição 2.	105
Tabela 23 Estimação de perdas pela metodologia proposta – condição 1.....	107
Tabela 24 Estimação de perdas pela metodologia proposta – condição 2.....	108
Tabela 25 Demanda máxima e perda comercial em cada fase – alimentador de 4 barras.	110
Tabela 26 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 4 barras.	112
Tabela 27 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 4 barras.	112
Tabela 28 Erro de estimação de perdas técnicas (PT) e perdas comerciais (PC) – alimentador de 4 barras.....	113
Tabela 29 Demanda máxima e perda comercial em cada fase – alimentador de 13 barras.....	115
Tabela 30 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 13 barras. ..	117
Tabela 31 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 13 barras.	117
Tabela 32 Erro de estimação de perdas técnicas (PT) e perdas comerciais (PC) – alimentador de 13 barras.....	118

Tabela 33 Demanda máxima e PC – alimentador de 123 barras.....	120
Tabela 34 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 123 barras.	123
Tabela 35 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 123 barras.	123
Tabela 36 Erro de estimação de PT e PC – alimentador de 123 barras.....	124

LISTA DE ABREVIATURAS

- A*: Algoritmo A-estrela
- AD: árvores de decisão
- AC: abordagem clássica
- AE: técnicas de análise espacial
- ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
- CM: comparação com medições
- EE: estimador de estados
- EPRI: *Electric Power Research Institute*
- FA: formulações aproximadas
- FC: fluxo de carga
- FCO: floresta de caminhos ótimos
- FP: fator de perdas
- IA: inteligência artificial
- IR: indução de regras
- KNN: k-vizinhos mais próximos
- ME: métodos estatísticos
- MEE: máquinas de aprendizado extremo
- MJ: modelos de jogos
- MP: método proposto
- MVS: máquina de vetores de suportes
- OpenDSS: *Open Distribution System Simulator*
- RB: redes bayesianas
- RNA: redes neurais artificiais
- SD: sistemas difusos
- SDBT: Sistemas de distribuição de baixa tensão
- SDMT: Sistemas de distribuição de média tensão
- TP: topologias padrões
- PM: modelos probabilísticos

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo inicialmente apresenta a motivação para pesquisar e desenvolver metodologias de estimação de perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição. Dada a motivação, a revisão bibliográfica de estimação de perdas é analisada. A análise conduz ao delineamento de uma nova proposição para a estimação de perdas, apontando as justificativas e as contribuições esperadas. Com o propósito de desenvolver e analisar esta nova metodologia, os objetivos do trabalho são então definidos.

1.1 MOTIVAÇÃO

Em um sistema elétrico de potência (SEP), as perdas representam a diferença entre a energia elétrica injetada no sistema e a energia elétrica que é fornecida aos consumidores de forma regular. As perdas possuem duas origens: técnicas e não técnicas (ou comerciais). As perdas técnicas se referem a energia dissipada no sistema devido aos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica. As perdas comerciais estão associadas à energia entregue, porém, não computada devido a erros de medição, fraudes, furtos ou outros motivos.

O The World Bank Group (2017) apresenta os dados históricos de perdas de energia elétrica de diversos países. Os valores são apresentados em percentuais da energia total produzida. O valor percentual corresponde a soma das perdas no sistema de transmissão e distribuição, contabilizando ambas as perdas de origem técnica e não técnica. Os dados mais atuais, no momento da elaboração deste trabalho, são referentes ao ano de 2014 e constam com os percentuais de 148 países. A Tabela 1 apresenta os percentuais para os países pertencente ao Grupo dos 20, o país com menor percentual, o país com maior percentual e valor médio para os 148 países. A tabela também apresenta a posição destes países ao serem colocados em um ranking de menor para maior percentual de perdas. Em 2014, o Brasil estava na 112^a posição, com um percentual de perdas de 15,89%, sendo esse percentual próximo do dobro do percentual mundial, igual a 8,26%. Ao considerar os países do G20, o Brasil apresentou um percentual de perdas inferior somente a Índia.

De acordo com o processo tarifário referente ao período de 18/04/2016 a 19/04/2017 realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o somatório das perdas de energia elétrica na rede básica (transmissão) e na distribuição equivalem a

14% da energia injetada no sistema elétrico brasileiro. O custo total de perdas no Brasil representa 11,74 bilhões de reais (ANEEL, 2017a).

Tabela 1 Perdas em percentual da energia gerada em diferentes países – dados de 2014.

País	Posição no ranking	Perdas (%)
Singapura	1 ^o	2,03
Coréia do Sul	7 ^o	3,35
Alemanha	8 ^o	3,88
Japão	12 ^o	4,39
Austrália	17 ^o	4,78
China	21 ^o	5,47
Estados Unidos	25 ^o	5,91
França	33 ^o	6,35
Arábia Saudita	43 ^o	6,78
Itália	44 ^o	6,99
Reino Unido	51 ^o	8,34
África do Sul	52 ^o	8,39
Canadá	56 ^o	8,87
Indonésia	61 ^o	9,37
Rússia	68 ^o	10,03
México	97 ^o	13,71
Turquia	105 ^o	14,82
Argentina	101 ^o	14,33
Brasil	112 ^o	15,78
Índia	125 ^o	19,42
Togo	148 ^o	72,54
Média	-	8,26

Fonte: The World Bank Group (2017)

No Brasil, as perdas na rede básica representam 1,72%, enquanto que as perdas na distribuição representam 12,78%. Considerando todas as distribuidoras de energia, as perdas técnicas e não técnicas representam, respectivamente, 5,13% e 7,15% da energia injetada nestes sistemas. A Figura 1 apresenta os percentuais estimados para cada concessionária brasileira (ANEEL, 2017a).

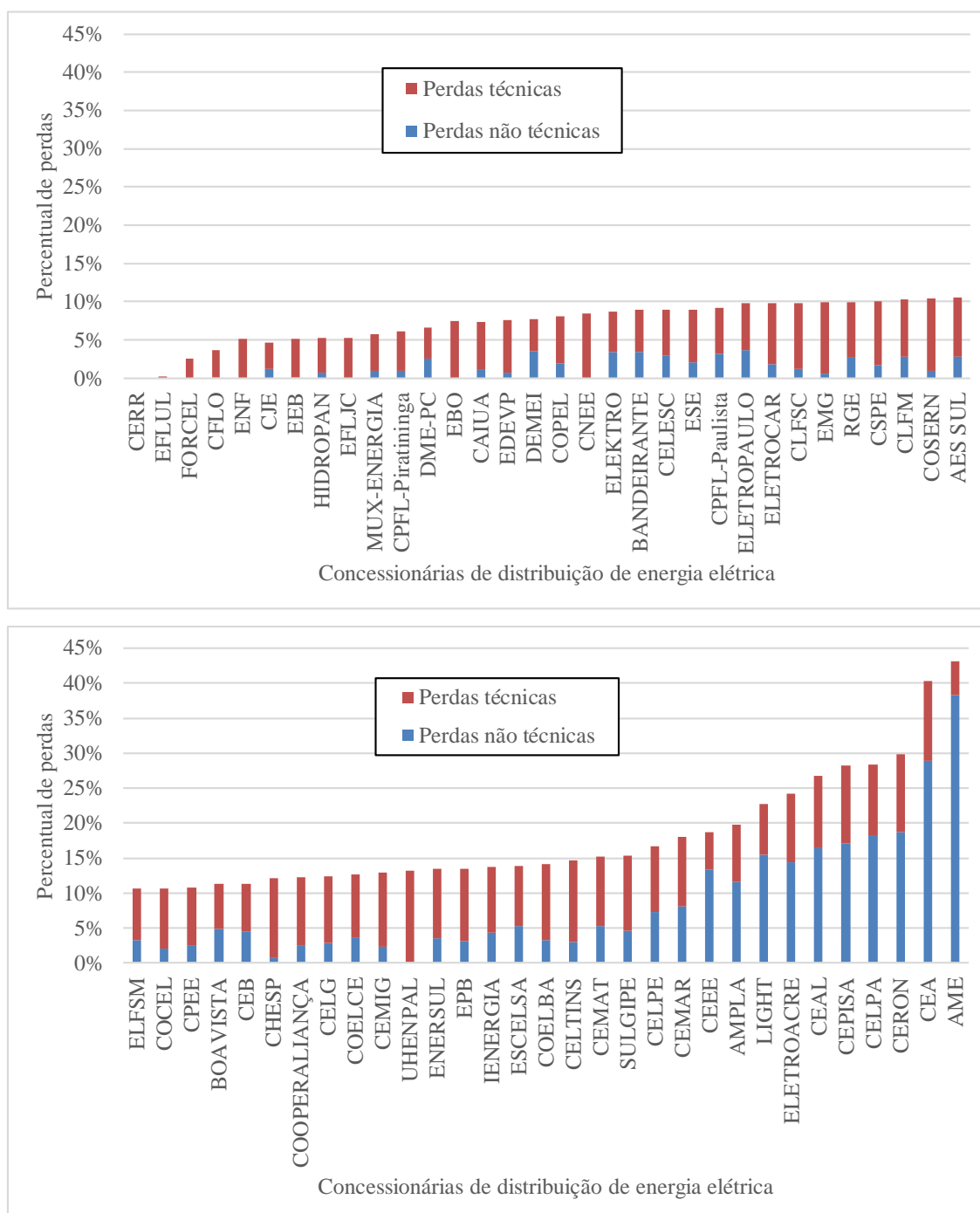


Figura 1 Percentual de perdas técnicas e não técnicas das concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica, dados de 2017.

A Figura 1 demonstra que existem concessionárias brasileiras com perdas técnicas e não técnicas elevadas, bem como, empresas com baixos níveis de ambas as perdas. Por outro lado, é possível observar que algumas distribuidoras possuem perdas de uma origem com valor elevado, enquanto que a de outra origem não possui valor significativo. Ou seja, não existe uma correlação direta entre os níveis de perdas técnicas e não técnicas.

As perdas técnicas e não técnicas impactam o faturamento das empresas de distribuição. No Brasil, o impacto está diretamente relacionado aos limites de perdas estabelecidos pelo processo de revisões tarifárias, definidos nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2017d). Para as perdas técnicas, são observados os níveis eficientes, conforme as características da rede elétrica de cada concessionária. No caso das perdas não técnicas, os limites são calculados pela ANEEL através de uma metodologia de comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das áreas de concessão. Outro ponto ressaltado é que as perdas não técnicas, quando relacionadas ao furto ou a fraude, podem causar o consumo indiscriminado de energia, sobrecarregando o sistema, contribuindo para o aumento das perdas técnicas e reduzindo a qualidade da energia fornecida aos consumidores regulares.

Portanto, por questões financeiras e técnicas, é fundamental que as concessionárias busquem otimizar o seu nível de perdas, analisando o custo-benefício dos investimentos necessários para reduzi-las. O aumento da eficiência energética no sistema de distribuição pode ainda postergar a necessidade de investimentos para aumentar a sua capacidade de fornecimento de energia.

Além da relevância das perdas para as distribuidoras de energia, é importante mencionar os impactos destas no sistema como um todo, pois o desenvolvimento socioeconômico de um país está atrelado a sua disponibilidade de energia elétrica e a sua modicidade tarifária (REIS, 2011). Sem o intuito de se aprofundar no aspecto regulatório, é ressaltado que as perdas aumentam o custo da energia elétrica fornecida, dado que são contabilizadas nas revisões tarifárias, estabelecidas no Brasil através dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2017d). Analisando ainda o sistema interligado nacional como um todo, a redução do nível de perdas contribui para diminuir a necessidade de implementação de novas usinas geradoras, que representam investimentos financeiros e impactos ambientais (REIS, 2011).

Dado este interesse nacional, é esperado que o órgão regulador incentive o consumo consciente de energia e o aumento da eficiência energética. No Brasil, ANEEL estimula a eficiência energética através do Programa de Eficiência Energética – PEE (ANEEL, 2017e) e do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica – P&D (ANEEL, 2017f). O PEE estimula a melhoria da eficiência

energética de equipamentos, processos e usos finais de energia, promovendo o desenvolvimento de novas tecnologias e a criação de hábitos e práticas racionais de uso da energia elétrica. O P&D promove a cultura da inovação, estimulando a pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico brasileiro que demonstrem originalidade, aplicabilidade, relevância e a viabilidade econômica de produtos e serviços, nos processos e usos finais de energia. As perdas técnicas e comerciais são mencionadas em dois temas prioritários de P&D: “Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica” e “Medição, Faturamento e Combate a Perdas Comerciais”. Com relação às perdas não técnicas, existe ainda o incentivo ético em reduzi-las, promovendo uma sociedade idônea, onde as leis são respeitadas e os consumidores regulares não são penalizados pelos consumidores irregulares.

Considerando todos os aspectos negativos associados às perdas, é evidente a importância de ações para reduzir as mesmas através de diferentes abordagens. Dado que as perdas são de origens diferentes, as metodologias também se aplicam de formas separadas.

As ações para reduzir as perdas técnicas são principalmente baseadas na redução das perdas técnicas que ocorrem nos elementos do sistema de distribuição. Os principais métodos são baseados em manutenção e substituição destes elementos, adição de novos equipamentos ou alteração da configuração dos sistemas de distribuição. Os métodos utilizam em sua maioria técnicas de otimização e consideram a localização, nível de inserção e custo dos elementos envolvidos. A relação entre custo e benefício de cada metodologia depende das características de cada sistema.

As ações para reduzir as perdas comerciais são baseadas, principalmente, em métodos que buscam evitar o consumo irregular ou identificar e corrigir os consumidores irregulares existentes. A principal ação para evitar o consumo irregular consiste no uso de condutores que dificultem o furto ou a fraude de energia. Além das denúncias por parte dos demais clientes, estimuladas pelas campanhas publicitárias, a identificação de consumidores irregulares ocorre através de auditorias realizadas por uma equipe de inspeção. A realização de inspeções em todos os consumidores é financeiramente inviável, portanto, métodos são aplicados para apontar os consumidores suspeitos e direcionar as inspeções. A identificação pode ser realizada através da instalação de medidores totalizadores em transformadores de distribuição, permitindo a comparação

entre a energia medida pelo totalizador e as energias faturadas a jusante, ou através de técnicas de reconhecimento de padrões de clientes suspeitos ou de detecção de anomalias de consumo.

Portanto, as perdas de energia prejudicam o desempenho financeiro e técnico das concessionárias, colaboram de forma negativa na modicidade tarifária e contribuem para que investimentos nos sistemas de distribuição e em novas unidades geradoras sejam necessários. As perdas têm origens técnicas e comerciais e são combatidas através de abordagens distintas, não possuindo uma correlação entre si. Considerando que as ações de combate às perdas requerem investimento de capital financeiro e humano, é evidente a importância de corretamente estimar as perdas. Na estimação, as perdas devem ser estratificadas em suas origens técnicas e comerciais e os elementos ou pontos do sistema de distribuição onde estas são mais significativas devem ser identificados.

Ainda no que tange o contexto nacional, o Brasil se apresenta em uma situação delicada, possuindo níveis de perdas expressivamente superiores aos demais países, motivando o estudo do tema com a expectativa de contribuir para a reversão deste quadro.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão da literatura em estimação de perdas em sistemas de distribuição demonstra que os trabalhos precusores no tema se referem à estimação de perdas técnicas, sendo a identificação e estimação de perdas comerciais um assunto mais recente. Para tornar claro a descrição dos trabalhos, o termo “identificar perdas comerciais”, nesta tese, se refere a determinar que um elemento, normalmente um consumidor, é suspeito de possuir este tipo de perda, porém, sem mensurar o seu valor. Por outro lado, o termo “estimar perdas técnicas e comerciais” está associado a determinar a potência ou energia relacionada a estas perdas, associado a um elemento ou parte do sistema de distribuição.

Os próximos itens apresentam uma revisão dos métodos propostos na literatura para estimar as perdas, posteriormente apresentando as abordagens para identificar as perdas comerciais. O enfoque do trabalho é a estimação de perdas, porém, conforme será apresentado, o resultado da identificação de perdas comerciais é utilizado na metodologia proposta, sendo importante a descrição dos métodos existentes. Com base na revisão bibliográfica, as justificativas e contribuições esperadas do trabalho são então apresentadas.

1.2.1 Estimação de perdas técnicas e comerciais

Os primeiros trabalhos relacionados a análise de perdas técnicas em sistemas de distribuição datam de mais de um século (ELDEN, 1907). Porém, a partir de meados dos anos 70 surgiram um número maior de trabalhos propondo metodologias para estimar as perdas técnicas.

Nos sistemas de distribuição em alta tensão, caracterizado no Brasil como o conjunto de linhas e subestações que conectam as barras da rede básica, ou de centrais geradoras, às subestações de distribuição, em tensões típicas iguais ou superiores a 69 kV e inferiores a 230 kV (ANEEL, 2017b), a estimação das perdas é usualmente determinadas através de medições. Os métodos apresentados na literatura se referem à estimação de perdas nos sistemas de distribuição de média tensão (SDMT) e de baixa tensão (SDBT). O SDMT é composto pelos alimentadores primários de distribuição, no Brasil sendo o conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões típicas superiores a 1 kV e inferiores a 69 kV (ANEEL, 2017b). O SDBT é composto pelas redes secundárias de distribuição, sendo no Brasil classificados como o conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados a tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV (ANEEL, 2017b).

As justificativas apresentadas na literatura para aplicar um método em específico de estimação de perdas estão relacionadas à quantidade de informações existentes do sistema e à precisão desejada, que podem ser associadas também como o esforço computacional necessário.

As informações estão relacionadas à existência dos dados necessários para obter os modelos elétricos dos elementos que compõem os alimentadores e à existência de medições nestes sistemas. Por exemplo, a não existência de todos os dados necessários para modelar o sistema, principalmente os dados das redes secundárias. Para estes casos, são então utilizados métodos para estimar as perdas com ausência destas informações, normalmente considerando topologias padrões para os alimentadores.

Os modelos ou medições de potência das cargas e das gerações distribuídas tornam o alimentador de distribuição um sistema não linear, tendo a sua solução dada de forma iterativa. Historicamente, a solução é obtida através de métodos de fluxo de carga, mais recentemente, também são utilizadas metodologias de estimação de estados. As perdas técnicas são estimadas a partir do resultado do método iterativo. Com o objetivo

de reduzir o esforço computacional, as perdas técnicas também são estimadas através de fórmulas aproximadas, não realizando um processo iterativo. As formulações derivam dos modelos dos elementos do sistema e podem fazer uso de técnicas de inteligência artificial ou ainda de resultados de métodos iterativos. Como consequência, as aproximações diminuem a precisão na estimativa.

Outra característica relacionada a precisão da estimativa e ao esforço computacional é o fato que as potências das cargas e das gerações distribuídas nas barras do sistema variam ao longo do tempo e, como consequência, as perdas técnicas também se alteram ao longo do tempo. Porém, a relação entre as perdas técnicas no sistema e a potência nas barras é não linear. Dada esta característica, as perdas são estratificadas em perdas de potência e perdas de energia. As perdas de potência estão relacionadas a uma dada condição de potência nas barras que ocorre em um dado instante de tempo, enquanto que as perdas de energia se referem as perdas em um dado intervalo de tempo (por exemplo: dia ou ano) em que as potências nas barras assumem diferentes valores.

Com base nesta característica, o sistema pode ser solucionado considerando diversos instantes no tempo ou estabelecendo modelos probabilísticos para as cargas e geração, obtendo as perdas em potência para diversas condições, e com base nestes valores, são obtidas as perdas em energia. Esta abordagem é mais precisa, porém, exige um esforço computacional maior. Por outro lado, podem ser utilizadas aproximações que relacionam a perda de potência para uma dada condição de carga, normalmente a máxima ou a média, com a perda de energia para um dado período. Neste segundo caso, o sistema é solucionado por um método iterativo apenas para uma condição, reduzindo o esforço computacional, porém, como consequência, reduzindo a precisão dos resultados.

As perdas comerciais são usualmente estimadas em pontos do sistema a jusante de um ponto de medição. Nestes casos, a perda comercial é dada pela diferença entre o valor medido de potência ou de energia e o valor estimado, onde o valor estimado corresponde a soma das potências e das perdas técnicas a jusante do ponto de medição. É ressaltado que através deste procedimento se obtém a soma das perdas comerciais com as perdas técnicas causada por estas perdas comerciais. Como alternativa, métodos utilizam as medições para alterar a potência das barras a jusante e melhorar a estimativa das perdas técnicas e comerciais. Nestes casos, a perda comercial em cada barra é estimada pela diferença entre o valor corrigido e o valor original de potência.

Na literatura, os métodos que corrigem ou alocam potência em barras a jusante de um ponto medição são classificados de abordagens de cima para baixo (*top-down*). Do contrário, os métodos que estimam as perdas através das informações de potência das barras, são classificados como abordagens de baixo para cima (*botton-up*).

Ao considerar como processo iterativo o estimador de estados, dada a redundância de informações, a perda comercial nas barras é obtida pela diferença entre o valor de potência estimado e o valor medido (ou esperado) nas barras. Como característica adicional, o valor medido pode ser identificado como erro grosseiro e ter o seu valor corrigido durante o processo de estimação.

Dado o resumo dos métodos, é apresentada uma descrição destes trabalhos em periódicos, teses e dissertações.

Com relação à determinação de perdas técnicas através de formulações aproximadas, sem a utilização de um processo iterativo, podem ser citados os trabalhos precusores de (CHANG, 1968; 1970) que estimam as perdas técnicas, respectivamente, em alimentadores e transformadores. Posteriormente, nesta mesma linha, podem ser citados os trabalhos de (SCHULTZ, 1978), (FLATTEN, 1988) e (CHIANG; WANG; MIU, 1997), que propõem formulações distintas de modelos aproximados de perdas técnicas para os elementos do sistema de distribuição.

Em alguns casos, a análise de fluxo de carga é utilizada para derivar expressões aproximadas. Por exemplo, em (CHEN et al., 1994), curvas de carga diárias típicas são consideradas para aplicar um fluxo de carga para cada horário e, a partir dos resultados, é determinada a sensibilidade das perdas com os parâmetros do sistema (carregamento do alimentador, fator de carga, comprimento do alimentador e capacidade do transformador). Os resultados desta análise derivam expressões aproximadas para estimar as perdas, sendo as expressões baseadas nos parâmetros mencionados. De forma semelhante, para alimentadores de média tensão, (RAO; DEEKSHIT, 2006) determina a curva de perdas técnicas através de análises horárias de fluxo de carga. Esta curva de perdas técnicas com as medições obtidas nos alimentadores, são utilizadas em formulações aproximadas para determinar as perdas técnicas no sistema.

Uma abordagem aproximada mais recente é apresentada por (OLIVEIRA, 2009; OLIVEIRA; PADILHA-FELTRIN, 2009), onde são determinadas formulações aproximadas para o cálculo das perdas para cada elemento utilizando a curva de carga do

alimentador e dados complementares comumente conhecidos pelas distribuidoras. No método, inicialmente, as medições dos alimentadores são utilizadas para alocar carga nas barras a jusante dos pontos de medição. Posteriormente, um fluxo de carga é realizado para determinar as perdas máximas no sistema de média tensão, enquanto que as perdas em transformadores e redes secundárias são estimadas por formulações aproximadas. As perdas totais são então estimadas pela diferença entre a energia injetada (comprada) e a energia entregue aos consumidores (vendida). Com a estimação das perdas técnicas, as perdas comerciais podem ser estimadas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas.

Alguns trabalhos utilizam técnicas de inteligência artificial para determinar as perdas de forma aproximada. Utilizando uma abordagem semelhante a (CHEN et al., 1994), (HSU et al., 1995) utiliza o resultado do fluxo de carga horário para treinar uma rede neural artificial, sendo esta capaz de estimar as perdas técnicas com base nos parâmetros do sistema, os mesmos considerados por (CHEN et al., 1994). De forma semelhante, (KANG et al., 2006) também utiliza o fluxo de carga horário para treinar uma rede neural artificial, utilizando o carregamento horário, o comprimento do alimentador e a capacidade dos transformadores como parâmetros de entrada para determinar as perdas técnicas do sistema.

Em (HONG; CHAO, 2002), números e aglomerados difusos (*fuzzy*) são utilizados para estabelecer fórmulas de estimação de perdas de energia baseadas na demanda horária da carga. Em (LEAL, 2006; LEAL et al., 2009), uma metodologia baseada em redes neurais artificiais é utilizada para estimar as perdas nos elementos do sistema de distribuição. A abordagem utiliza como dados de entrada o consumo de energia mensal, a curva de carga típica e o tipo de atividade desenvolvida por cada consumidor.

Conforme mencionado anteriormente, alguns autores propõem métodos que consideram a ausência de informações. A análise em redes secundárias de distribuição considerando uma base de dados reduzida é abordada por (STRAUCH, 2002), sendo as perdas técnicas estimadas por curvas de cargas típicas e a consideração de topologia padrões para estas redes.

Em (DORTOLINA; NADIRA, 2005), nos alimentadores onde os dados são conhecidos, as perdas técnicas são estimadas por análise de fluxo de carga, enquanto que nos demais, as perdas são obtidas por aproximações. Para obter os valores aproximados,

grupos de alimentadores com características semelhantes são determinadas por um método de aglomeração. As perdas nos alimentadores com dados desconhecidos são então aproximadas pelas perdas obtidas pela análise de fluxo de carga em alimentadores do mesmo grupo. Após a estimação das perdas técnicas, as perdas comerciais do sistema são estimadas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. As perdas totais no sistema ou em parte de um sistema são obtidas pela diferença entre a energia injetada e a energia entregue aos consumidores.

As informações de cadastros das redes secundárias são consideradas inexistentes ou incompletas também em (MÉFFE, 2007), sendo as perdas técnicas determinadas através de topologias padrões e coeficientes de perdas. As redes padrões são obtidas através de métodos de classificação baseados em redes típicas existentes e os coeficientes de perdas são obtidos considerando as características de distribuição das cargas na rede. Uma alternativa para melhorar a estimação de perdas técnicas em baixa tensão é proposta por (RAO; DEEKSHIT, 2006), consistindo em instalar medidores de corrente de baixa custo e aplicar formulações de perdas aproximadas baseadas netas medições.

A análise em redes secundárias também é abordada em (DASHTAKI; HAGHIFAM, 2013), onde, para determinar as perdas técnicas, a semelhança de cargas é utilizada para obter aglomerados de alimentadores com comportamento semelhante, sendo definido para cada aglomerado um alimentador padrão. No alimentador padrão, as perdas são determinadas por análise de fluxo de carga e o seu resultado é utilizado para determinar as perdas nos demais alimentadores do grupo através de modelos de perdas aproximados.

Em (IBRAHIM et al., 2017) é proposta uma abordagem para estimar as perdas técnicas em média tensão. A abordagem faz uso de topologias padrões, da demanda de pico, do comprimento do alimentador, da distribuição das cargas e do fator de potência para determinar equações aproximadas de perdas técnicas. Adicionalmente, as medições de demanda na entrada na subestação e as medições de corrente nos alimentadores primários e secundários são utilizados como informação adicional para obter as estimativas.

Conforme mencionado, na existência das informações dos elementos que compõem os alimentadores de distribuição, estes são usualmente analisados através de métodos de fluxo de carga. Um dos primeiros trabalhos que abordam a estimação de perdas técnicas

através do resultado do fluxo de carga é (CHEN et al., 1978). Com relação à análise de fluxo de carga para sistemas de distribuição, este é um assunto que possui muitos trabalhos na literatura, como referência pode ser citado (KERSTING, 2012), que modela de forma detalhada os elementos do sistema de distribuição, analisa o sistema através do fluxo de carga por varredura e determina as perdas técnicas através do resultado desta análise. Em (KERSTING, 2012), é mencionado que, para a análise de perdas, a análise de fluxo de carga é dada para a demanda máxima do sistema, neste caso, obtendo as perdas técnicas máximas de potência.

Na literatura, conforme mencionado anteriormente, busca-se relacionar a estimativa das perdas técnicas de potência com as perdas técnicas de energia através de aproximações. Dentre as primeiras abordagens deste tema, é possível citar (GUSTAFSON, 1983; GUSTAFSON; BAYLOR, 1988), que propõem fatores de perdas. Os fatores de perda relacionam a perda de potência máxima com a perda de energia e são obtidos através de equações quadráticas relacionadas ao fator de carga.

Em (SHENKMAN, 1990) e (TALESKI; RAJICIC, 1996), não é utilizado o termo fatores de perdas, porém, a partir do resultado da análise do sistema para a uma demanda média e considerando os momentos estatísticos das curvas de demanda diária para diferentes tipos de consumidores, são estabelecidas diferentes fórmulas aproximadas para determinar as perdas em energia. De forma semelhante, (MIKIC, 2007) relaciona as perdas com a demanda média e a variância da demanda. Na abordagem, fórmulas são determinadas para estabelecer as perdas em transformadores e linhas com base em parâmetros determinados pelas curvas de duração de cargas e pelos tipos de carga. O autor também analisa as relações entre o fator de perdas e o fator de carga.

Na mesma linha dos autores anteriores, (QUEIROZ, 2010; QUEIROZ et al., 2012) propõe estimar as perdas técnicas em energia com base na análise do sistema para uma demanda média e um novo coeficiente de perdas, sendo este relacionado a variação da demanda no período analisado. Em um estudo mais recente, (FU et al., 2016) considera, além do fator de carga, um fator de carga mínimo (relação entre demanda mínima e demanda máxima) para determinar o fator de perdas, considerando uma equação quadrática determinada por uma análise estatística.

Porém, na análise sobre fatores de perdas, pontos importantes são apresentados por (ARRIT; DUGAN; SHORT, 2015). Neste trabalho, os autores comparam o fator de

perdas calculado, obtido através de simulações de fluxo de carga para diversos instantes de tempo relacionados a diferentes condições de carga, com os fatores de perdas propostos na literatura e que utilizam o fator de carga. O trabalho demonstra que as variações individuais de carga de consumidores influenciam na estimação das perdas e ressalta que o efeito de chaveamento de bancos de capacitores, reguladores de tensão e, principalmente, a existência de geração distribuída, não são considerados na aplicação de fatores de perdas através do fator de carga. O autor menciona que estas características relacionadas aos elementos do sistema são consideradas nas múltiplas análises de fluxo de carga.

Uma abordagem que demanda maior esforço computacional é a determinação das perdas para diferentes condições de potência nas barras. Adotando curvas de cargas diárias, (SUN et al., 1980) realiza o fluxo de carga para diferentes instantes do dia, associados a diferentes condições de demanda, obtendo as perdas técnicas em potência para estes diferentes instantes. A perda técnica de energia no período é obtida pela soma de cada uma das perdas técnicas em potência multiplicadas pelo intervalo de tempo em que estas demandas são consideradas. De forma semelhante, (MÉFFE, 2001) utiliza a estimação de curvas de carga para determinar as perdas técnicas em diferentes instantes através da análise de fluxo de carga. O diferencial de (MÉFFE, 2001) é a estimação das perdas técnicas em todos elementos (segmentos) do sistema, incluindo rede secundária, ramais de ligação e medidores, que normalmente são desprezados.

Em (MÉFFE, 2001), a perda comercial a jusante de cada ponto de medição é estimada pela diferença entre o valor medido e o valor obtido através do fluxo de carga. Dado que os valores obtidos correspondem a soma das perdas comerciais com as perdas técnicas causadas pelas perdas comerciais, em uma continuação do trabalho, (MÉFFE, 2007) propõe uma formulação aproximada para corrigir as cargas a jusante de cada ponto de medição. Após corrigir as cargas, um novo fluxo de carga é realizado, sendo o processo repetido de forma iterativa até que a diferença entre os valores medidos e estimados seja inferior a uma dada tolerância. As perdas comerciais em cada barra são então estimadas pela diferença entre o valor corrigido e o valor original das potências nas barras. É ressaltado que em (KERSTING, 2012), apesar de não realizar o cálculo das perdas comerciais, também é proposto corrigir as cargas (alocar as cargas) a jusante das

medições de forma iterativa com o objetivo de obter valores estimados iguais aos valores medidos.

De forma semelhante, (OLIVEIRA, 2017; BAROUCHE, 2017) também propõe estimar as perdas através da realização múltiplos de fluxos de cargas, aplicando fatores de ajustes nas potências a cada novo fluxo de carga, considerando o efeito das perdas comerciais. Alternativamente, (MÉFFE, 2007) também propõe uma versão simplificada desta abordagem, onde apenas uma correção é aplicada nas cargas e nas perdas após o resultado do fluxo de carga, possuindo um esforço computacional menor e resultados semelhantes ao método iterativo.

Em (MARINOPOULOS; ALEXIADIS; DOKOPOULOS, 2011), tanto as cargas como a geração distribuída são modeladas como processos estocásticos, considerando modelos probabilísticos. Com os modelos probabilísticos, simulações anuais de fluxo de carga são realizadas através do método de Monte Carlo, sendo um novo fluxo de carga realizado para cada alteração nos elementos. As perdas técnicas de energia são obtidas através das perdas técnicas de potência obtidas nas simulações.

Um modelo estocástico para estimar as perdas considerando a sua dependência com a carga também é proposto em (SHULGIN; GERASIMENKO; ZHOU, 2012). O modelo proposto é baseado em simulações estocásticas de uma matriz covariância de potência formada com o uso de curvas de cargas. O método considera as perdas obtidas para valores médios de potência e, através destes valores e de coeficientes definidos pelo modelo estocástico, determina as perdas em energia através de aproximações.

Nos trabalhos de (ARANHA NETO, 2012; ARANHA NETO; COELHO, 2013), uma metodologia probabilística é proposta para estimar as perdas técnicas. Dada as variações de carga, as perdas podem ser analisadas pelos seus momentos estatísticos (média e variância). O método obtém a média e o desvio padrão das potências nas barras e realiza o fluxo de carga considerando os valores médios. Com base em uma matriz sensibilidade de tensões e perdas técnicas, o desvio padrão das perdas técnicas é então obtido. Na análise, o autor ainda considera as medições para dividir o sistema em subáreas e determinar as perdas totais. Ao subtrair das perdas totais as perdas técnicas, são obtidas as perdas não técnicas. Como as perdas possuem média e desvio padrão e seguem uma distribuição normal, a subtração destes valores pode ser realizada por um processo de convolução. Em (DIAZ, 2015), as perdas técnicas também são estimadas através do uso

de fluxo de carga e de análise probabilística. As perdas totais, obtidas através de medições, também são comparadas com a distribuição de probabilidade obtida para as perdas técnicas. Uma diferença elevada entre as perdas totais e a distribuição de probabilidade das perdas técnicas indica a existência de perdas comerciais.

Mais recentemente, com a consideração do aumento do número de medições nos sistemas de distribuição, estimadores de estados vem sendo propostos para analisar estes sistemas. Os métodos consideram a potência horária de cada barra e analisam o sistema através do estimador de estados para cada horário, obtendo as perdas de potência para cada instante. As perdas de energia podem então ser obtidas através das perdas de potência.

Neste aspecto, em (FERREIRA NETO, 2011) é proposto estimar as perdas através de uma abordagem que utiliza o fluxo de carga por varredura e o estimador de estados por mínimos quadrados ponderados. O fluxo de carga é utilizado para determinar o estado do sistema, sendo o estimador de estados utilizado para corrigir os valores de corrente medidos nos alimentadores. A análise clássica de erros grosseiros baseada nos resíduos é aplicada, porém, o autor justifica que devido à baixa redundância de medição e a elevada correlação entre as medidas, esta é utilizada apenas como um indicativo da existência de perdas não técnicas, não sendo utilizada para eliminar ou corrigir a medição com erro.

O estimador de estados por mínimos quadrados ponderados é utilizado por (HUANG; LO; LU, 2013) para identificar e estimar as perdas comerciais. O autor considera a existência de uma infraestrutura avançada de medição, possuindo medições nos alimentadores e consumidores. A análise de erros grosseiros é realizada através da abordagem clássica dos resíduos para identificar transformadores com perdas comerciais, realizando a correção do seu valor de potência, e obtendo uma nova estimação do sistema.

Em (SALINAS; LI, 2016), uma infraestrutura avançada de medição também é considerada para aplicar o estimador de estados detectando e estimando as perdas comerciais. O método é baseado no uso do filtro de Kalman, realizando uma decomposição em dois filtros paralelos para estimar os erros nas medições, associadas a perdas comerciais. Um dos objetivos do autor é preservar a privacidade dos clientes, dado que o comportamento da potência com o tempo destes são obtidos através de medidores inteligentes.

Em (SOUZA, 2016), é proposto detectar os transformadores na rede de distribuição que apresentam indícios de furtos ou fraudes de energia pela observância da curva de carga estimada através de um estimador de estados trifásico. A análise de erros grosseiros não é realizada. A realização do estimador de estados permite a estimação das perdas técnicas. O método considera a existência de uma infraestrutura avançada de medições com medições fasoriais sincronizadas, considerando esta como uma característica de redes inteligentes avançadas.

Em paralelo com os trabalhos acadêmicos, no Brasil, a ANEEL estabelece nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em especial na quinta revisão do Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição (ANEEL, 2017c), que as perdas de energia devem ser determinadas pela concessionária considerando o período de cada mês. O módulo estabelece que as perdas devem ser obtidas através de medições no SDAT, enquanto que para as redes do SDMT e do SDBT as perdas técnicas devem ser determinadas utilizando fluxo de carga. No fluxo de carga, as demandas de forma horária são determinadas com base na energia medida dos consumidores e nas curvas de carga de dia úteis, sábados e feriados, obtidas através de campanhas de medição. As perdas técnicas nos ramais de ligação e medidores de energia são dadas através de formulações aproximadas.

Segundo a (ANEEL, 2017c), as perdas não técnicas são obtidas pela diferença verificada entre a energia medida na saída do alimentador e a energia medida nas unidades consumidoras, adicionada das perdas técnicas de energia a jusante do medidor. O módulo também estabelece que a perda não técnica obtida no procedimento anterior deve ser alocada à energia dos consumidores, sendo realizado um novo fluxo de carga. Desta forma, as perdas técnicas causadas pelas perdas não técnicas são consideradas. Este processo deve ser repetido até que a variação na estimação das perdas técnicas entre duas iterações seja desprezível. Como pode ser observado, a metodologia de correção se assemelha ao apresentado por (MÉFFE, 2007; OLIVEIRA, 2017; BAROUCHE, 2017). Em (BAROUCHE, 2017), dada menção da ANEEL (ANEEL, 2014) sobre o uso do *software* Open Distribution System Simulator (OpenDSS) da Electric Power Research Institute (EPRI) para a estimação das perdas técnicas, também é discutida a aplicação da metodologia, com contribuições no que compete, principalmente, a modelagem das

cargas e o ajuste de correção de potências em transformadores com potências acima do seu valor nominal.

A Tabela 2 apresenta um resumo das abordagens adotadas na literatura. Entre as principais, podem ser mencionadas o uso de formulações aproximadas (FA) para a não realização de métodos iterativos, o uso de métodos baseados em inteligência artificial (IA), como redes neurais e números difusos, a utilização de topologias padrões (TP), aplicada na insuficiência de dados dos sistemas, a aplicação de métodos de fluxo de carga (FC), a comparação com medições (CM) dos valores obtidos, para corrigir as potências ou estimar as perdas comerciais, o uso de fatores de perdas (FP) ou outras abordagens que relacionam as perdas de potência com as perdas de energia, a consideração de modelos probabilísticos (MP) ou simulações estocásticas, associadas as cargas e gerações, e, para finalizar, a consideração de estimadores de estados (EE). Conforme descrito anteriormente, alguns autores utilizam mais de uma abordagem para estimar as perdas. Na Tabela 2 não são adicionados os trabalhos previamente propostos pelo autor, sendo discutidos na Subseção 1.2.3.

1.2.2 Identificação de perdas comerciais

Os métodos de identificação de perdas comerciais, de forma geral, buscam classificar consumidores em suspeitos ou não suspeitos. Devido a este motivo, nesta tese, os métodos de identificação de perdas comerciais são chamados de métodos de classificação de consumidores. Os métodos são baseados nas informações existentes dos consumidores e variam de acordo com cada autor, sendo principalmente utilizada a demanda mensal de energia ou o consumo horário de potência. Como o número de informações é elevado, estes métodos são classificados como mineração de dados. A maioria dos métodos é baseado em técnicas de inteligência artificial, treinadas por processos supervisionados, ou seja, utilizam os resultados das inspeções em campo para treinar a ferramenta. Também são utilizadas abordagens estatísticas não supervisionadas para definir comportamentos de consumo que diferem do padrão para uma dada classe, classificando os consumidores com este comportamento anômalo como suspeitos. Uma descrição das abordagens apresentadas em periódicos, teses, dissertações e alguns congressos é apresentada a seguir.

Tabela 2 Revisão bibliográfica: autores e abordagens utilizadas para estimar as perdas.

Autores	Abordagens							
	CM	EE	FA	FC	FP	IA	MP	TP
Chang (1968)			X					
Chang (1970)			X					
Chen et al. (1978)				X				
Schultz (1978)			X					
Sun et al. (1980)				X				
Gustafson (1983)					X			
Flatten (1988)			X					
Gustafson e Baylor (1988)					X			
Shenkman (1990)				X	X			
Chen et al. (1994)			X	X				
Hsu et al. (1995)			X	X		X		
Taleski e Rajjicic (1996)				X	X			
Chiang, Wang e Mil (1997)			X					
Méffe (2001)	X			X				
Hong e Chao (2002)			X			X		
Dortolina e Nadira (2005)	X			X				X
Kang et al. (2005)			X	X		X		
Leal (2006)			X			X		
Méffe (2006)	X		X	X				X
Rao e Deekshit (2006)	X		X					
Mikic (2007)				X	X			
Leal et al. (2009)			X			X		
Oliveira (2009)	X		X	X				
Oliveira e Padilha-Feltrin (2009)	X		X	X				
Queiroz (2010)					X			
Marinopoulos, Alexiadis e Dokopoulos (2011)				X			X	
Ferreira Neto (2011)		X		X				
Shulgin, Gerasimenko e Zhou (2012)			X				X	
Queiroz et al. (2012)					X			
Strauch (2012)			X					X
Aranha Neto (2012)	X			X			X	
Dashtaki e Haghifam (2013)			X	X				X
Aranha Neto e Coelho (2013)	X			X			X	
Huang, Lo e Lu (2013)		X						
Arrit, Dugan e Short (2015)				X	X			
Fu (2016)					X			
Salinas e Li (2016)		X						
Souza (2016)		X						
Ibrahim et al. (2017)			X					X
Oliveira (2017)	X			X				
Barouche (2017)	X			X				
ANEEL (2017c)	X		X	X				

Siglas: comparação com medições (CM), estimador de estados (EE), formulações aproximadas (FA), fluxo de carga (FC), fator de perdas (FP), inteligência artificial (IA), modelos probabilísticos (MP) e topologias padrões (TP).

Um dos primeiros trabalhos nesta área é o de (QUEIROGA, 2005), que utiliza técnicas de mineração de dados para aumentar os acertos das inspeções de campo. O autor utiliza dados cadastrais e de consumo de energia (média e variação) em diferentes técnicas de classificação. Entre as técnicas de inteligência artificial utilizadas para realizar a classificação podem ser citadas as redes neurais artificiais e as redes bayesianas. O autor considera um treinamento supervisionado, baseado nos resultados das inspeções.

Em (FILHO, 2006), um sistema baseado em descoberta de conhecimento em bancos de dado é proposto para aumentar as inspeções bem-sucedidas. Uma técnica de árvore de decisão para mineração de dados é utilizada, sendo uma técnica de inteligência artificial que implementa habilidades humanas em máquinas e realiza o processo de aprendizagem através de métodos de classificação. O principal dado para identificar consumidores suspeitos é o consumo mensal de energia. O treinamento do classificador é dado de forma supervisionada.

Uma abordagem para identificar perdas não técnicas utilizando a técnica de máquinas de aprendizado extremo é apresentada em (NIZAR; DONG; WANG, 2008). A abordagem é baseada em um método que envolve a mineração de dados para extrair padrões com base nos dados históricos de consumo de energia. Os resultados produzem classes de classificação que servem para definir quando o consumo possui irregularidades, sendo utilizado um treinamento supervisionado. O autor realiza ainda comparação desta abordagem com o uso de máquina de vetor de suportes, obtendo melhores resultados com máquinas de aprendizado extremo.

Em (NAGI et al., 2010) é proposto identificar consumidores suspeitos através da técnica de máquina de vetores de suporte. O método proporciona uma abordagem de mineração de dados que envolve a extração de dados históricos de consumo e treinamento de forma supervisionada. A abordagem utiliza o perfil de carga e atributos adicionais para detectar consumo anormal. O autor menciona um aumento significativo na taxa de acerto das inspeções após a aplicação da metodologia. Em uma sequência do trabalho, (NAGI et al., 2011) adiciona a inclusão de conhecimento humano no sistema baseado em máquina de vetores de suporte com a introdução de um sistema de inferência difusa, no formato de regras “se-então”. O método de inferência funciona com um esquema de pós-processamento para listar os consumidores suspeitos com maior probabilidade de

atividades fraudulentas. O autor menciona que a taxa de acerto de inspeções aumenta ainda mais com esta inclusão.

Uma técnica computacional para classificar os perfis de consumo de energia ao longo do tempo é apresentada em (ANGELOS et al., 2011). A metodologia compreende dois passos. No primeiro passo, uma metodologia *fuzzy* é utilizada para aglomerar consumidores com mesmo padrão de consumo. No segundo passo, um classificador *fuzzy* é desenvolvido utilizando a matriz de pertinência difusa e a distância Euclidiana ao centro dos aglomerados. Após um treinamento supervisionado, os elementos são classificados pela maior distância, sendo estes os mais sujeitos a possuir perdas não comerciais.

Em (LEON et al., 2011) é proposto uma estrutura para detectar perdas não técnicas, baseada em quatro partes: seleção de dados, pré-processamento dos dados e mineração de dados descritivo e preditivo. O trabalho utiliza dois estimadores estatísticos para adicionar importância à análise de variabilidade e à tendência do consumo de energia, oferecendo um modelo preditivo, baseado no modelo de indução geral. A análise preditiva descobre regras de associação nos dados e é suplementada por um método de classificação por árvores binárias. O classificador também utiliza um treinamento supervisionado.

O classificador floresta de caminhos ótimos é aplicado em (RAMOS et al., 2011), assim como o uso de seus algoritmos de aprendizado e poda, para identificar as perdas não técnicas com base nas informações de demanda de energia e demais características. Este classificador também utiliza um treinamento supervisionado. Em uma continuação do trabalho (RAMOS et al., 2012), a seleção das características mais representativas para melhorar o desempenho da identificação e caracterização de consumidores ilegais é abordada. Para abordar este problema, são utilizadas técnicas baseadas em árvores evolutivas para seleção de características. A seleção das características mais significativas melhora a precisão de identificação, sendo também abordada em (RAMOS et al., 2014).

Na identificação de perdas comerciais, (CANCIAN, 2013) avalia técnicas espaciais e de agrupamento, como a regra dos k-vizinhos mais próximos, juntamente com metodologias de análise gráfica e visual, como as transformadas Wavelet. Como dados de entrada é utilizado o histórico de consumo e demais características do sistema. O método detecta *clusters* e classifica padrões nos dados, determinando os pontos de maior ou constante queda de consumo de energia. O autor também realiza um estudo de fluxo

de carga e compara os valores obtidos com os valores medidos, contribuindo na identificação de trechos com maior propensão de existência de consumo irregular de energia. A abordagem não utiliza treinamento, representando de forma gráfica os pontos classificados como mais propensos a possuírem perdas comerciais.

Em (TREVIZAN, 2014), a identificação de perdas comerciais também é realizada através do classificador supervisionado floresta de caminhos ótimos. O autor propõe a utilização de dados categóricos (localização geográfica) e a normalização dos dados de consumo pelo valor médio como alternativas para melhorar a taxa de acerto do classificador. Uma continuação do trabalho também é descrita em (TREVIZAN; BRETAS; ROSSONI, 2015), onde a queda na medição do consumo, uma das características associadas as perdas comerciais, é tratada como uma série no tempo. A transformada discreta de cosseno é então utilizada como meio de implementar uma extração automática de características, melhorando o desempenho deste classificador.

Em (LIN et al., 2014) e (ZHAN et al., 2016) são propostos sistemas de monitoramento de perdas comerciais em sistemas de distribuição baseados em modelos de jogos cooperativo e não cooperativo. Os modelos compõem uma infraestrutura com medidores inteligentes de energia, sendo os valores medidos de consumo comparados com um perfil de carga esperado. O método realiza a extração de características através de um sistema de ordem fracionária, sendo as características então utilizadas em modelos de decisão baseados em jogos para identificar eventos de fraude. Em (CHEN et al., 2015), os mesmos autores utilizam o sistema de ordem fracionária para extrair as características, porém, um sistema de tomada de decisões baseado em redes *fuzzy* é utilizado para determinar anomalias, como perdas comerciais. Os autores ressaltam como vantagem a não necessidade de treinamento supervisionado e o ajuste de parâmetros na aplicação destas metodologias.

Uma abordagem de detecção de fraude de energia baseado no padrão de consumo também é apresentada em (JOKAR, ARIANPOO, LEUNG, 2016). Na abordagem, medições em transformadores são utilizadas para indicar áreas com alta probabilidade de perdas comerciais. Considerando uma infraestrutura avançada de medição, também é possível monitorar os consumidores e detectar anomalias nos padrões de consumo, identificando assim consumidores suspeitos. A identificação é dada através de um

classificador baseado em máquina de vetor de suportes com uso de treinamento supervisionado.

Em (FARIA, 2014; FARIA, MELO, PADILHA-FELTRIN, 2016) é proposto um método para identificar a distribuição espacial das perdas comerciais ao longo do tempo em um espaço geográfico sem a consideração de um treinamento supervisionado. O método progride em dois passos: primeiro, um modelo aditivo generalizado é utilizado para gerar um mapa das probabilidades atuais. O segundo passo utiliza as cadeias de Markov para gerar um mapa que indica possíveis futuras alterações nas probabilidades de perdas. O método utiliza variáveis socioeconômicas, dada que estas estão correlacionadas com a ocorrência de perdas comerciais.

Outras abordagens que não fazem uso de treinamento supervisionado para identificar perdas comerciais é a aplicação de métodos de detecção de anomalias. A detecção de anomalia busca encontrar padrões em um conjunto de dados que não estão conformes com o comportamento esperado (CHANDOLA; BANERJE; KUMAR, 2009), normalmente utilizando um critério estatístico. Em (ROSSONI et al., 2016) é aplicado um detector de anomalia estatístico e paramétrico baseado em um modelo Gaussiano multivariado para identificar perdas comerciais. O método considera que as características de consumo mensal dos consumidores irregulares divergem da distribuição estatística esperada, ou seja, possuem comportamento anômalo aos demais consumidores, podendo ser identificados por esta característica.

Alguns métodos combinam a estimação de perdas e a classificação de consumidores. Dentre eles, em (TREVIZAN et al., 2015), o resultado da estimação de perdas não técnicas obtido por um estimador de estados, é utilizado como dados adicionais de entrada no classificador floresta de caminhos ótimos, melhorando o seu desempenho. Em (HUANG; LO; LU, 2013) e (SOUZA, 2016), após estimar as perdas comerciais nos transformadores, métodos de classificação de consumidores são aplicados aos consumidores conectados nestes transformadores. Em (HUANG; LO; LU, 2013), a classificação é dada por análises de variância, sendo comparada as curvas de demanda medidas pelos medidores inteligentes instalados nos consumidores com curvas típicas, previamente validadas através de medições em consumidores regulares. Por outro lado, em (SOUZA, 2016), é aplicado um classificador supervisionado baseado em redes neurais artificiais para identificar os consumidores suspeitos.

O estimador de estados também é considerado em (LEITE; MANTOVANI, 2018) para identificar os pontos do sistema com perdas comerciais. Na metodologia, primeiro, um estimador de estados utiliza os medidores inteligentes dos consumidores para determinar as grandezas do sistema. Nos pontos do alimentador com medições, os valores de tensão e corrente estimados são comparados com os valores medidos, sendo definida a existência de perdas comerciais a jusante do ponto através de uma abordagem baseada na variância generalizada das diferenças destas medições. Nos pontos em que se detecta a existência de perdas comerciais, o método realiza um processo de varredura para frente (*forward sweep*), atualizando as grandezas a jusante do ponto. As diferenças entre os valores atualizados e inicialmente estimados são utilizadas em uma abordagem baseada no algoritmo A-estrela (A^*) para encontrar o ponto específico com perda comercial.

A Tabela 3 apresenta um resumo das metodologias de identificação de perdas comerciais, considerando as principais abordagens utilizadas pelos autores: árvores de decisão (AD), técnicas de análise espacial (AE), algoritmo A-estrela (A^*), floresta de caminhos ótimos (FCO), indução de regras (IR), k-vizinhos mais próximos (KNN), métodos estatísticos (ME), máquinas de aprendizado extremo (MEE), modelos de jogos (MJ), máquina de vetores de suportes (MVS), redes bayesianas (RB), redes neurais artificiais (RNA) e sistemas difusos (SD). Também é ressaltado os trabalhos de (VIEGAS et al., 2017) e (MESSINIS, HATZIARGYRIOUS, 2018) que apresentam revisões dos métodos de identificação de consumidores.

1.2.3 Justificativas e contribuições esperadas

Para obter resultados mais precisos na estimação das perdas de energia, a estimação das perdas de potência deve ser obtida através de um processo iterativo que considere diferentes condições de potências nas barras, dado que estas variam ao longo do tempo. Apesar dos métodos aproximados possuírem importância na redução dos custos computacionais ou na ausência de informações do sistema, a própria ANEEL estabelece o uso de fluxo de carga com curvas características diárias de carga para a estimação das perdas em sistemas de distribuição (ANEEL, 2017c).

Conforme (HUANG; LO; LU, 2013; SALINAS; LI, 2016; LEITE, MANTOVANI, 2018), medidores tradicionais vêm sendo substituídos por medidores inteligentes, tanto nos consumidores quanto nos elementos de proteção e automação dos

alimentadores, compondo infraestruturas avançadas de medição. As redes inteligentes modernizam os sistemas de distribuição e melhoram a sua eficiência, confiabilidade e segurança.

Tabela 3 Revisão bibliográfica: identificação de perdas comerciais – autores e abordagens.

Autores	Abordagens						
	AD	AE	A*	FCO	IR	KNN	ME
Filho (2006)	X						
Leon et al. (2011)					X		
Ramos et al. (2011)				X			
Ramos et al. (2012)				X			
Cancian (2013)						X	
Huang, Lo e Lu (2013)							X
Ramos (2014)				X			
Trevizan (2014)				X			
Chen et al. (2015)							
Trevizan et al. (2015)				X			
Trevizan, Bretas e Rossoni (2015)				X			
Zhan et al. (2015)							
Faria (2016)		X					
Faria, Melo, Padilha-Feltrin (2016)		X					
Rossoni et al. (2016)							X
Leite e Montovani (2018)			X				X

Autores	Abordagens					
	MEE	MJ	MVS	RB	RNA	SD
Queiroga (2005)				X	X	
Nizar, Dong e Wang (2008)			X			
Nizar, Dong e Wang (2008)	X					
Nagi et al. (2010)			X			
Nagi et al. (2011)			X			X
Lin et al. (2014)		X				
Chen et al. (2015)						X
Zhan et al. (2015)		X				
Jokar, Arianpoo e Leung (2016)			X			
Souza (2016)					X	

Síglas: árvores de decisão (AD), técnicas de análise espacial (AE), algoritmo A-estrela (A*), floresta de caminhos ótimos (FCO), indução de regras (IR), k-vizinhos mais próximos (KNN), métodos estatísticos (ME), máquinas de aprendizado extremo (MEE), modelos de jogos (MJ), máquina de vetores de suportes (MVS), redes bayesianas (RB), redes neurais artificiais (RNA) e sistemas difusos (SD).

Como vantagens da infraestrutura avançada de medição, também podem ser citadas o gerenciamento de carga e a resposta a demanda (JOKAR, ARIANPOO, LEUNG, 2016). Com o aumento do número de medições no sistema de distribuição, é esperado que se utilize estimadores de estados como processos iterativos para determinar os estados e grandezas do sistema (PRIMADIANTO; LU, 2017), incluindo as perdas

técnicas e comerciais. Adicionalmente, conforme analisado em (ROSSONI, 2014), a aplicação do estimador de estados com análise de erros grosseiros, desde que ocorra a correta detecção, identificação e correção das barras com perdas comerciais, apresenta um desempenho melhor na estimação das perdas que o método baseado no fluxo de carga com correção das medições, que corrige todas as potências a jusante de cada ponto de medição.

No contexto de redes de distribuição inteligentes, autores como (SALINAS; LI, 2016; JOKAR, ARIANPOO, LEUNG, 2016; LEITE, MANTOVANI, 2018), ressaltam que, além das ações tradicionais de roubo e fraude de energia, estas redes estão suscetíveis a ataques cibernéticos de diferentes formas, que podem tornar o roubo e a fraude de energia mais fácil. Se por um lado as informações obtidas dos consumidores através dos medidores inteligentes podem ser utilizadas para melhorar o desempenho dos métodos de classificação de consumidores (HUANG; LO; LU, 2013), por outro lado, existe uma maior possibilidade de adulteração destes dados. Este é um dos motivos das diversas abordagens de classificação de consumidores recentemente propostas, conforme apresentado na Subseção 1.2.2.

Portanto, considerando o contexto de redes inteligentes com infraestruturas avançadas de medição, é esperado que o estimador de estados e a classificação de consumidores sejam metodologias essenciais para o monitoramento e controle de sistemas de distribuição. Apesar dos medidores inteligentes atualmente não serem uma realidade para a maioria de distribuidoras de energia brasileiras, a tendência é a aplicação destas infraestruturas de medição ao médio ou longo prazo. Neste contexto, é justificável propor uma metodologia de estimação de perdas baseada na utilização em conjunto da classificação de consumidores e do estimador de estados, conforme proposto neste trabalho. No estimador de estados, é ressaltada também a importância da análise de erros grosseiros para identificar e corrigir as medições com perdas comerciais.

Na análise de perdas através do estimador de estados, os trabalhos de (SOUZA, 2016) e (LEITE; MANTOVANI, 2018) não realizam análise de erros grosseiros, utilizando outras metodologias após a convergência para determinar os pontos com perdas comerciais. A análise de erros baseada nos resíduos do estimador por mínimos quadrados ponderados é considerada em (FERREIRA NETO, 2011) e (HUANG; LO; LU, 2013) para identificar os pontos com perdas comerciais. Porém, em sistemas de

distribuição, a análise de erros grosseiros baseada na abordagem geométrica apresenta um melhor desempenho na detecção, identificação e correção de erros grosseiros que a análise baseada nos resíduos (BRAUNSTEIN et al., 2015; BRAUNSTEIN, 2016; BRETAS et al., 2017), sendo esta abordagem baseada em estudos anteriores para sistemas de transmissão (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013).

Em trabalhos previamente apresentados pelo autor, apesar da melhoria no desempenho da análise de erros grosseiros com a utilização da abordagem geométrica na identificação e correção de medições com perdas comerciais (ROSSONI, 2014; ROSSONI et al., 2016), em alguns casos, esta identificação pode ser prejudicada pela baixa redundância de medições. Esta característica também é apontada por (GOMEZ-QUILES; GOMEZ-EXPÓSITO; JAEN, 2012) na análise baseada em resíduos para sistemas de distribuição. Uma alternativa proposta para melhorar a estimação das perdas em condições de baixa redundância é combinar o estimador de estados com um método de classificação de consumidores. A alternativa consiste em ponderar as medições associadas às cargas no estimador considerando o resultado do método de classificação de consumidores (ROSSONI et al., 2015a; 2015b) ou realizar o estimador em dois passos (ROSSONI et al., 2016; 2017), sendo esta ideia do estimador em dois passos baseada no proposto em (BRETAS, N. G; BRETAS, A. S., 2015). Na aplicação em dois passos, a análise de erros grosseiros é aplicada no primeiro passo e a ponderação dos consumidores, considerando o resultado de um método de classificação, no segundo passo.

Dois pontos principais com relação a literatura e os trabalhos previamente propostos são ressaltados. Primeiramente, apesar dos trabalhos mencionarem que os problemas de detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição estão relacionados as baixas redundâncias locais de medição, não é realizada uma análise para identificar estes locais ou os subconjuntos de medições de baixa redundância. O segundo ponto é a não proposição de uma alternativa para aumentar a redundância local e melhorar o desempenho da análise de erro grosseiros, estando esta análise diretamente associada a correta estimação das perdas técnicas e comerciais.

Portanto, este trabalho se propõe a identificar as medições passíveis de não serem detectadas pelos métodos de análise de erros grosseiros em sistemas de distribuição através dos conceitos de formação de n -uplas de medições críticas (CLEMENTS, DAVIS, 1986), pontos de alavancagem (ABUR, GÓMEZ-EXPÓSITO, 2004) e índices

de inovação (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013). Estas análises são abordadas no âmbito de estimação de estados em sistemas de transmissão, sendo aqui analisadas considerando as características dos sistemas de distribuição.

Considerando a análise das medições passíveis de não serem detectadas, este trabalho se propõe a criar medições sintéticas, de forma a aumentar a redundância local destas medições e permitir a sua detecção pelos métodos de análise de erros grosseiros. Para criar as medições sintéticas, é proposto realizar o estimador de estados ponderado pelo resultado de um método de classificação de consumidores, sendo os valores obtidos através desta estimação adotados para as medições sintéticas. Com as medições sintéticas adicionadas ao conjunto de medições, o estimador de estados é então realizado com análise de erros grosseiros e as perdas técnicas e comerciais são estimadas. Portanto, neste trabalho, o estimador ponderado pelo resultado do método de classificação de consumidores é utilizado para obter as medições sintéticas, diferentemente do previamente proposto pelo autor em (ROSSONI et al., 2015a; 2015b; 2016; 2017), onde através desta estimação são obtidos os valores finais de perdas técnicas e comerciais. Esta medição é denominada como sintética, e não como pseudomedição, por ter o seu valor obtido através do resultado do estimador de estados ponderado pelo resultado do método de classificação de consumidores.

Outros pontos com relação a literatura são ressaltados. Em (HUANG, LO, LU, 2013; ROSSONI et al., 2016; 2017), a estimação de perdas através do estimador de estados é realizada no SDMT, sendo esta aplicação justificada pelo fato de as medições provenientes de equipamentos de proteção e automação estarem localizadas nas linhas de média tensão, portanto, a SDBT normalmente não possui redundância de medição. Adicionalmente, o SDBT apresenta um número maior de dados inconsistentes (IBRAHIM et al., 2017). Nestes trabalhos, na aplicação do estimador de estados no SDMT, é considerada a existência de medições nas barras de média tensão. Porém, dado que os medidores inteligentes vêm sendo instalados nos consumidores para outras finalidades, como resposta a demanda (JOKAR, ARIANPOO, LEUNG, 2016), e sendo que a maioria dos consumidores em sistemas de distribuição está conectado em baixa tensão, as medições provenientes destes medidores estão localizadas nas barras de baixa tensão.

Antes de realizar o estimador de estados, a metodologia proposta neste trabalho realiza um fluxo de carga no sistema de distribuição, considerando os valores de potência medidos nos consumidores em baixa tensão, para obter as potências injetadas em cada barra de média tensão. Estes valores são considerados como pseudomedições de injeção de potência no estimador de estados. Para diferenciar das medições sintéticas previamente mencionadas, neste caso, é utilizado o termo pseudomedição, sendo o termo usualmente mencionado na literatura para definir um valor de injeção de potência não medido e obtido através de uma outra abordagem.

Adicionalmente, os valores de tensão obtidos pelo fluxo de carga são considerados como valores iniciais no estimador de estados, bem como a posição dos *taps* dos reguladores de tensão. Ainda com relação a literatura, para finalizar, em (BRAUNSTEIN, 2016; BRETAS et al., 2017) não são consideradas algumas características típicas de sistemas de distribuição reais, como linhas e cargas monofásicas e bifásicas e reguladores de tensão. Portanto, este trabalho busca avaliar o desempenho da abordagem geométrica de análise de erros grosseiros na presença destas características.

Portanto, em resumo, as justificativas apresentadas para a proposição de uma nova metodologia para a estimação de perdas técnicas e comerciais são:

- o avanço das redes inteligentes e a utilização de infraestruturas avançadas de medição possibilitam a realização de estimadores de estado em sistema de distribuição, bem como os dados obtidos dos consumidores melhoram o desempenho dos métodos de classificação de consumidores. Portanto, é justificável propor uma metodologia de estimação de perdas baseada em um estimador de estados e um método de classificação de consumidores. Apesar da literatura apresentar um número elevado de abordagens para identificar consumidores com perdas comerciais, a utilização do resultado destes métodos para ponderar o estimador de estados e melhorar a estimação de perdas técnicas e comerciais é um assunto não explorado por demais autores;
- considerando o estimador de estados, as perdas comerciais estão associadas a erros grosseiros nas medições. As origens das falhas na detecção e identificação de erros grosseiros em estimadores de estados por mínimos quadrados ponderados é um assunto pouco abordado na literatura

para sistemas de distribuição. Da mesma forma, alternativas para aumentar a redundância de medição também não são apresentadas. Portanto, identificar estes locais e propor uma metodologia para aumentar a redundância nestes pontos é necessária para a correta estimação das perdas;

- a análise geométrica de erros grosseiros aplicada a sistemas de distribuição (BRETAS et al., 2017), não considera a existência de linhas monofásicas e bifásicas e reguladores de tensão, elementos típicos em sistemas de distribuição.

Neste trabalho, é considerado o método dos mínimos quadrados ponderados para a estimação dos estados. A escolha deste método está relacionada aos resultados apresentados por (SINGH; PAL; JABR, 2009), no qual o mesmo é comparado com o método do mínimo valor absoluto ponderado e o método SHGM (*Schweppe Huber generalised M*), apresentando o melhor desempenho e sendo considerado consistente para a aplicação em sistemas de distribuição. A aplicação deste método também apresentou um bom desempenho em estudos prévios realizados pelo autor, tanto na aplicação em sistemas de distribuição reais (ROSSONI, 2015a), quanto na análise de erros grosseiros (BRETAS et al., 2017). Adicionalmente, este é um método amplamente aplicado para sistemas de transmissão (ABUR, GÓMEZ-EXPÓSITO, 2004), podendo ser incorporada em rotinas de análise de sistemas de distribuição reais, com as devidas alterações.

Na identificação de perdas comerciais, neste trabalho, será considerado o classificador baseado em detecção de anomalias, conforme (CHANDOLA; BANERJE; KUMAR, 2009), semelhante ao aplicado em (ROSSONI et al., 2016). A justificativa para utilização deste classificador é a sua fácil implementação. O trabalho não se propõe a contribuir para o estado da arte na identificação de perdas comerciais e, sim, fazer uso do resultado de um método de classificação de consumidores na metodologia de estimação de perdas. Da mesma forma, sem o intuito de comparar métodos de análise de fluxo de carga, este trabalho aplica o método de fluxo de carga baseado na matriz admitância de barras e correntes injetadas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010), de forma semelhante ao algoritmo de fluxo de carga “normal” do *software* OpenDSS. A metodologia proposta não está associada a este classificador e este método de fluxo de carga em específico, podendo ser utilizado o resultado proveniente de outros métodos.

Portanto, as contribuições esperadas para o estado da arte deste trabalho são:

- identificação dos locais com baixa redundância de medição e análise da relação destes pontos com os problemas de identificação de erros grosseiros (perdas comerciais) no estimador de estados. A identificação e a análise consideram os conceitos de índice de inovação e n -uplas de medições críticas considerando as características de sistemas de distribuição;
- proposição de um método para criar medições sintéticas, objetivando aumentar a redundância de medição dos locais previamente identificados por possuírem problemas de identificação de erros grosseiros (perda comercial). As medições sintéticas são criadas através de uma estimação que considera o estimador de estados ponderado pelo resultado de um método de classificação de consumidores;
- proposição de uma nova metodologia de estimação de perdas técnicas e comerciais baseada no estimador de estados e na classificação de consumidores. Adicionalmente, a metodologia proposta utiliza um fluxo de carga para determinar os valores de injeção de potência nas barras de média tensão, bem como os valores iniciais de tensão e das posições dos *taps* dos reguladores de tensão;
- análise do desempenho da análise geométrica de erros grosseiros em alimentadores de distribuição com linhas monofásicas e bifásicas e reguladores de tensão, elementos não considerados em estudos prévios para esta análise de erros (BRAUNSTEIN, 2016; BRETAS et al., 2017).

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho consiste em propor e desenvolver uma metodologia de estimação de perdas técnicas e comerciais para alimentadores do SDMT. O método consiste no uso do estimador de estados por mínimos quadrados ponderados com análise geométrica de erros grosseiros, sendo a redundância de medição aumentada por medições sintéticas obtidas por uma estimação que considera o resultado de um método de classificação de consumidores. Na implementação da metodologia, um fluxo de carga é utilizado para determinar as injeções de potência nas barras de média tensão,

os valores iniciais para as tensões nas barras e as posições dos *taps* dos reguladores de tensão.

Os objetivos específicos deste trabalho são descritos abaixo:

- descrever e implementar a modelagem de sistemas de distribuição e os métodos de análise de fluxo de carga e estimação de estados trifásicos, bem como um método de detecção de anomalias para classificar os consumidores;
- analisar a relação entre a baixa redundância de medição dos sistemas de distribuição e os problemas associados a análise de erros grosseiros do estimador de estados através dos conceitos de índice de inovação e n -uplas de medições críticas. Com base na análise, identificar os pontos onde a inserção de medidas sintéticas possam contribuir para o desempenho da análise de erros grosseiros;
- propor uma ponderação baseada no resultado da classificação de consumidores em uma primeira estimação, com o objetivo de criar as medições sintéticas;
- implementar a metodologia baseada no fluxo de carga, na classificação de consumidores e no estimador de estados. Com base no resultado do estimador, estimar as perdas técnicas e comerciais;
- realizar estudos de casos em sistemas testes da IEEE (IEEE, 2018), comparando os resultados de estimação de perdas obtidos pela metodologia proposta e pelo método apresentado em (HUANG, LO, LU, 2013), que considera o estimador de estados com análise de erros grosseiros baseados nos resíduos, denominada neste trabalho de abordagem clássica.

Com relação à organização dos demais capítulos deste trabalho, o Capítulo 2 apresenta o referencial teórico, descrevendo a modelagem de sistemas de distribuição, a análise de fluxo de carga, a classificação de consumidores e o estimador de estados, abordando para o estimador os aspectos relativos a análise de erros grosseiros. O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta, analisando a redundância de medição, descrevendo a obtenção de pseudomedições de injeção de potência e apresentando a criação de medições sintéticas de fluxo de potência. No Capítulo 4 são realizados os estudos de casos

com aplicação da metodologia proposta nos sistemas testes da IEEE de 4, 13 e 123 barras, sendo os resultados discutidos e comparados com a abordagem proposta em (HUANG, LO, LU, 2013). Para finalizar, o trabalho apresenta as conclusões, no Capítulo 5, e as referências.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A metodologia proposta é baseada na aplicação três processos interdependentes: análise de fluxo de carga, método de classificação de consumidores e estimador de estados. Além da descrição destes métodos, este capítulo apresenta os elementos que compõem um sistema de distribuição e a sua modelagem através da matriz admitância de barras, utilizada na análise de fluxo de carga e no estimador de estados. Para finalizar, metodologias de análise de erros grosseiros para o estimador de estados, bem como os conceitos de n -uplas de medições críticas e índice de inovação, são apresentados. Na implementação, considerações foram feitas para se obter um bom desempenho na aplicação destes métodos. Estas considerações são descritas ao apresentar cada método ao longo deste capítulo, sendo retomadas nas conclusões.

2.1 ELEMENTOS E MEDIÇÕES EM ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Um SDMT tipicamente inicia com uma subestação de distribuição alimentada em tensão de subtransmissão, com valores que variam de 12,47 a 245 kV (GONEN, 2012), sendo que no Brasil são principalmente utilizadas as tensões de 34,5, 69, 88 e 138 kV (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). A subestação possui como elemento principal um ou mais transformadores que rebaixam a tensão de subtransmissão para a tensão de distribuição primária, ou média tensão, com valores de 4,16 a 34,5 kV (KERSTING, 2012). No Brasil, os valores usualmente utilizados são 11,9, 13,8, 22,5, 23,1 e 34,5 kV (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). A subestação fornece energia para um ou mais alimentadores primários, normalmente radiais, que distribuem energia para consumidores conectados em média tensão e para transformadores de distribuição. Os transformadores de distribuição rebaixam a tensão, alimentando as linhas secundárias de distribuição (linhas de baixa tensão), com valores nominais de 120 a 480 V (GONEN, 2012), sendo no Brasil principalmente adotadas os valores 220/127 e 380/220 V (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). Por fim, os consumidores em baixa tensão são conectados ao sistema de distribuição secundária através de ramais de ligação.

De acordo com (KERSTING, 2012), os principais componentes de um alimentador de distribuição são: alimentador principal trifásico, laterais trifásicos, bifásicos e monofásicos, reguladores de tensão, transformadores, bancos de capacitores, linhas secundárias e cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas. Além destes elementos, de

acordo com (GONEN, 2012), existem também as unidades de armazenamento e geração de energia distribuída (AGD), sendo a sua conexão na rede primária ou secundária de distribuição dependente da potência instalada. O método desenvolvido nesta tese não considera unidades de AGD, apenas consumidores de potência conectados nas barras.

Os alimentadores também possuem medições. De acordo com (GÓMEZ-EXPÓSITO, GÓMEZ-QUILES, DŽAFIĆ, 2015), as medições estão associadas aos equipamentos de medição no início de cada alimentador (saída da subestação), aos equipamentos de proteção e automação localizados ao longo do alimentador (em média tensão) e aos equipamentos de medição de geração e consumo localizados nas barras de média e baixa tensão. A quantidade e o tipo de medições mudam para cada sistema. Alimentadores que possuem uma parcela significativa de medidores eletrônicos ou microprocessados, normalmente possuindo comunicação com o centro de operação da distribuição, são conhecidos por possuir uma infraestrutura avançada de medições (HUANG, LO, LU, 2013).

Portanto, um alimentador de distribuição com os elementos mencionados e contendo uma infraestrutura avançada de medições é apresentado na Figura 2. Na Figura 2 são omitidos os elementos de proteção e de comunicação também existentes nos alimentadores. A simbologia dos elementos, conforme legenda apresentada na própria figura, é utilizada nas demais representações dos alimentadores neste trabalho.

A modelagem e análise de sistemas de distribuição envolvem os modelos elétricos destes elementos e os valores obtidos através dos medidores, principalmente de potência horária. Para os consumidores que não possuem uma medição de potência horária, esta pode ser obtida através da medição de energia e das curvas características de carga (GÓMEZ-EXPÓSITO, GÓMEZ-QUILES, DŽAFIĆ, 2015). Outro ponto com relação as medições, é que autores como (GÓMEZ-EXPÓSITO, GÓMEZ-QUILES, DŽAFIĆ, 2015) consideram que os elementos instalados ao longo do alimentador possuem apenas medições de fluxo corrente, enquanto que autores como (HUANG, LO, LU, 2013; HUANG, LU, LO, 2015) consideram que a corrente e a tensão são medidas, obtendo assim o fluxo de potência.

Neste trabalho, é considerado que todos os consumidores possuem medidores inteligentes com medições de tensão, potência ativa e reativa, como exemplo é possível mencionar os medidores do fabricante WEG (WEG, 2016; 2018). Adicionalmente, é

considerado que os medidores instalados nos alimentadores possuem medições de magnitude de tensão, potência ativa e reativa, como referência podem ser apontados os religadores com controle microprocessado do fabricante Cooper (COOPER, 2015; 2000) e as chaves seccionadoras com unidades de controle e comunicação do fabricante S&C (S&C, 2018a; 2018b). Na saída da subestação, também será considerada a existência das medições de magnitude de tensão, potência ativa e reativa, estas usualmente existentes e consideradas pelos demais autores (GÓMEZ-EXPÓSITO, GÓMEZ-QUILES, DŽAFIĆ, 2015).

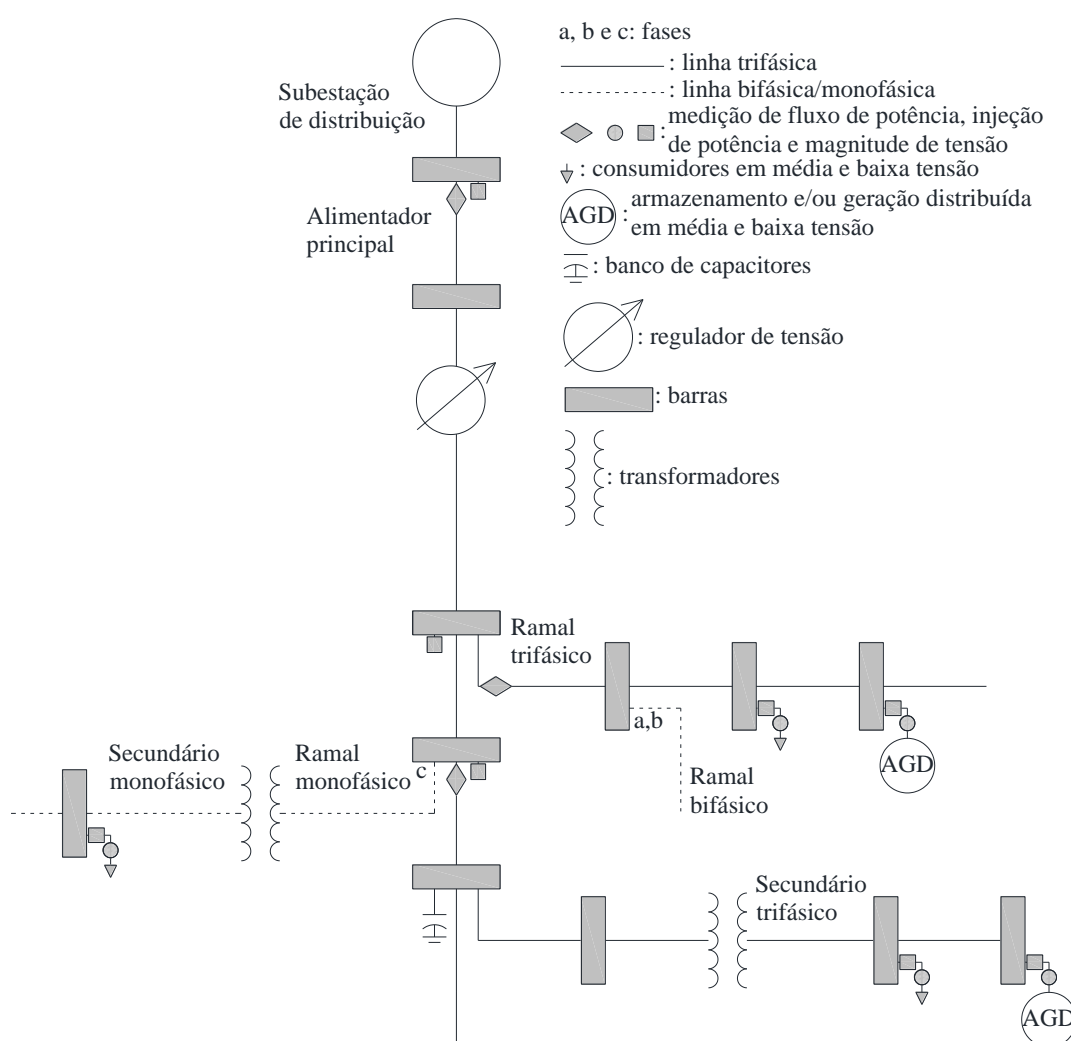


Figura 2 Alimentador de distribuição com infraestrutura avançada de medição.

De acordo com os fabricantes, usualmente a classe de exatidão da medição é da ordem de 1%, sendo este valor também considerado em (GÓMEZ-EXPÓSITO, GÓMEZ-QUILES, DŽAFIĆ, 2015) e nesta tese. Alguns autores, como (SOUZA, 2016),

consideram medições fasoriais sincronizadas no sistema de distribuição, as quais não serão consideradas nesta tese.

2.2 MODELAGEM DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Uma descrição mais abrangente dos elementos de sistemas de distribuição pode ser encontrada, entre outras referências, em (KERSTING, 2012; GONEN, 2012; SHORT, 2014), sendo dada ênfase nesta tese nos elementos modelados. Na modelagem dos elementos, ressalta-se também a representação das matrizes admitâncias primitivas e formação da matriz admitância de barras apresentadas por (FANTIN, 2016; BAZRAFESHAN, GATSIS, 2018).

A matriz admitância de barras relaciona as tensões de fase de todas as barras com as correntes de fase injetadas em todas as barras. Uma forma de obter a matriz impedância de barras é através da obtenção das matrizes impedâncias dos elementos que formam esta matriz, sendo formado por elementos conectados entre barras, os segmentos, e elementos conectados em uma barra.

Os segmentos dos alimentadores são as linhas, transformadores e reguladores de tensão e podem ser representados através de uma matriz impedância primitiva do elemento. Esta matriz relaciona as tensões de fase das barras que o segmento está conectado com as correntes de linha que fluem no segmento a partir de cada barra, conforme (1) e a Figura 3.

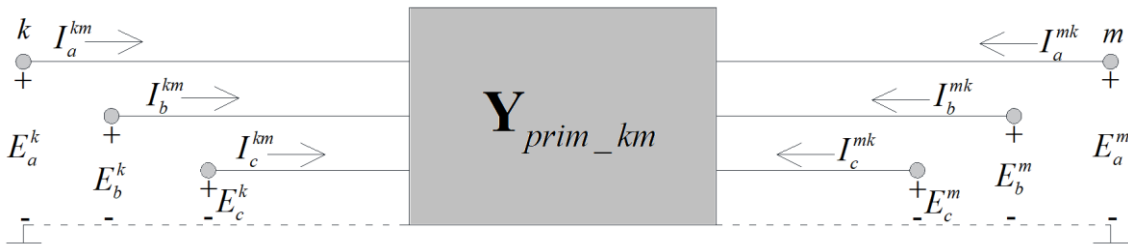


Figura 3 Segmento entre barras k e m – linhas, transformadores e reguladores de tensão.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{abc}^{km} \\ \mathbf{I}_{abc}^{mk} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{prim_km} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{abc}^k \\ \mathbf{E}_{abc}^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{prim_km}^{kk} & \mathbf{Y}_{prim_km}^{km} \\ \mathbf{Y}_{prim_km}^{km} & \mathbf{Y}_{prim_km}^{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{abc}^k \\ \mathbf{E}_{abc}^m \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde:

$$\mathbf{E}_{abc}^k = \begin{bmatrix} E_a^k & E_b^k & E_c^k \end{bmatrix}^T;$$

$$\mathbf{I}_{abc}^{km} = \begin{bmatrix} I_a^{km} & I_b^{km} & I_c^{km} \end{bmatrix}^T;$$

\mathbf{E}_{abc}^k : vetor com os fasores das tensões (E) da barra k em cada fase [V];

\mathbf{I}_{abc}^{km} : vetor com os fasores de fluxos de corrente (I) da barra k para a barra m em cada fase [A];

\mathbf{Y}_{prim_km} : matriz admitância primitiva [S];

$\mathbf{Y}_{prim_km}^{kk}, \mathbf{Y}_{prim_km}^{km}$: submatrizes da matriz admitância primitiva com, respectivamente, elementos da barra k e entre as barras k e m [S].

Estas correntes podem ser denominadas como fluxo de corrente no segmento. A descrição se refere a um elemento trifásico (fases a , b e c), para os elementos monofásicos e bifásicos, a representação é análoga, apenas com um número menor de elementos, correspondente ao número de fases. Por exemplo, um elemento monofásico (fase a) pode ser representado por (2).

$$\begin{bmatrix} I_a^{km} \\ I_a^{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{prim_km}^{kk} & Y_{prim_km}^{km} \\ Y_{prim_km}^{kn} & Y_{prim_km}^{mn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_a^k \\ E_a^m \end{bmatrix} \quad (2)$$

Onde $Y_{prim_km}^{kk}, Y_{prim_km}^{km}$ são as admitâncias associada à barra k e entre as barras k e m [S].

Os elementos modelados como impedância e conectados em uma barra do alimentador são os bancos de capacitores, representados pela Figura 4 e de acordo com (3).

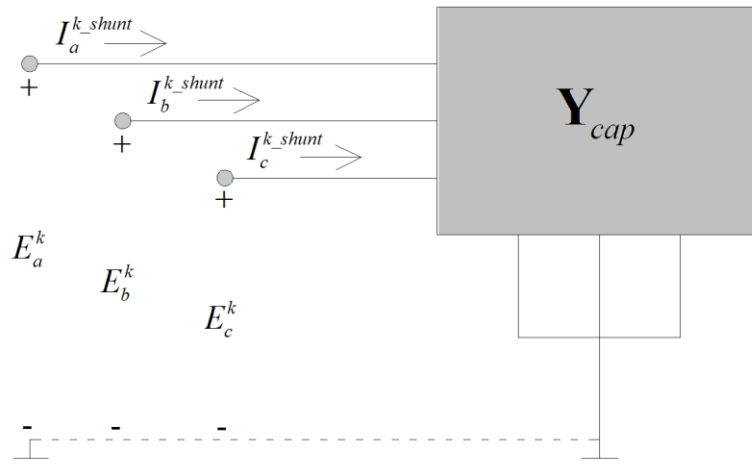


Figura 4 Elemento conectado na barra k – banco de capacitor.

$$\mathbf{I}_{abc}^{k_shunt} = \mathbf{Y}_{cap}^k \mathbf{E}_{abc}^k \quad (3)$$

Onde:

$$\mathbf{I}_{abc}^{k_shunt} = \begin{bmatrix} I_a^{k_shunt} & I_b^{k_shunt} & I_c^{k_shunt} \end{bmatrix}^T ;$$

$\mathbf{I}_{abc}^{k_shunt}$: vetor com os fasores de correntes da barra k para o banco de capacitores em cada fase [A];

\mathbf{Y}_{cap}^k : Matriz admitância do banco de capacitor [S].

A Figura 4 descreve um banco de capacitor trifásico e aterrado, porém, este pode ser trifásico não aterrado, bem como, estar conectado em um número menor de fases. Entretanto, a representação destes elementos é análoga ao apresentado.

Os valores dos elementos da matriz admitância primitiva dos segmentos e dos bancos de capacitores dependem das características do elemento que corresponde a esta matriz, conforme é apresentado nas Subseções 2.2.1 a 2.2.4. A matriz admitância de barras, que representa o modelo do sistema distribuição, é apresentada na Subseção 2.2.5.

2.2.1 Linhas de distribuição

As linhas de distribuição para análise de regime permanente podem ser modeladas pelo seu modelo pi, conforme Figura 5, resultando na matriz primitiva (4).

$$\mathbf{Y}_{prim_km} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{linha} + \mathbf{Y}_{linha}^{shunt} & -\mathbf{Y}_{linha} \\ -\mathbf{Y}_{linha} & \mathbf{Y}_{linha} + \mathbf{Y}_{linha}^{shunt} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Onde:

\mathbf{Y}_{linha} : matriz admitância série da linha [S];

$\mathbf{Y}_{linha}^{shunt}$: matriz admitância *shunt* da linha [S].

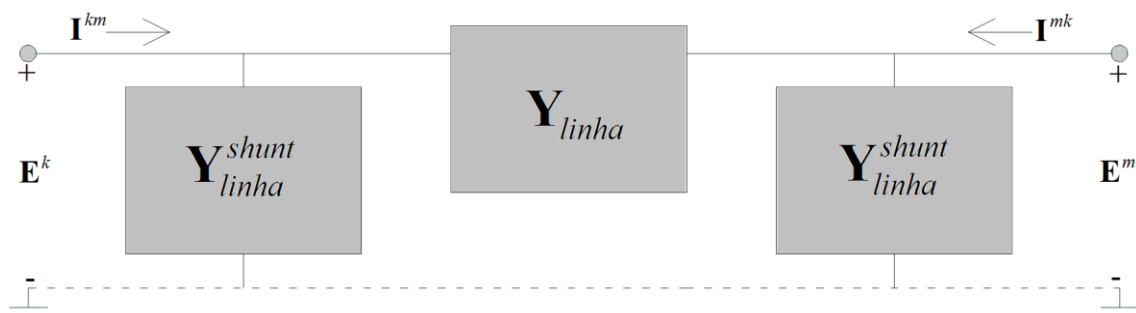


Figura 5 Modelo pi de linhas de distribuição.

As matrizes admitâncias de cada linha são obtidas através da matriz impedância série e da matriz admitância *shunt* obtidas para cada configuração de linha. Estas matrizes dependem das características dos cabos e da geometria da configuração. Os seus elementos são calculados pelas equações de Carson, baseadas no método das imagens, onde cada condutor possui um condutor imagem abaixo da terra, conforme Figura 6.

Normalmente, são utilizadas as expressões aproximadas, chamadas de equações modificadas de Carson.

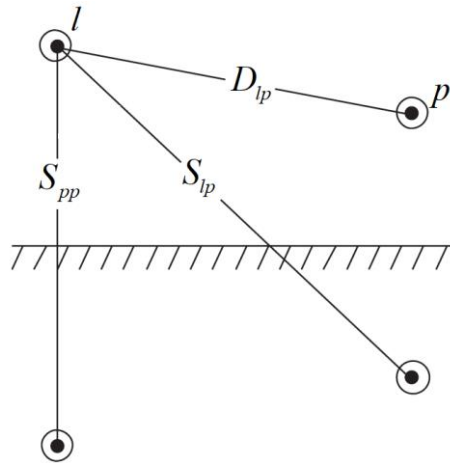


Figura 6 Condutores (*l* e *p*) e condutores imagens, distância entre condutores (*D*) e distância entre condutores e condutores imagem (*S*) – editado de (KERSTING, 2012).

Utilizando as equações modificadas de Carson, a matriz impedância série e os seus valores podem ser obtidos através das expressões (5)-(7). Estas equações correspondem a linhas de distribuição aérea com condutores nus, sendo que modificações são necessárias para a determinação dos valores para linhas subterrâneas (KERSTING, 2012). As expressões representam uma linha trifásica com condutor neutro (*n*), para linhas trifásicas sem condutor neutro ou linhas bifásicas e monofásicas, a representação é análoga, apenas sendo desconsiderados os respectivos elementos e obtendo uma matriz de menor dimensão. A dimensão de matriz sempre corresponde ao número de condutores existentes na configuração.

$$\mathbf{Z}_{serie} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$z_{ll} = r_l + \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{658,5}{RMG_l} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \quad (6)$$

$$z_{lp} = \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \left(\frac{658,5}{D_{lp}} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \quad (7)$$

Onde:

$$\omega = 2\pi f ;$$

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$: permeabilidade magnética no vácuo [H/m];

ω : velocidade angular [rad/s];

f : frequência do sistema [Hz];

\mathbf{Z}_{serie} : matriz impedância série [Ω/m];

z_{ll}, z_{lp} : impedância própria do condutor l e impedância mútua entre condutores l e p [Ω/m];

RMG_l : raio médio geométrico do condutor l [m];

D_{lp} : distância entre os condutores l e p [m];

ρ : resistividade do solo [$\Omega.m$].

Estas são as aproximações consideradas na modelagem das linhas áreas nos alimentadores testes da IEEE, sendo a resistividade do solo considerada igual a 100 $\Omega.m$. Na existência de um condutor neutro aterrado, usualmente a matriz impedância série é transformada em uma matriz impedância equivalente de fase, utilizando a redução de Kron, conforme (8). A redução de Kron também pode ser aplicada a linhas monofásicas e bifásicas de forma análoga, sendo que a matriz resultante sempre possui a dimensão igual ao número de fases.

$$\mathbf{Z}_{abc} = \mathbf{Z}_{ff} + \mathbf{Z}_{fn} \mathbf{Z}_{nn}^{-1} \mathbf{Z}_{nf} \quad (8)$$

Onde:

$$\mathbf{Z}_{ff} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{Z}_{fn} = [z_{an} \quad z_{bn} \quad z_{cn}]^T;$$

$$\mathbf{Z}_{nf} = [z_{na} \quad z_{nb} \quad z_{nc}];$$

$$\mathbf{Z}_{nn} = z_{nn};$$

\mathbf{Z}_{abc} : Matriz impedância série equivalente de fase [Ω/m];

\mathbf{Z}_{ff} , \mathbf{Z}_{nn} : Submatrizes com as impedâncias relacionadas, respectivamente, somente as fases e ao neutro [Ω/m];

\mathbf{Z}_{fn} , \mathbf{Z}_{nf} : Submatrizes com as impedâncias mútuas entre as fases e o neutro [Ω/m].

Para determinar a matriz admitância *shunt*, primeiro, é determinada a matriz dos coeficientes potenciais dada por (9)-(11), a qual também pode ser aplicada a redução de Kron, conforme (12). A matriz admitância *shunt* equivalente de fase é então obtida através de (13). Estas são as aproximações consideradas na modelagem das linhas áreas nos alimentadores testes da IEEE. A obtenção dos valores para linhas subterrâneas, requer modificações no equacionamento (KERSTING, 2012).

$$\mathbf{P} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$P_{ll} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{S_{ll}}{RD_l} \quad (10)$$

$$P_{lp} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{S_{lp}}{D_{lp}} \quad (11)$$

$$\mathbf{P}_{abc} = \mathbf{P}_{ff} + \mathbf{P}_{fn} \mathbf{P}_{nn}^{-1} \mathbf{P}_{nf} \quad (12)$$

$$\mathbf{Y}_{abc} = j2\pi f (\mathbf{P}_{abc}^{-1}) \quad (13)$$

Onde:

$$\mathbf{P}_{ff} = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{P}_{fn} = [P_{an} \quad P_{bn} \quad P_{cn}]^T;$$

$$\mathbf{P}_{nf} = [P_{na} \quad P_{nb} \quad P_{nc}];$$

$$\mathbf{P}_{nn} = P_{nn};$$

$\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12}$: permissividade elétrica no vácuo [F/m];

\mathbf{P} : matriz de coeficientes potenciais [m/F];

\mathbf{P}_{ff} , \mathbf{P}_{nn} : submatrizes com os coeficientes potenciais relacionados, respectivamente, somente as fases e ao neutro [m/F];

\mathbf{P}_{fn} , \mathbf{P}_{nf} : submatrizes com os coeficientes potenciais entre as fases e o neutro [m/F];

\mathbf{P}_{abc} : matriz equivalente de fase dos coeficientes potenciais [m/F];

\mathbf{Y}_{abc} : Matriz admitância shunt equivalente de fase [S/m];

P_{ll}, P_{lp} : coeficiente potencial do condutor l e entre condutores l e p [m/F];

S_{lp} : distância entre o condutor l e condutor imagem p [m].

As matrizes admitâncias da linha são então determinadas através de (14) e (15), compondo a matriz admitância primitiva apresentada anteriormente.

$$\mathbf{Y}_{linha} = (\mathbf{Z}_{abc} comp)^{-1} \quad (14)$$

$$\mathbf{Y}_{linha}^{shunt} = \mathbf{Y}_{abc} (comp/2) \quad (15)$$

Onde $comp$ é comprimento da linha [m].

2.2.2 Transformadores de distribuição

Um transformador monofásico, pode ser modelado por um transformador ideal, uma impedância equivalente de enrolamento (considerando primário e secundário) e uma admitância de magnetização, conforme Figura 7.

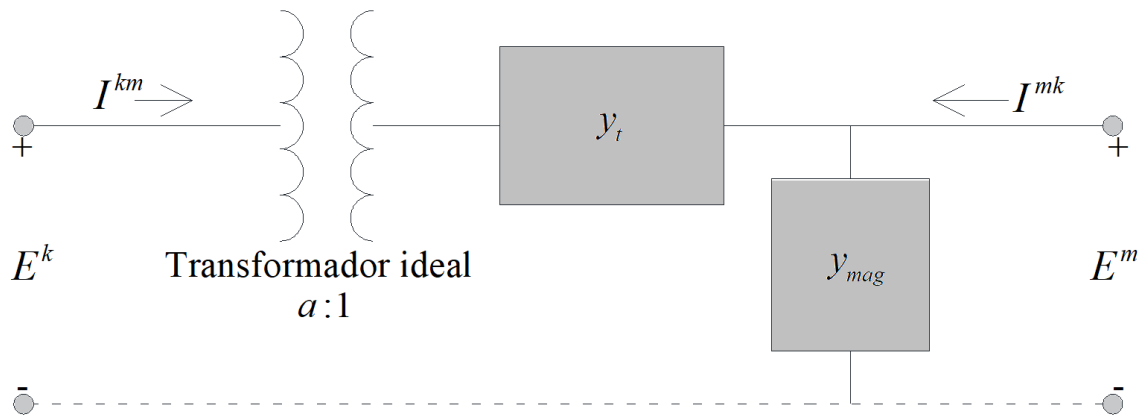


Figura 7 Modelo de transformador monofásico – circuito equivalente L.

Esta representação simplificada é conhecida como circuito equivalente L (FITZGERALD et al., 2003). Alguns autores, como (KERSTING, 2012; FANTIN, 2016), desconsideram admitância de magnetização, dado que a corrente de excitação, que passa por esta admitância, representa valores inferiores a 3% da corrente nominal para a maioria dos transformadores (FITZGERALD et al., 2003). A matriz primitiva para um transformador monofásico é dada em (16).

$$\mathbf{Y}_{prim_km} = \begin{bmatrix} y_s/a^2 & -y_s/a \\ -y_s/a & y_s + y_{mag} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Onde:

a : relação entre número de enrolamentos do primário e do secundário;

y_s : admitância equivalente de enrolamento representada no lado secundário do transformador [S];

y_{mag} : admitância de magnetização, representada no lado secundário do transformador [S].

Nos alimentadores testes da IEEE são fornecidos os valores percentuais da resistência de enrolamento e da reatância de dispersão do transformador. Considerando esta informação, o valor da impedância equivalente de enrolamento, representada no lado secundário, é obtida através de (17)-(18). Os sistemas testes desconsideram o ramo de magnetização.

$$z_t = \left(\frac{r_{t\%} + jx_{t\%}}{100} \right) \frac{V_s^2}{S_t} \quad (17)$$

$$y_t = z_t^{-1} \quad (18)$$

Onde:

z_t : impedância equivalente de enrolamento representada no lado secundário do transformador [Ω];

$r_{t\%}, x_{t\%}$: resistência de enrolamento e reatância de dispersão do transformador em valores percentuais [%];

V_s : tensão nominal de secundário no transformador [V];

S_t : potência nominal do transformador [VA].

Alguns fabricantes de transformadores fornecem o módulo da impedância equivalente de enrolamento (valor percentual) e os valores de perdas no ferro (perdas no ramo de magnetização) e perdas totais a plena carga. As perdas totais são iguais à soma das perdas a vazio e as perdas no cobre (perdas no enrolamento). Considerando estes dados, os valores percentuais de resistência de enrolamento e reatância de dispersão podem ser obtidos através de (19)-(21) (MAMEDE FILHO, 2017).

$$P_{cu} = P_{tot} - P_{fe} \quad (19)$$

$$r_{t\%} = \frac{P_{cu}}{S_t} 100 \quad (20)$$

$$x_{t\%} = \sqrt{z_{t\%}^2 - r_{t\%}^2} \quad (21)$$

Onde:

P_{tot} : perdas totais no transformador a plena carga [W];

P_{cu} : perdas no cobre do transformador a plena carga [W];

P_{fe} : perdas no ferro do transformador [W];

$z_r\%$: magnitude da impedância equivalente de enrolamento do transformador em valor percentual [%].

Adicionalmente, os fabricantes de transformadores (WEG, 2018b) fornecem a corrente de excitação, em valor percentual. Com esta informação e as perdas no ferro do transformador, é possível obter a admitância de magnetização através de (22)-(26) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010; FITZGERALD et al., 2003).

$$g_{mag} = P_{fe} / V_s^2 \quad (22)$$

$$I_{exc} = I_{exc\%} I_{nom} \quad (23)$$

$$|y_{mag}| = I_{exc} / V_s \quad (24)$$

$$b_{mag} = \sqrt{|y_{mag}|^2 - g_{mag}^2} \quad (25)$$

$$y_{mag} = g_{mag} + jb_{mag} \quad (26)$$

Onde:

y_{mag} , g_{mag} , b_{mag} : admitância, condutância e susceptância de magnetização do transformador [S];

I_{exc} : corrente de excitação do transformador [A];

$I_{exc\%}$: corrente de excitação do transformador, em valor percentual da corrente nominal [%];

I_{nom} : corrente nominal do transformador [A].

Na modelagem de transformadores trifásicos em sistemas de distribuição, é considerado que os parâmetros de cada fase estão equilibrados, sendo considerados independentes (KERSTING, 2012; FANTIN, 2016), ou seja, um transformador trifásico é modelado como três transformadores monofásicos. A matriz primitiva destes transformadores depende das admitâncias de enrolamento e de magnetização e do tipo de conexão dos transformadores. As admitâncias são obtidas de forma análoga ao realizado para os transformadores monofásicos, com pequenas alterações: deve ser considerada a potência trifásica do transformador em todas as expressões, nas expressões (17) e (22) deve ser considerada a tensão de linha do secundário e nas expressão (24) a tensão de fase

do secundário. A matriz primitiva para um transformador trifásico é representada por (27).

$$\mathbf{Y}_{prim_km} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{pp} & \mathbf{Y}_{ps} \\ \mathbf{Y}_{sp} & \mathbf{Y}_{ss} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Onde:

$\mathbf{Y}_{pp}, \mathbf{Y}_{ss}$: submatrizes com elementos próprios relacionados ao primário (p) e ao secundário (s), ou barras k e m [S];

$\mathbf{Y}_{ps}, \mathbf{Y}_{sp}$: submatrizes com elementos mútuos relacionados ao primário (p) e ao secundário (s).

As submatrizes são definidas de acordo com a conexão do transformador, conforme exemplificado na Tabela 4. A tabela apresenta conexões trifásicas usuais de sistemas de distribuição, de acordo com o apresentado em (FANTIN, 2016), com a adição da admitância de magnetização.

Tabela 4 Submatrizes dos transformadores trifásicos de acordo com o tipo de ligação.

Tipo de ligação		Submatrizes			
Primário	Secundário	\mathbf{Y}_{pp}	\mathbf{Y}_{ps}	\mathbf{Y}_{sp}	\mathbf{Y}_{ss}
Estrela aterrado	Estrela aterrado	$y_p \mathbf{Y}_I$	$-\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_I$	$-\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_I$	$(y_t + y_{mag}) \mathbf{Y}_I$
Delta	Delta	$y_p \mathbf{Y}_{II}$	$-\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_{II}$	$-\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_{II}$	$(y_t + y_{mag}) \mathbf{Y}_{II}$
Delta	Estrela aterrado	$y_p \mathbf{Y}_{II}$	$\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_{III}$	$\frac{y_t}{a_l} \mathbf{Y}_{III}^t$	$(y_t + y_{mag}) \mathbf{Y}_I$

a_l : relação entre a tensão de linha de primário e secundário.

As matrizes utilizadas na Tabela 4 são descritas em (28)-(30). A obtenção das matrizes para as demais conexões, incluindo delta e estrela aberto, são descritas em (BAZRAFESHAN, GATSIS, 2018).

$$\mathbf{Y}_I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$\mathbf{Y}_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (29)$$

$$\mathbf{Y}_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (30)$$

Onde \mathbf{Y}_I , \mathbf{Y}_{II} e \mathbf{Y}_{III} são as matrizes auxiliares.

2.2.3 Reguladores de tensão

O regulador de tensão é um autotransformador, sendo a sua matriz admitância semelhante à apresentada para transformadores. A maior diferença está associada ao circuito compensador, que altera a posição dos *tap* do regulador, alterando a relação de transformação. A Figura 8 apresenta o modelo do regulador de tensão com o circuito compensador. Os elementos contidos na figura são descritos no equacionamento apresentado nesta subseção, sendo uma abordagem sucinta. Em (KERSTING, 2012) é apresentada uma descrição detalhada.

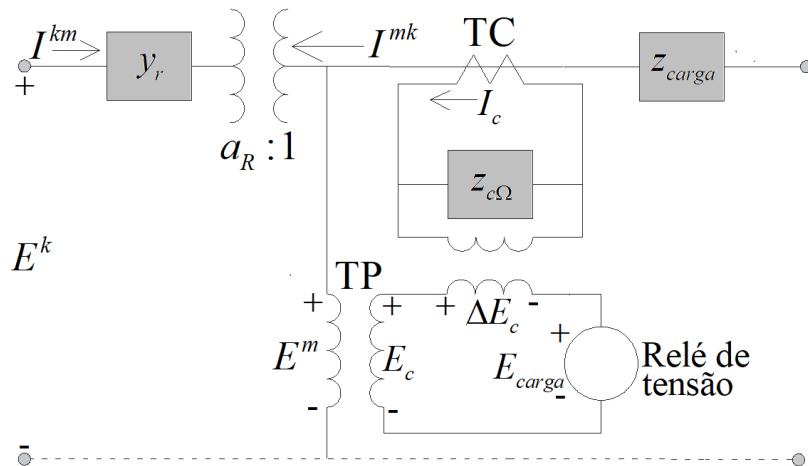


Figura 8 Modelo de regulador de tensão monofásico e circuito compensador – editado de (KERSTING, 2012).

Como demonstra a figura, o circuito utiliza um transformador de corrente (TC) e um transformador de potencial (TP), reduzindo a corrente e a tensão de linha para valores manipuláveis pelo circuito compensador. Em (31)-(33) são apresentadas as relações entre os valores de linha e do circuito compensador.

$$I_c = (-I^{mk}) / N_{TC} = I_L / N_{TC} \quad (31)$$

$$N_{TC} = TC_p / TC_s \quad (32)$$

$$E_c = E^m / N_{TP} = E_L / N_{TP} \quad (33)$$

Onde:

I_L : corrente na linha [A];

I_c : corrente no circuito compensador [A];

N_{TC} : relação de espiras do TC;

TC_p : corrente nominal de primário do TC [A];

TC_s : corrente nominal de secundário do TC [A];

E_L : tensão na linha [V];

E_c : tensão no circuito compensador [V];

N_{TP} : relação de espiras do TP.

Os valores usuais de corrente e tensão nominal do circuito compensador são 5 A e 120 V, correspondentes à corrente nominal de secundário do TC e à tensão nominal de secundário do TP.

Na Figura 8, a impedância apresentada na linha normalmente representa a impedância equivalente do ponto onde o regulador está instalado até o centro de carga do alimentador. Esta impedância normalmente é representada como uma queda de tensão equivalente no circuito compensador, chamado de ajuste R e X do compensador. Este é o valor fornecido nos sistemas teste da IEEE e normalmente considerado no ajuste destes equipamentos. O ajuste R e X do compensador está relacionado com a impedância equivalente da linha por (34). Este ajuste também pode ser obtido em ohms através de (35), que corresponde a impedância do circuito compensador, demonstrada na Figura 8.

$$r_{cV} + jx_{cV} = z_{carga} (TC_p / N_{TP}) \quad (34)$$

$$z_{c\Omega} = (r_{cV} + jx_{cV}) / CT_s \quad (35)$$

Onde:

z_{carga} : impedância equivalente da linha [Ω];

r_{cV}, x_{cV} : ajuste R e X do compensador [V];

$z_{c\Omega}$: impedância do circuito compensador [Ω].

Com uma dada corrente de linha, a corrente no circuito compensador é obtida através de (31), resultando em uma queda de tensão neste circuito dada por (36). A tensão na carga, considerando a base de tensão do circuito regulador, é obtida por (37), sendo este o valor medido pelo relé de tensão.

$$\Delta E_c = I_c z_{c\Omega} \quad (36)$$

$$E_{carga} = E_c - \Delta E_c \quad (37)$$

Onde:

ΔE_c : queda tensão no circuito compensador [V];

E_{carga} : tensão da carga no circuito compensador [V].

Além do ajuste R e X do compensador, o regulador de tensão possui uma faixa de ajuste de tensão, normalmente sendo a tensão desejada no centro de carga e o quanto este valor ajustado pode variar. Estes ajustes são dados em valores de tensão na base do circuito compensador. Portanto, isto significa que o *tap* do regulador deve ser alterado de modo que o módulo da tensão da carga no circuito compensador permaneça entre os valores dados em (38)-(39).

$$V_{regmax} = V_{reg} + (\Delta V_{reg} / 2) \quad (38)$$

$$V_{regmin} = V_{reg} - (\Delta V_{reg} / 2) \quad (39)$$

Onde:

V_{reg} : ajuste de tensão do regulador [V];

ΔV_{reg} : faixa de ajuste de tensão do regulador [V];

V_{regmax} : máxima tensão para a carga no circuito compensador [V];

V_{regmin} : mínima tensão para a carga no circuito compensador [V].

Se a tensão da carga no circuito compensador não estiver dentro desta faixa, definida pelo valor mínimo e máximo de tensão, a posição do *tap* do regulador será alterada, modificando a relação de transformação. A modificação destes valores depende do tipo de regulador (tipo A e B) e se a condição é de aumento de tensão (valor da tensão na carga inferior a tensão mínima) ou de redução de tensão (valor da tensão na carga superior a tensão máxima). Adicionalmente, a posição do *tap* também depende da faixa de variação de tensão e do número de posições do regulador de tensão. Usualmente, os reguladores de tensão possuem uma faixa de variação de $\pm 10\%$ com 32 posições, resultando em uma variação de 0,625% entre cada posição de *tap*. Por exemplo, para um regulador do tipo B, com faixa de variação de $\pm 10\%$ e 32 de posições de *tap*, na condição de aumento de tensão, a posição do *tap* será definida por (40) e a relação de transformação será dada por (41). A posição é um número inteiro, logo, o valor obtido em (40) é aproximado para o número inteiro mais próximo.

$$tap = \frac{(V_{regmin} - |E_{carga}|)}{\left(\frac{0,625}{100}\right)V_{nom}} \quad (40)$$

$$a_R = 1 - 0,00625 \times tap \quad (41)$$

Onde:

V_{nom} : tensão nominal do circuito compensador [V];

a_R : relação de transformação do regulador de tensão.

Portanto, um regulador de tensão monofásico possui a matriz admitância primitiva dada por (42), sendo que a relação de transformação é alterada de acordo com o estado do sistema. Nas análises de fluxo de carga e estimação de estados, a atualização desta matriz deve ocorrer durante o processo de solução.

$$\mathbf{Y}_{prim_km} = \begin{bmatrix} y_r & -y_r a_R \\ -y_r a_R & y_r a_R^2 \end{bmatrix} \quad (42)$$

Onde:

y_r : admitância equivalente do regulador representada no lado primário [Ω].

A admitância equivalente do regulador que compõe a matriz primitiva é obtida por (43)-(44), sendo um cálculo análogo o da obtenção da admitância equivalente do transformador.

$$z_r = \left(\frac{r_{r\%} + jx_{r\%}}{100} \right) \frac{V_p^2}{S_r} \quad (43)$$

$$y_r = z_r^{-1} \quad (44)$$

Onde:

z_r : impedância equivalente do regulador representada no lado primário [Ω];

$r_{r\%}, x_{r\%}$: resistência e reatância do regulador em valores percentuais [%];

V_p : tensão nominal de primário do regulador [V];

S_r : potência nominal do regulador [VA].

Nos sistemas testes da IEEE não são fornecidos os valores percentuais de resistência e reatância dos reguladores de tensão, bem como as perdas nestes elementos são desprezadas. Para fazer uma representação análoga a estas características, uma solução é adotar valores significativamente baixos de resistência e reatância percentuais, por exemplo, da ordem de 0,01%. Esta é a solução aplicada pelo programa OpenDSS, conforme pode ser visualizado na modelagem dos alimentadores da IEEE em sua base de

dados. Neste trabalho, também será adotada esta solução para modelar os alimentadores da IEEE. Porém, os fabricantes destes elementos fornecem as perdas totais e em vazio e a impedância de curto-circuito, permitindo a determinação dos valores percentuais de resistência e reatância por (19)-(21). Para um regulador trifásico, da mesma forma que o mencionado para transformadores trifásicos, devem ser consideradas a tensão de linha e a potência trifásica em (43).

A matriz impedância do regulador de tensão trifásico é dada por (27), sendo os valores das submatrizes dependentes do tipo de conexão do regulador. Para reguladores de tensão conectados em estrela, as submatrizes são dadas de acordo com Tabela 5, sendo as matrizes auxiliares apresentadas nesta tabela dadas por (45)-(46).

Tabela 5 Submatrizes do regulador de tensão trifásico conectado em estrela.

\mathbf{Y}_{pp}	\mathbf{Y}_{ps}	\mathbf{Y}_{sp}	\mathbf{Y}_{ss}
$y_r \mathbf{Y}_I$	$-y_r \mathbf{Y}_{RII}$	$-y_r \mathbf{Y}_{RII}$	$y_r \mathbf{Y}_{RI}$

$$\mathbf{Y}_{RI} = \begin{bmatrix} a_{Ra}^2 & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb}^2 & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc}^2 \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\mathbf{Y}_{RII} = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Onde:

\mathbf{Y}_{RI} , \mathbf{Y}_{RII} : matrizes auxiliares;

a_{Rf} : relação de transformação do regulador de tensão para a fase f .

Os sistemas testes da IEEE analisados neste trabalho utilizam reguladores monofásicos, bifásicos e trifásicos conectados em estrela. A matriz admitância primitiva para o regulador bifásico é análoga a do trifásico, apenas contendo submatrizes com dimensão igual a dois e com as fases existentes para este regulador. As submatrizes da Tabela 5 descrevem a existência de um circuito compensador para cada fase, porém, existem reguladores de tensão bifásicos e trifásicos com apenas um circuito de compensação, instalado em uma das fases. Neste caso, a posição do *tap* e a relação de transformação de todas as fases são definidas por este único circuito de compensação

existente. Os modelos para os demais tipos e conexões de reguladores de tensão são descritos em (KERSTING, 2012; BAZRAFESHAN, GATSIIS, 2018).

2.2.4 Bancos de capacitores

A matriz admitância de um banco de capacitor é definida pela potência nominal, tensão nominal, tipo de conexão e número de fases (KERSTING, 2012). Por ser um capacitor, a admitância possui apenas o valor da susceptância, sendo este obtido por (47)-(48), para capacitores conectados, respectivamente, entre uma fase e o neutro e entre duas fases.

$$b_l = \frac{Q_c}{V_{fn}^2} \quad (47)$$

$$b_{lp} = \frac{Q_c}{V_{ff}^2} \quad (48)$$

b_l : susceptância do capacitor conectado na fase l [S];

b_{lp} : susceptância do capacitor conectado entre as fases l e p [S];

Q_c : potência reativa nominal do capacitor [var];

V_{fn} : magnitude da tensão nominal do capacitor (conexão fase-neutro) [V];

V_{ff} : magnitude da tensão nominal do capacitor (conexão fase-fase) [V].

A matriz admitância primitiva para bancos de capacitores trifásicos conectados, respectivamente, em estrela e delta são apresentadas em (49) e (50). A matriz para bancos monofásicos e bifásicos é análoga, com o número de fases correspondente.

$$\mathbf{Y}_{cap}^k = \begin{bmatrix} jb_a & 0 & 0 \\ 0 & jb_b & 0 \\ 0 & 0 & jb_c \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$\mathbf{Y}_{cap}^k = \begin{bmatrix} jb_{ab} + jb_{ca} & -jb_{ab} & -jb_{ca} \\ -jb_{ab} & jb_{bc} + jb_{ab} & -jb_{bc} \\ -jb_{ca} & -jb_{bc} & jb_{ca} + jb_{bc} \end{bmatrix} \quad (50)$$

2.2.5 Matriz admitância de barras

A matriz admitância de barras do sistema relaciona as tensões de fase com as correntes injetadas em todas as barras, conforme (51).

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{E} \quad (51)$$

Onde:

\mathbf{Y}_{bus} : matriz admitância de barras do sistema [S];

\mathbf{E} : vetor com as tensões de fase de todas as barras do sistema [V];

\mathbf{I} : vetor com as correntes injetadas em cada fase de cada barra do sistema [A].

Por exemplo, para o alimentador exemplo da Figura 9, a expressão (51) é dada por (52), onde é possível observar que as grandezas correspondem apenas as fases existentes nas barras e que, para as barras sem conexão, os valores correspondentes na matriz são nulos.

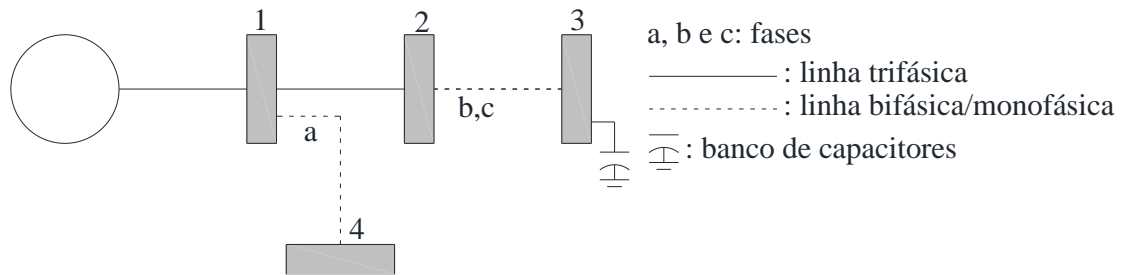


Figura 9 Alimentador de distribuição.

$$\begin{bmatrix} I_1^a \\ I_1^b \\ I_1^c \\ I_2^a \\ I_2^b \\ I_2^c \\ I_3^b \\ I_3^c \\ I_4^a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{aa} & Y_{11}^{ab} & Y_{11}^{ac} & Y_{12}^{aa} & Y_{12}^{ab} & Y_{12}^{ac} & 0 & 0 & Y_{14}^{aa} \\ Y_{11}^{ba} & Y_{11}^{bb} & Y_{11}^{bc} & Y_{12}^{ba} & Y_{12}^{bb} & Y_{12}^{bc} & 0 & 0 & 0 \\ Y_{11}^{ca} & Y_{11}^{cb} & Y_{11}^{cc} & Y_{12}^{ca} & Y_{12}^{cb} & Y_{12}^{cc} & 0 & 0 & 0 \\ Y_{21}^{aa} & Y_{21}^{ab} & Y_{21}^{ac} & Y_{22}^{aa} & Y_{22}^{ab} & Y_{22}^{ac} & 0 & 0 & 0 \\ Y_{21}^{ba} & Y_{21}^{bb} & Y_{21}^{bc} & Y_{22}^{ba} & Y_{22}^{bb} & Y_{22}^{bc} & Y_{23}^{bb} & Y_{23}^{bc} & 0 \\ Y_{21}^{ac} & Y_{21}^{bc} & Y_{21}^{cc} & Y_{22}^{ac} & Y_{22}^{bc} & Y_{22}^{cc} & Y_{23}^{cb} & Y_{23}^{cc} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{32}^{bb} & Y_{32}^{bc} & Y_{33}^{bb} & Y_{33}^{bc} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{32}^{cb} & Y_{32}^{cc} & Y_{33}^{cb} & Y_{33}^{cc} & 0 \\ Y_{41}^{aa} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{44}^{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1^a \\ E_1^b \\ E_1^c \\ E_2^a \\ E_2^b \\ E_2^c \\ E_3^b \\ E_3^c \\ E_4^a \end{bmatrix} \quad (52)$$

Onde Y_{km}^{fn} é o elemento da matriz admitância de barras correspondente as barras k e m e as fases f e n .

A matriz admitância de barras pode ser construída a partir das submatrizes da matriz admitância primitiva dos segmentos e da matriz admitância dos bancos de capacitores. Para exemplificar, as matrizes primitivas dos elementos da Figura 9 são apresentados na Tabela 6.

As submatrizes dos segmentos e as matrizes dos bancos de capacitores possuem dimensão igual ao número de fases existentes nestes elementos, porém, a representação de todos os elementos com uma mesma dimensão (igual a três) permite determinar a

matriz admitância de barras somando estas matrizes, o que facilita a obtenção desta matriz computacionalmente. Conforme exemplificado na Tabela 6, zeros são atribuídos para os elementos correspondentes as fases inexistentes nestas matrizes.

Tabela 6 Submatrizes dos segmentos e matriz do banco de capacitores.

Submatrizes das matrizes primitivas dos segmentos				
$k-m$	$\mathbf{Y}_{prim_km}^{kk}$	$\mathbf{Y}_{prim_km}^{km}$	$\mathbf{Y}_{prim_km}^{mk}$	$\mathbf{Y}_{prim_km}^{mm}$
1-2	$\begin{bmatrix} Y_{aa_12}^{11} & Y_{ab_12}^{11} & Y_{ac_12}^{11} \\ Y_{ba_12}^{11} & Y_{bb_12}^{11} & Y_{bc_12}^{11} \\ Y_{ca_12}^{11} & Y_{cb_12}^{11} & Y_{cc_12}^{11} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_12}^{12} & Y_{ab_12}^{12} & Y_{ac_12}^{12} \\ Y_{ba_12}^{12} & Y_{bb_12}^{12} & Y_{bc_12}^{12} \\ Y_{ca_12}^{12} & Y_{cb_12}^{12} & Y_{cc_12}^{12} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_12}^{21} & Y_{ab_12}^{21} & Y_{ac_12}^{21} \\ Y_{ba_12}^{21} & Y_{bb_12}^{21} & Y_{bc_12}^{21} \\ Y_{ca_12}^{21} & Y_{cb_12}^{21} & Y_{cc_12}^{21} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_12}^{22} & Y_{ab_12}^{22} & Y_{ac_12}^{22} \\ Y_{ba_12}^{22} & Y_{bb_12}^{22} & Y_{bc_12}^{22} \\ Y_{ca_12}^{22} & Y_{cb_12}^{22} & Y_{cc_12}^{22} \end{bmatrix}$
1-4	$\begin{bmatrix} Y_{aa_14}^{11} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_14}^{14} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_14}^{41} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} Y_{aa_14}^{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$
2-3	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb_23}^{22} & Y_{bc_23}^{22} \\ 0 & Y_{cb_23}^{22} & Y_{cc_23}^{22} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb_23}^{23} & Y_{bc_23}^{23} \\ 0 & Y_{cb_23}^{23} & Y_{cc_23}^{23} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb_23}^{32} & Y_{bc_23}^{32} \\ 0 & Y_{cb_23}^{32} & Y_{cc_23}^{32} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb_23}^{33} & Y_{bc_23}^{33} \\ 0 & Y_{cb_23}^{33} & Y_{cc_23}^{33} \end{bmatrix}$
Matriz primitiva do banco de capacitor				
k	\mathbf{Y}_{cap}^k			
3	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{bb}^3 & Y_{bc}^3 \\ 0 & Y_{cb}^3 & Y_{cc}^3 \end{bmatrix}$			

A matriz admitância de barras é então obtida através de (53)-(55).

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{bus}^{11} & \dots & \mathbf{Y}_{bus}^{1k} & \dots & \mathbf{Y}_{bus}^{1nb} \\ \vdots & \ddots & & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{bus}^{1k} & & \mathbf{Y}_{bus}^{kk} & & \mathbf{Y}_{bus}^{knb} \\ \vdots & \ddots & & \ddots & \vdots \\ \mathbf{Y}_{bus}^{1nb} & \dots & \dots & \dots & \mathbf{Y}_{bus}^{nbnb} \end{bmatrix} \quad (53)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{kk} = \mathbf{Y}_{cap}^k + \sum_{m \in \Omega_k} \mathbf{Y}_{prim_km}^{kk} \quad (54)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{km} = \mathbf{Y}_{prim_km}^{km} \quad (55)$$

Onde:

\mathbf{Y}_{bus}^{kk} , \mathbf{Y}_{bus}^{km} : submatrizes diagonal principal e fora da diagonal principal da matriz admitância de barras.

Ω_k : conjunto de segmentos conectados na barra k ;

nb : número de barras do sistema.

Após obter a matriz admitância de barras através destas expressões, as fases inexistentes das barras podem ser eliminadas ao percorrer a diagonal principal desta matriz, sendo que sempre que um elemento nulo é encontrado, a linha e a coluna correspondente são eliminadas, sendo um procedimento simples de ser aplicado computacionalmente. O resultado deste processo é mostrado na Tabela 7.

Tabela 7 Matriz admitância de barras.

Y_{bus} (elementos nulos na diagonal principal em vermelho)											
$Y_{aa_{12}}^{11} + Y_{aa_{14}}^{11}$	$Y_{ab_{12}}^{11}$	$Y_{ac_{12}}^{11}$	$Y_{aa_{12}}^{12}$	$Y_{ab_{12}}^{12}$	$Y_{ac_{12}}^{12}$	0	0	0	$Y_{aa_{14}}^{14}$	0	0
$Y_{ba_{12}}^{11}$	$Y_{bb_{12}}^{11}$	$Y_{bc_{12}}^{11}$	$Y_{ba_{12}}^{12}$	$Y_{bb_{12}}^{12}$	$Y_{bc_{12}}^{12}$	0	0	0	0	0	0
$Y_{ca_{12}}^{11}$	$Y_{cb_{12}}^{11}$	$Y_{cc_{12}}^{11}$	$Y_{ca_{12}}^{12}$	$Y_{cb_{12}}^{12}$	$Y_{cc_{12}}^{12}$	0	0	0	0	0	0
$Y_{aa_{12}}^{21}$	$Y_{ab_{12}}^{21}$	$Y_{ac_{12}}^{21}$	$Y_{aa_{12}}^{22}$	$Y_{ab_{12}}^{22}$	$Y_{ac_{12}}^{22}$	0	0	0	0	0	0
$Y_{ba_{12}}^{21}$	$Y_{bb_{12}}^{21}$	$Y_{bc_{12}}^{21}$	$Y_{ba_{12}}^{22}$	$Y_{bb_{12}}^{22} + Y_{bb_{23}}^{22}$	$Y_{bc_{12}}^{22} + Y_{bc_{23}}^{22}$	0	$Y_{bb_{23}}^{23}$	$Y_{bc_{23}}^{23}$	0	0	0
$Y_{ca_{12}}^{21}$	$Y_{cb_{12}}^{21}$	$Y_{cc_{12}}^{21}$	$Y_{ca_{12}}^{22}$	$Y_{cb_{12}}^{22} + Y_{cb_{23}}^{22}$	$Y_{cc_{12}}^{22} + Y_{cc_{23}}^{22}$	0	$Y_{cb_{23}}^{23}$	$Y_{cc_{23}}^{23}$	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	$Y_{bb_{23}}^{32}$	$Y_{bc_{23}}^{32}$	0	$Y_{bb_{23}}^{33} + Y_{bb}^{33}$	$Y_{bc_{23}}^{33} + Y_{bc}^{33}$	0	0	0
0	0	0	0	$Y_{cb_{23}}^{32}$	$Y_{cc_{23}}^{32}$	0	$Y_{cb_{23}}^{33} + Y_{cb}^{33}$	$Y_{cc_{23}}^{33} + Y_{cc}^{33}$	0	0	0
$Y_{aa_{14}}^{41}$	0	0	0	0	0	0	0	0	$Y_{aa_{14}}^{44}$	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Y_{bus} (após a eliminação dos elementos nulos)										
$Y_{aa_{12}}^{11} + Y_{aa_{14}}^{11}$	$Y_{ab_{12}}^{11}$	$Y_{ac_{12}}^{11}$	$Y_{aa_{12}}^{12}$	$Y_{ab_{12}}^{12}$	$Y_{ac_{12}}^{12}$	0	0	$Y_{aa_{14}}^{14}$		
$Y_{ba_{12}}^{11}$	$Y_{bb_{12}}^{11}$	$Y_{bc_{12}}^{11}$	$Y_{ba_{12}}^{12}$	$Y_{bb_{12}}^{12}$	$Y_{bc_{12}}^{12}$	0	0	0		
$Y_{ca_{12}}^{11}$	$Y_{cb_{12}}^{11}$	$Y_{cc_{12}}^{11}$	$Y_{ca_{12}}^{12}$	$Y_{cb_{12}}^{12}$	$Y_{cc_{12}}^{12}$	0	0	0		
$Y_{aa_{12}}^{21}$	$Y_{ab_{12}}^{21}$	$Y_{ac_{12}}^{21}$	$Y_{aa_{12}}^{22}$	$Y_{ab_{12}}^{22}$	$Y_{ac_{12}}^{22}$	0	0	0		
$Y_{ba_{12}}^{21}$	$Y_{bb_{12}}^{21}$	$Y_{bc_{12}}^{21}$	$Y_{ba_{12}}^{22}$	$Y_{bb_{12}}^{22} + Y_{bb_{23}}^{22}$	$Y_{bc_{12}}^{22} + Y_{bc_{23}}^{22}$	$Y_{bb_{23}}^{23}$	$Y_{bc_{23}}^{23}$	0		
$Y_{ca_{12}}^{21}$	$Y_{cb_{12}}^{21}$	$Y_{cc_{12}}^{21}$	$Y_{ca_{12}}^{22}$	$Y_{cb_{12}}^{22} + Y_{cb_{23}}^{22}$	$Y_{cc_{12}}^{22} + Y_{cc_{23}}^{22}$	$Y_{cb_{23}}^{23}$	$Y_{cc_{23}}^{23}$	0		
0	0	0	0	$Y_{bb_{23}}^{32}$	$Y_{bc_{23}}^{32}$	$Y_{bb_{23}}^{33} + Y_{bb}^{33}$	$Y_{bc_{23}}^{33} + Y_{bc}^{33}$	0		
0	0	0	0	$Y_{cb_{23}}^{32}$	$Y_{cc_{23}}^{32}$	$Y_{cb_{23}}^{33} + Y_{cb}^{33}$	$Y_{cc_{23}}^{33} + Y_{cc}^{33}$	0		
$Y_{aa_{14}}^{41}$	0	0	0	0	0	0	0	0	$Y_{aa_{14}}^{44}$	

A modelagem da matriz admitância de barras apresentada não considerou a impedância equivalente do sistema (equivalente de Thévenin). Nos sistemas testes da IEEE, a barra de referência é considerada um barramento infinito, desprezando esta impedância. Por não fornecerem a impedância equivalente do sistema, em sua modelagem na base de dados do OpenDSS são adotados valores da ordem de 0,0001 ohms para as reatâncias de sequência positiva e zero. Porém, em sistemas reais, a impedância equivalente do sistema normalmente é considerada. Para considerar estes valores, é possível obter a matriz impedância de fase que representa o equivalente do sistema a partir

das impedâncias de sequência positiva e negativa ou dos valores de curto-circuito no ponto, ou seja, correntes ou potências de curto-circuito trifásico e monofásico. A matriz admitância equivalente do sistema pode ser obtida por (56)-(60) (KERSTING, 2012).

$$z_1 = \frac{V_l^2}{(S_{cc3})^*} \quad (56)$$

$$z_0 = \frac{3V_l^2}{(S_{cc1})^*} - 2z_1 \quad (57)$$

$$\mathbf{Z}_{012} = \begin{bmatrix} z_0 & 0 & 0 \\ 0 & z_1 & 0 \\ 0 & 0 & z_1 \end{bmatrix} \quad (58)$$

$$\mathbf{Z}_{eq} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{Z}_{012} \cdot \mathbf{A}^{-1} \quad (59)$$

$$\mathbf{Y}_{eq} = \mathbf{Z}_{eq}^{-1} \quad (60)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{11} = \mathbf{Y}_{bus}^{11} + \mathbf{Y}_{eq} \quad (61)$$

Onde:

S_{cc3} : potência complexa de curto-circuito trifásico [VA];

S_{cc1} : potência complexa de curto-circuito fase-terra [VA];

z_1 : impedância equivalente de sequência positiva [Ω];

z_0 : impedância equivalente de sequência zero [Ω];

\mathbf{Z}_{012} : matriz impedância equivalente de sequência [Ω];

$\mathbf{Z}_{eq}, \mathbf{Y}_{eq}$: matriz impedância e admitância equivalente de fase [Ω].

Esta matriz é então somada à submatriz referente a barra de referência do sistema (usualmente a barra de número um), conforme (61). O valor da impedância de sequência negativa é considerado igual ao valor da impedância de sequência positiva.

O procedimento descrito nesta seção foi utilizado para modelar os alimentadores testes da IEEE de 4, 13 e 123 barras no Matlab, sendo as matrizes admitâncias de barras obtidas comparadas com as geradas através do *software* OpenDSS para validação.

2.3 ANÁLISE DE FLUXO DE CARGA – MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTE

A análise de fluxo de carga para sistemas de distribuição desequilibrados é aplicada através de diferentes métodos, entre eles podem ser ressaltados os métodos de Newton-Raphson, de varredura e de injeção de correntes ou método Z-bus (KERSTING, 2012; KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010; BAZRAFESHAN, GATSIS, 2018). Na

metodologia proposta, foi utilizado o método de injeção de corrente, conforme apresentado em (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010), sendo uma metodologia de fácil aplicação, tanto para sistemas radiais quanto malhados.

No método de injeção de correntes, a matriz admitância, as tensões e as correntes, apresentadas em (51), são separadas em valores associados a barra de referência e as demais barras do sistema, conforme (62). A tensão na barra de referência é conhecida e, considerando a infraestrutura de medição da Figura 2, a potência ativa e reativa nas demais barras é medida.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{ref} \\ \mathbf{I}_{car} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ref,ref} & \mathbf{Y}_{ref,car} \\ \mathbf{Y}_{car,ref} & \mathbf{Y}_{car,car} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E}_{ref} \\ \mathbf{E}_{car} \end{bmatrix} \quad (62)$$

Onde:

ref: subscrito associado a barra de referência;

car: subscrito associado as demais barras.

Com a potência complexa sendo medida, a injeção de corrente nas barras pode ser determinada por (63). Para os elementos conectados em delta e com potência medida entre fases, as correntes entre fases podem ser obtidas por (64) e transformadas em correntes de linha de cada fase por (65).

$$\mathbf{I}^k = \left[\left(S_a^k / E_a^k \right)^* \quad \left(S_b^k / E_b^k \right)^* \quad \left(S_c^k / E_c^k \right)^* \right]^T \quad (63)$$

$$I_{fn}^k = \left(S_{fn}^k / E_{fn}^k \right)^* \quad (64)$$

$$\mathbf{I}^k = \left[I_{ab}^k - I_{ca}^k \quad I_{bc}^k - I_{ab}^k \quad I_{ca}^k - I_{bc}^k \right]^T \quad (65)$$

\mathbf{I}^k : vetor de injeção de corrente na barra k [A];

S_f^k : potência complexa injetada na fase f da barra k [VA];

S_{fn}^k : potência complexa entre as fases f e n da barra k [VA];

E_{fn}^k : fasor de tensão entre fase f e n [V];

I_{fn}^k : fasor de corrente na carga conectada entre as fases f e n da barra k [A].

Utilizando o conceito de corrente injetada, as cargas possuem potência e corrente com sinal negativo. As barras sem carga são representadas por injeções de corrente nulas.

Conforme (63)-(65), a injeção de corrente em cada barra depende do valor dos fasores de tensão de cada barra. Os fasores de tensão são os estados do sistema e, com exceção do fasor de tensão na barra de referência, são as variáveis do sistema a serem determinadas. A solução do fluxo de carga é dada então por um processo iterativo.

Inicialmente, é atribuída a todos os fasores de tensão os valores da barra de referência, sendo também conhecida como condição sem carga. Considerando os valores iniciais de tensão, as injeções de corrente em todas as barras, com exceção da barra de referência, são calculadas por (63)-(65). Conhecendo estes valores e o valor de tensão na barra de referência, é possível obter os novos valores de tensões para as demais barras, através de (66). Na aplicação computacional deste método, uma vez que a matriz a ser invertida pode apresentar um número de condicionamento baixo, a matriz inversa foi substituída pela pseudo-inversa de Moore-Penrose, conforme (67).

$$\mathbf{E}_{car} = \mathbf{Y}_{car,car}^{-1} \left[\mathbf{I}_{car} - \mathbf{Y}_{car,ref} \mathbf{E}_{ref} \right] \quad (66)$$

$$\mathbf{E}_{car} = \mathbf{Y}_{car,car}^{\dagger} \left[\mathbf{I}_{car} - \mathbf{Y}_{car,ref} \mathbf{E}_{ref} \right] \quad (67)$$

† : sobrescrito associado a pseudo-inversa de Moore-Penrose.

No processo iterativo, os valores de tensão atualizados em uma dada iteração, através de (67), são comparados com os valores obtidos na iteração anterior. Caso a diferença obtida entre os valores para todas os fasores de tensão seja menor que uma tolerância definida, o método convergiu. Valores usuais de tolerância são 0,1% do valor nominal. Portanto, o critério de convergência é definido por (68). Caso o critério de convergência não seja atendido, as injeções de corrente são recalculadas por (63)-(65) e a tensão atualizada por (67).

$$\max \left| \mathbf{E}_{car}^v - \mathbf{E}_{car}^{v-1} \right| < \xi \quad (68)$$

v: número correspondente a iteração;

ξ: valor definido de tolerância para a convergência [V].

Dado que os alimentadores de distribuição possuem reguladores de tensão, a matriz admitância primitiva destes elementos é atualizada a cada iteração, bem como os valores da matriz admitância de barras influenciados por estes valores. Na inicialização do método, ou seja, na primeira iteração, valores iguais a zero são definidos para as posições dos *taps* dos reguladores de tensão, considerando uma relação de transformação unitária para se obter a matriz de admitância primária. Nas demais iterações, antes de realizar a atualização das tensões, a matriz admitância de barras é atualizada.

Para cada regulador, primeiro é determinada a corrente neste elemento através da expressão (2), considerando a matriz admitância primária da iteração anterior. Esta corrente em conjunto com a tensão no secundário e os valores de ajuste do regulador são utilizados para obter a nova posição do *tap* e a nova relação de transformação, através de

(31)-(41). Um ponto ressaltado por (KERSTING, 2012) é que, na atualização da posição dos *taps* dos reguladores de tensão durante a análise de fluxo de carga, estes devem ser modificados apenas de uma unidade a cada iteração. Portanto, mesmo o valor calculado sendo superior, a alteração a cada iteração é de apenas uma unidade, ou seja, se o valor calculado for superior ao valor atual de *tap*, este é incrementado de uma unidade, e se o valor for inferior, este é decrementado de uma unidade. No fluxo de carga adotado neste trabalho também foi adotada esta abordagem.

Considerando os novos valores para as relações de transformação, a matriz admitância primitiva atualizada é obtida por (42) para reguladores monofásicos e através de (27), utilizando a Tabela 5 e (45)-(46), para reguladores trifásicos. Uma forma computacional simples de atualizar os elementos da matriz admitância de barras é subtrair os valores originais (iteração anterior: $v - 1$) e adicionar os novos valores (iteração atual: v) correspondentes à matriz admitância primitiva do regulador. Para as submatrizes fora da diagonal principal, dado que correspondem as próprias submatrizes da matriz admitância de barras, é possível adotar o novo valor de forma direta. Por exemplo, considerando o regulador conectado entre as barras k e m , apenas as submatrizes demonstradas em (69)-(72) são modificadas. Esta modificação deve ser realizada em todos elementos correspondentes a reguladores de tensão.

$$\left[\mathbf{Y}_{bus}^{kk} \right]^v = \left[\mathbf{Y}_{bus}^{kk} \right]^{v-1} + \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{kk} \right]^v - \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{kk} \right]^{v-1} \quad (69)$$

$$\left[\mathbf{Y}_{bus}^{mm} \right]^v = \left[\mathbf{Y}_{bus}^{mm} \right]^{v-1} + \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{mm} \right]^v - \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{mm} \right]^{v-1} \quad (70)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{km} = \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{km} \right]^v \quad (71)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{mk} = \left[\mathbf{Y}_{prim_km}^{mk} \right]^v \quad (72)$$

Além do critério de convergência apresentado em (68), também é verificado se na última iteração não houve alteração na posição de nenhum dos *taps* dos reguladores, sendo necessário atender estas duas condições para o processo convergir. A metodologia de fluxo de carga foi desenvolvida no Matlab e aplicada nos sistemas testes da IEEE de 4, 13 e 123 barras, sendo a validação realizada pela comparação dos fasores de tensão obtidos com os resultados do fornecidos pelo OpenDSS para estes sistemas.

Após a convergência, os valores de fluxo de corrente nos segmentos podem ser determinados por (2). Os fluxos de potência em cada segmento e as injeções de potência

em cada barra são determinados por, respectivamente, (73) e (74). Conforme demonstram as expressões, estes valores podem ser separados nas parcelas de potência ativa e reativa.

$$S_f^{km} = (I_f^{km})^* E_f^k = P_f^{km} + jQ_f^{km} \quad (73)$$

$$S_f^k = (I_f^k)^* E_f^k = P_f^k + jQ_f^k \quad (74)$$

Onde:

S_f^{km} : fluxo de potência complexa na fase f entre as barras k e m [VA];

P_f^{km} : fluxo de potência ativa na fase f entre as barras k e m [W];

Q_f^{km} : fluxo de potência reativa na fase f entre barras k e m [var];

P_f^k : injeção de potência ativa na fase f da barra k [W];

Q_f^k : injeção de potência reativa na fase f da barra k [var].

Na metodologia proposta, os valores obtidos para os fasores de tensão e os valores atualizados da matriz admitância são utilizados como valores iniciais para o estimador de estados. As potências que fluem das barras de média tensão para os transformadores de distribuição são utilizadas como medições de injeção de potência no estimador de estados, conforme é proposto na Subseção 3.1 da metodologia proposta.

Considerando que a potência entregue ao alimentador é medida, uma aproximação da porcentagem das perdas comerciais totais do sistema pode ser obtida por (75), onde o segmento entre as barras um (barra de referência) e dois se refere ao primeiro segmento do alimentador.

$$PC_{\%} = 100 \frac{\sum_{f \in \phi} (\bar{P}_f^{12} - P_f^{12})}{\sum_{f \in \phi} \bar{P}_f^{12}} \quad (75)$$

Onde \bar{P}_f^{km} é fluxo de potência ativa medido na fase f entre as barras k e m [W].

Em (75) é feita a diferença entre o valor medido e o valor estimado pelo fluxo de carga, sendo que o valor estimado é composto pelas cargas mais as perdas técnicas resultantes destas cargas. Portanto, a porcentagem corresponde às perdas comerciais, porém, adicionadas das perdas técnicas que são geradas por estas perdas comerciais. Este valor aproximado é utilizado no método de classificação de consumidores, conforme descrito na próxima seção.

2.4 CLASSIFICAÇÃO DE CONSUMIDORES – MÉTODO ESTATÍSTICO PARAMÉTRICO

O método de classificação de consumidores aplicado é uma abordagem estatística e paramétrica não supervisionada de detecção de anomalias. O método considera uma distribuição normal multivariada para modelar características de consumo de cada consumidor do sistema de distribuição (CHANDOLA, 2009; ROSSONI et al., 2016), neste aspecto, para cada consumidor, o valor da função densidade de probabilidade pode ser calculado por (76).

$$f_{dp} = \frac{1}{\sqrt{2\pi^d |\Sigma|}} e^{-\frac{1}{2}(\mathbf{y}-\boldsymbol{\mu})^T \Sigma^{-1}(\mathbf{y}-\boldsymbol{\mu})} \quad (76)$$

Onde:

f_{dp} : função densidade de probabilidade;

\mathbf{y} : vetor com d dados de consumo do consumidor;

$\boldsymbol{\mu}$: vetor com d dados correspondentes a média da distribuição;

Σ : matriz covariância com dimensão igual a $d \times d$;

d : número de características (dimensão).

Neste trabalho, considerando que a demanda horária dos consumidores é medida, através destes valores são obtidos os dados para a aplicação do método. Os dados considerados foram a energia diária e a demanda mínima diária, sendo que estes dados estão diretamente relacionados com a existência de perdas comerciais (HUANG, LO, LU, 2013; TREVIZAN et al., 2015).

A hipótese do método é que, para um mesmo tipo e uma mesma classe de consumo, a maioria dos consumidores são regulares e têm um mesmo padrão de consumo. Portanto, os consumidores com dados de consumo semelhantes aos valores médios possuem um valor de função densidade probabilidade elevado e são considerados regulares. Adicionalmente, é considerado que os consumidores irregulares são menos frequentes que os regulares e também possuem um padrão de consumo que é diferente da maioria dos consumidores, portanto, possuem um valor de f_{dp} menor. O valor da f_{dp} é um índice de anomalia (CHANDOLA, 2009) e, neste caso, os consumidores com os menores valores são os considerados suspeitos. Portanto, o critério para classificar um consumidor como suspeito é definido por (77).

$$pdf < pdf_{lim} \quad (77)$$

pdf_{lim} : valor de limiar para a classificação.

O desempenho de um método de classificação de consumidores pode ser avaliado pela sensibilidade e o valor preditivo positivo (TREVIZAN, 2016) dados, respectivamente, por (78) e (79).

$$SENS = 100 \times \frac{PV}{PV + PF} \quad (78)$$

$$VPP = 100 \frac{PV}{PV + NF} \quad (79)$$

Onde:

SENS: sensibilidade;

VPP: valor preditivo positivo;

PV: positivos verdadeiros;

PF: positivos falsos;

NF: negativos falsos.

Os positivos verdadeiros são os consumidores irregulares corretamente classificados como suspeitos, enquanto que os positivos falsos são os consumidores regulares incorretamente classificados como suspeitos. Os negativos falsos são os consumidores irregulares incorretamente classificados como regulares. A sensibilidade fornece a porcentagem de clientes irregulares corretamente classificados como suspeitos, enquanto que o valor preditivo positivo fornece a porcentagem do total de consumidores irregulares que foram classificados como suspeitos.

Como o resultado dos métodos de classificação de consumidores é utilizado para guiar inspeções em campo, um valor alto de sensibilidade significa que a maioria dos consumidores inspecionadas irá possuir alguma irregularidade, aumentando a taxa de acerto das inspeções. Por outro lado, uma porcentagem alta de valor preditivo positivo resulta na regularização de um número elevado de consumidores irregulares, resultando em uma alta redução das perdas comerciais. Estes dois objetivos são conflitantes. Na metodologia de classificação de consumidores apresentada, adotar um valor de limiar de classificação baixo significa priorizar a sensibilidade em detrimento do valor preditivo positivo, enquanto que adotar um valor elevado significa o contrário.

Neste trabalho, não é utilizado um valor fixo de limiar, diferente do adotado em (ROSSONI et al., 2016), com o intuito de tornar o método adaptável ao nível de perdas do sistema. A porcentagem aproximada de perda comercial total, calculada através de

(75) após realizar o fluxo de carga, é utilizada para definir os consumidores suspeitos. A hipótese adotada é que a porcentagem de perdas comerciais do alimentador corresponde de forma aproximada à porcentagem de consumidores que são irregulares neste alimentador. Por exemplo, um alimentador com uma porcentagem aproximada de perdas comerciais de 5,6% e contendo 1000 consumidores, os 56 consumidores com menor valor obtido pela função de densidade de probabilidade são classificados como suspeitos. Neste trabalho, não foi considerada a existência de barras com armazenamento e geração distribuída. O processo de classificação necessitaria de modificações para considerar estes elementos.

A Seção 3.2 da metodologia proposta exemplifica o método de classificação de consumidores, descreve a criação dos consumidores considerados nos estudos de caso e apresenta uma forma de obter a perda comercial aproximada em cada barra.

2.5 ESTIMADOR DE ESTADOS POR MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS

O estimador de estados por mínimos quadrados ponderados é uma metodologia amplamente abordada, sendo a descrição desta seção baseada na literatura clássica de (ABUR, 2004). Para a análise de erros grosseiros, é ressaltada a abordagem geométrica proposta por (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013). Na implementação deste estimador com análise de erros grosseiros em sistemas de distribuição, são destacados os trabalhos de (BRAUNSTEIN, 2016) e (BRETAS et al., 2017).

O problema de estimação de estados consiste em solucionar (80), sendo que os estados do sistema a serem determinados correspondem às magnitudes e aos ângulos das tensões nas barras.

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (80)$$

Onde:

\mathbf{z} : vetor com nm medições;

\mathbf{x} : vetor com ns estados a estimar;

$\mathbf{h}(\mathbf{x})$: vetor com nm equações que relacionam os estados com as grandezas medidas;

\mathbf{e} : vetor com nm erros de medição;

nm : número de medições;

ns : número de estados a estimar.

Em geral, o estimador de estados possui um número de medições superior ao número de estados a estimar, sendo que o valor desta relação, apresentada em (81), corresponde à redundância global de medição.

$$RGM = nm/ns \quad (81)$$

Onde RGM é a redundância global de medições.

O erro de cada medição é usualmente considerado como um erro gaussiano, conforme (82), sendo considerado que este possui média zero e um desvio padrão que reflete a exatidão do medidor.

$$e \sim N(\mu, \sigma^2) \quad (82)$$

Onde $N(\mu, \sigma^2)$ é a notação para distribuição normal com média μ e variância σ^2 .

Para uma determinada classe de exatidão, normalmente são estabelecidos os valores limites de erro percentual de medição. Considerando que para uma distribuição normal, 99,7% dos valores estão entre três desvios padrões, o limite de erro percentual do medidor pode ser utilizado para definir o desvio padrão da medição, conforme (83). Dado que o limite de erro é dado de forma percentual, o desvio padrão de uma medição i (σ_i) está associado ao valor desta medição (z_i).

$$\sigma_i = \left(\frac{\text{erro}\%}{100} \right) \frac{z_i}{3} \quad (83)$$

Onde $\text{erro}\%$ é o limite de erro percentual do medidor [%].

Conforme abordado na Seção 2.1, as medições dos alimentadores consistem em valores de injeção de potência e magnitude de tensão nas barras e fluxo de potência nos segmentos. Estas grandezas se relacionam com os estados através de (84)-(87), que dependem dos elementos da matriz admitância de barras, conforme (88), e da diferença entre os ângulos das tensões nas barras, dado em (89). A equação relacionada à magnitude de tensão na fase f de uma barra k é o próprio estado correspondente (V_f^k).

$$P_f^k = V_f^k \sum_{l \in \phi} \sum_{m \in K} V_l^m \left(G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \text{sen} \theta_{fl}^{km} \right) \quad (84)$$

$$Q_f^k = V_f^k \sum_{l \in \phi} \sum_{m \in K} V_l^m \left(G_{fl}^{km} \text{sen} \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} \right) \quad (85)$$

$$P_f^{km} = V_f^k \sum_{l \in \phi} \left(-V_l^k \left(G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk} + B_{fl}^{km} \text{sen} \theta_{fl}^{kk} \right) + V_l^m \left(G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \text{sen} \theta_{fl}^{km} \right) \right) \quad (86)$$

$$Q_f^{km} = V_f^k \sum_{l \in \phi} \left(-V_l^k (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{kk} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk}) + V_l^m (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km}) \right) \quad (87)$$

$$\mathbf{Y}_{bus}^{km} = \begin{bmatrix} Y_{aa}^{km} & Y_{ab}^{km} & Y_{ac}^{km} \\ Y_{ba}^{km} & Y_{bb}^{km} & Y_{bc}^{km} \\ Y_{ca}^{km} & Y_{cb}^{km} & Y_{cc}^{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{aa}^{km} + jB_{aa}^{km} & G_{ab}^{km} + jB_{ab}^{km} & G_{ac}^{km} + jB_{ac}^{km} \\ G_{ba}^{km} + jB_{ba}^{km} & G_{bb}^{km} + jB_{bb}^{km} & G_{bc}^{km} + jB_{bc}^{km} \\ G_{ca}^{km} + jB_{ca}^{km} & G_{cb}^{km} + jB_{cb}^{km} & G_{cc}^{km} + jB_{cc}^{km} \end{bmatrix} \quad (88)$$

$$\theta_{fl}^{km} = \theta_f^k - \theta_l^m \quad (89)$$

P_f^k : injeção de potência ativa na fase f da barra k [W];

Q_f^k : injeção de potência reativa na fase f da barra k [var];

P_f^{km} : fluxo de potência ativa na fase f do segmento km [W];

Q_f^{km} : fluxo de potência reativa na fase f do segmento km [var];

V_f^k : magnitude do fasor de tensão na fase f da barra k [V];

ϕ : conjunto de fases existentes na barra k ;

K : conjunto de barras conectadas na barra k mais a própria barra k ;

G_{fl}^{km}, B_{fl}^{km} : elementos da matriz admitância de barras [S];

θ_{fl}^{km} : diferença entre os ângulos dos fasores de tensão [rad];

θ_f^k : ângulo do fasor do de tensão na fase f da barra k [rad].

A solução do problema de estimação de estados pelo método dos mínimos quadrados, considerando restrições de igualdade, consiste em solucionar o problema de minimização descrito em (90). A matriz de pesos é uma matriz diagonal, cujos elementos correspondem ao inverso da variância de medição, conforme (91). Em sistemas de distribuição, as restrições de igualdade são as equações de injeção de potência nas barras de injeção de potência zero.

$$\begin{aligned} \min \quad & J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \\ \text{s.a} \quad & \mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0} \end{aligned} \quad (90)$$

$$\mathbf{W} = \text{diag} \left(\left[\sigma_1^{-2} \quad \dots \quad \sigma_i^{-2} \quad \dots \quad \sigma_{nm}^{-2} \right]^T \right) \quad (91)$$

Onde:

$J(\mathbf{x})$: função objetivo;

$\mathbf{c}(\mathbf{x})$: vetor com nmz equações que relacionam os estados com as medições de injeção de potência ativa e reativa iguais a zero;

nmz : número de medições de injeção iguais a zero;

\mathbf{W} : matriz de pesos com dimensão $(nm - nmz) \times (nm - nmz)$;

$diag(\cdot)$: matriz diagonal com valores da diagonal definidos pelo vetor em (\cdot) .

A solução de (91) é dada de forma iterativa, através da solução deste sistema linearizado, apresentado em (92).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} & \mathbf{C}^T \\ \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} \quad (92)$$

$$\mathbf{x} = \mathbf{x} + \Delta \mathbf{x} \quad (93)$$

Onde:

$\Delta \mathbf{x}$: vetor com ns variações nos valores dos estados;

λ : vetor com as nmz multiplicadores de Lagrange;

\mathbf{H} : matriz Jacobiana das equações $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, com dimensão $(nm - nmz) \times ns$;

\mathbf{C} : matriz Jacobiana das equações $\mathbf{c}(\mathbf{x})$, com dimensão $nm \times nmz$.

Na metodologia proposta, os estados iniciais são dados pela análise de fluxo de carga, que fornecem também a matriz admitância atualizada do sistema, contendo as posições dos *taps* dos reguladores de tensão. Os estados são então atualizados por (93), após solucionar (92). Os valores da matriz Jacobiana são determinados pelas expressões apresentadas na Tabela 8 e na Tabela 9.

Para a medição de magnitude de tensão, a derivada parcial correspondente ao próprio estado é igual a um, enquanto que a derivada parcial para os demais estados é igual a zero. É ressaltado que o sistema dado em (92) é observável, ou seja, possui solução, somente se o posto da matriz Jacobiana é igual ao número de estados a estimar. Na existência de restrições de igualdade, a matriz formada pelas colunas de \mathbf{H} e \mathbf{C} deve possuir posto igual ao número de estados a estimar. Em outras palavras, o sistema deve possuir um conjunto de no mínimo ns medições linearmente independentes, incluindo as medições de injeção zero nas barras.

Os estados são atualizados iterativamente por (92)-(93) até que o critério de convergência estabelecido em (94) seja atendido. O valor da tolerância utilizado é normalmente da ordem de 0,1% a 0,001% do valor nominal.

$$\max |\Delta \mathbf{x}| < \xi \quad (94)$$

Onde ξ é valor de tolerância estabelecido.

Tabela 8 Derivadas parciais de injeção de potência.

Potência ativa	Potência reativa
$\frac{\partial P_f^k}{\partial V_f^k} = \frac{P_f^k}{V_f^k} + V_f^k G_{ff}^{kk}$	$\frac{\partial Q_f^k}{\partial V_f^k} = \frac{Q_f^k}{V_f^k} - V_f^k B_{ff}^{kk}$
$\frac{\partial P_f^k}{\partial V_l^m} = V_f^k (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km})$	$\frac{\partial Q_f^k}{\partial V_l^m} = V_f^k (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km})$
$\frac{\partial P_f^k}{\partial \theta_f^k} = -Q_f^k - (V_f^k)^2 B_{ff}^{kk}$	$\frac{\partial Q_f^k}{\partial \theta_f^k} = P_f^k - (V_f^k)^2 G_{ff}^{kk}$
$\frac{\partial P_f^k}{\partial \theta_l^m} = V_f^k V_l^m (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km})$	$\frac{\partial Q_f^k}{\partial \theta_l^m} = -V_f^k V_l^m (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km})$

Tabela 9 Derivadas parciais de fluxo de potência.

Potência ativa	Potência reativa
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial V_f^k} = \frac{P_f^{km}}{V_f^k} - V_f^k G_{ff}^{km}$	$\frac{\partial Q_f^{km}}{\partial V_f^k} = \frac{Q_f^{km}}{V_f^k} + V_f^k B_{ff}^{km}$
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial V_l^k} = -V_f^k (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{kk})$	$\frac{\partial Q_f^{km}}{\partial V_l^k} = -V_f^k (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{kk} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk})$
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial V_l^m} = V_f^k (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km})$	$\frac{\partial Q_f^{km}}{\partial V_l^m} = V_f^k (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km})$
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial \theta_f^k} = -Q_f^{km} + (V_f^k)^2 B_{ff}^{km}$	$\frac{\partial Q_f^{km}}{\partial \theta_f^k} = P_f^{km} + (V_f^k)^2 G_{ff}^{km}$
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial \theta_l^k} = -V_f^k V_l^k (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{kk} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk})$	$\frac{\partial P_f^k}{\partial \theta_l^k} = V_f^k V_l^m (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{kk} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{kk})$
$\frac{\partial P_f^{km}}{\partial \theta_l^m} = -V_f^k V_l^m (G_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km} - B_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km})$	$\frac{\partial P_f^k}{\partial \theta_l^m} = -V_f^k V_l^m (G_{fl}^{km} \cos \theta_{fl}^{km} + B_{fl}^{km} \sin \theta_{fl}^{km})$

Na metodologia proposta, após o critério (94) ser atendido, o cálculo da posição dos *taps* dos reguladores é realizado da mesma forma que o exposto na análise de fluxo de carga. Caso a posição de um dos elementos seja alterada, a matriz admitância de barras é atualizada e o estimador de estados é realizado novamente. O processo é repetido até que nenhuma posição seja alterada.

Diferentemente da análise de fluxo carga, onde a posição dos *taps* são alteradas a cada iteração, no estimador de estados esta alteração ocorre após a convergência, se necessário. A justificativa para o mesmo é o fato de o estimador inicializar com a posição dos *taps* dada pela análise de fluxo de carga e, portanto, estes mudam pouco ou não são

alterados durante a aplicação do estimador. Os estados finais estimados (fasores de tensão) obtidos pelo estimador de estados diferem do resultado do fluxo de carga (condição inicial), porém, esta diferença normalmente não altera a posição dos *taps* dos reguladores, localizados nos ramais principais dos alimentadores.

Adicionalmente, uma alternativa adotada na metodologia proposta para melhorar a condicionabilidade do sistema, solucionado a cada iteração, foi adicionar um fator de escala (ABUR, 2004), conforme mostrado em (95)-(96).

$$\begin{bmatrix} \alpha \mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H} & \mathbf{C} \\ \mathbf{C} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ -\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha \mathbf{H}^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} \quad (95)$$

$$\alpha = \frac{1}{\max W_{ii}} \quad (96)$$

Onde α é fator de escala.

Para validar o estimador, os sistemas testes da IEEE foram considerados com diferentes conjuntos de medições, sendo comparado os valores dos fasores de tensão obtidos pelo estimador com os valores de referência fornecidos pelo fluxo de carga.

O estimador de estados na metodologia proposta é realizado duas vezes. Na primeira, o estimador é utilizado para criar medições sintéticas, conforme descrito no Capítulo 3. Posteriormente, o estimador é realizado novamente com a realização da análise de erros grosseiros. As abordagens de análise de erros grosseiros são apresentadas nas próximas subseções. Estas análises são realizadas após a convergência do estimador, sendo que, se uma medição é corrigida, o estimador de estados é realizado novamente. As análises de erros grosseiros são baseadas nos resíduos de medição, que após o sistema convergir, são obtidos pela diferença entre o valor medido e o valor estimado (97).

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}) \quad (97)$$

Onde \mathbf{r} é o vetor com os resíduos normalizados.

2.5.1 Análise de erros grosseiros – abordagem clássica

Esta subseção é descrita conforme (ABUR, 2004). O problema de estimação de estados dado em (80) pode ser escrito em sua forma linearizada por (98). Para um dado ponto de operação do sistema, se o sistema não possui erros grosseiros, um valor aproximado da diferença entre o valor medido e estimado é dado por (99).

$$\Delta \mathbf{z} = \mathbf{H} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{e} \quad (98)$$

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H} \Delta \hat{\mathbf{x}} \quad (99)$$

Onde:

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

$\Delta \mathbf{z}$: diferença entre valor medido e estimado;

$\Delta \hat{\mathbf{z}}$: valor aproximado de $\Delta \mathbf{z}$;

$\hat{\mathbf{x}}$: estados que definem um ponto de operação do sistema;

$\Delta \hat{\mathbf{x}}$: variação dos estados para o ponto de operação definido por $\hat{\mathbf{x}}$.

Desconsiderando as restrições de igualdade em (92), a variação dos estados no ponto de operação pode ser determinada por (100). Substituindo esta expressão em (99), é então obtido (101).

$$\Delta \hat{\mathbf{x}} = [\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H}]^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} \quad (100)$$

$$\Delta \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{K} \Delta \mathbf{z} \quad (101)$$

Onde \mathbf{K} é matriz chapéu ou matriz de projeção.

Esta expressão demonstra a relação entre o valor de diferença entre o valor medido e estimado e o seu valor aproximado, sendo o valor aproximado uma projeção da diferença no subespaço formado pelas colunas da matriz Jacobiana, conforme mostrado na Figura 10. A projeção correspondente a operação linear realizada é dada em (102), sendo obtida a partir de (100)-(101).

$$\mathbf{K} = \mathbf{H} [\mathbf{H}^T \mathbf{W} \mathbf{H}]^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{W} \quad (102)$$

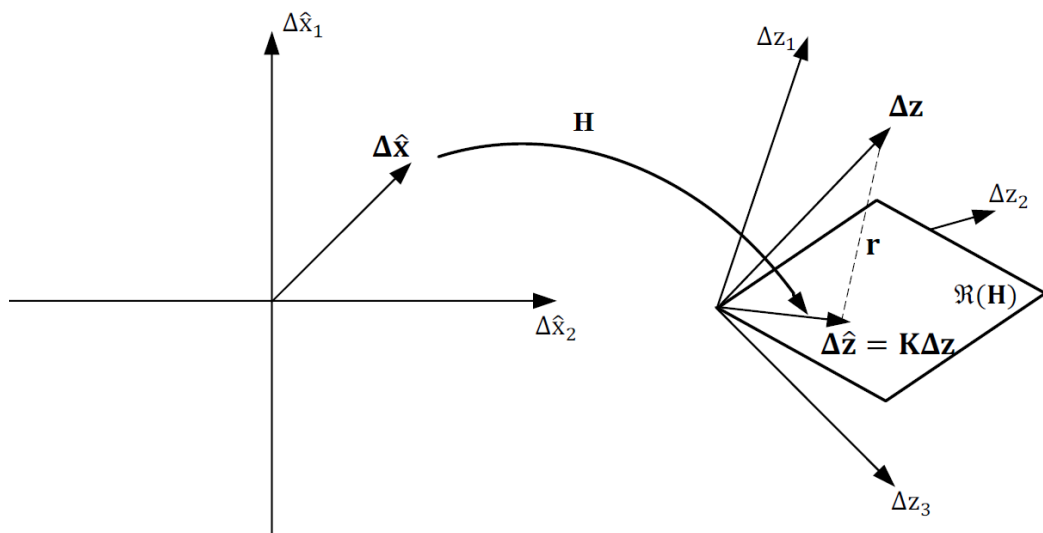


Figura 10 Interpretação geométrica da matriz de projeção – adaptado de (BRAUNSTEIN, 2016).

A Figura 10 também demonstra que, se o ponto de operação corresponde a solução do sistema, o resíduo de medição pode ser escrito por (103) e, considerando (102), reescrito por (104). A matriz de sensibilidade residual estabelece a relação entre os erros de medição e os resíduos obtidos no processo de estimação.

$$\mathbf{r} = \Delta \hat{\mathbf{z}} - \Delta \mathbf{z} \quad (103)$$

$$\mathbf{r} = (\mathbf{I} - \mathbf{K})\mathbf{e} = \mathbf{S}\mathbf{e} \quad (104)$$

Onde \mathbf{S} é matriz sensibilidade residual.

Considerando que os resíduos possuem valores próximos dos erros de medição, a função objetivo calculada com estes valores, conforme (105), possui uma distribuição qui-quadrada com $nm - ns$ graus de liberdade, dado que os resíduos são obtidos através da operação linear (104).

$$J_r = \mathbf{r}^T \mathbf{W} \mathbf{r} \quad (105)$$

Onde J_r é a função objetivo calculada com os resíduos.

Portanto, uma forma de detectar a existência de erros grosseiros nas medições é verificar se a condição (106) é atendida.

$$J_r > \chi_{(nm-ns, \beta)}^2 \quad (106)$$

Onde $\chi_{(nm-ns, \beta)}^2$ é o valor de qui-quadrado para $nm - ns$ graus de liberdade e um nível de confiança β .

O nível de confiança normalmente adotado é de 95%. Esta é uma abordagem clássica de detecção de erros grosseiros definida como teste qui-quadrado dos resíduos.

Considerando (104) e as propriedades da matriz sensibilidade dos resíduos apresenta em (ABUR, 2004), a matriz covariância dos resíduos pode ser obtida por (107) a partir da matriz covariância das medições. A matriz covariância de medições é o inverso da matriz de pesos, conforme (108). Portanto, considerando os elementos da matriz covariância de resíduos, o resíduo de cada medição i pode ser normalizado por (109).

$$\mathbf{\Omega} = \mathbf{S}\mathbf{R} \quad (107)$$

$$\mathbf{R} = \mathbf{W}^{-1} \quad (108)$$

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (109)$$

Onde:

r_i^N : resíduo normalizado da medição i ;

$\mathbf{\Omega}$: matriz covariância dos resíduos;

R : matriz covariância das medições.

Os valores fora da diagonal principal na matriz covariância de resíduos estabelecem a correlação entre as medições existentes no sistema, quanto maior o valor Ω_{km} , maior a correlação entre as medições k e m .

O valor do maior resíduo normalizado pode ser utilizado para detectar a existência de erros grosseiros no conjunto de medições. O critério apresentado em (110) é utilizado para detectar a existência de erro grosseiro, sendo que a medição identificada como erro grosseiro é a que possui o maior valor de resíduo normalizado.

$$\max \mathbf{r}^N \geq \xi \quad (110)$$

Onde:

\mathbf{r}^N : vetor com os resíduos normalizados;

ξ : valor limiar de detecção.

Sendo os resíduos obtidos através de uma operação linear aplicada nos erros, conforme demonstra (104), e normalizados conforme (109), estes se aproximam de uma distribuição normal padrão, sendo assim, o limiar de detecção normalmente adotado é igual a 3 ou 4 (representação de mais de 99,7% e 99,9% dos dados, respectivamente). Esta é uma abordagem clássica de detecção, denominada como teste de maior resíduo normalizado, onde o valor do maior resíduo normalizado é também utilizado para a identificação da medição com erro grosseiro.

Ao identificar uma medição com erro grosseiro, esta medição pode ser eliminada do conjunto de medições ou pode ser corrigida. Considerando a baixa redundância global de medição nos sistemas de distribuição, a eliminação de uma medição pode tornar o sistema não observável ou levar a condições de baixa redundância local de medições, fator que prejudica a análise de erros grosseiros e é discutida na próxima subseção. A correção da medição com erro pode ser realizada através de (111).

$$z_i^{cor} = z_i^{eg} - \frac{R_{ii}}{\Omega_{ii}} r_i^{eg} \quad (111)$$

Onde:

z_i^{cor} : valor da medição após a correção;

z_i^{eg} : valor da medição com erro grosseiro;

r_i^{eg} : valor do resíduo associado a medição com erro grosseiro.

Após realizar a correção da medida, o estimador é realizado novamente, sendo o processo repetido enquanto o erro grosseiro for detectado. Este processo de detectar, identificar e corrigir as medições considerando a análise dos resíduos é utilizado por (HUANG, LU, LO, 2013) para estimar as perdas no sistema. Esta abordagem é denominada neste trabalho como abordagem clássica, sendo comparada com a metodologia proposta. Na aplicação desta metodologia, a detecção de erros grosseiros foi realizada através do teste de maior resíduo normalizado, não do teste de qui-quadrado dos resíduos.

2.5.2 Análise de erros grosseiros – abordagem geométrica

De acordo com (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013), ao analisar a Figura 10 é possível visualizar que o erro de medição pode ser decomposto em duas parcelas. Uma parcela é detectável, correspondente ao resíduo e está contida no subespaço perpendicular ao subespaço formado pelas colunas da matriz Jacobiana. A outra parcela é não detectável e está contida no subespaço formado pelas colunas da matriz Jacobiana. A descrição destes dois erros que compõem o erro de medição é mostrado em (112)-(113).

$$\mathbf{e} = \mathbf{e}_D + \mathbf{e}_U \quad (112)$$

$$\mathbf{e} = (\mathbf{K} - \mathbf{I})\mathbf{e} + \mathbf{K}\mathbf{e} \quad (113)$$

Onde:

\mathbf{e}_D : erro detectável;

\mathbf{e}_U : erro não detectável.

A parcela do erro dita como não detectável também é chamada de parcela mascarada do erro, dado que, por não aparecer nos resíduos, torna o erro de medição mais difícil de ser detectado. A relação entre as normas do vetor de erros detectável e não detectável, considerando a presença de um erro numa dada medição i , resulta no índice de inovação para esta medição, conforme (114).

$$II_i = \sqrt{\frac{1 - K_{ii}}{K_{ii}}} \quad (114)$$

Onde II_i é o índice de inovação da medição i .

O índice de inovação fornece uma medida do nível de informação nova que a medição contém, sendo que quanto maior, menor a parcela do erro que é mascarada.

Considerando que o índice de inovação relaciona as normas dos erros detectáveis e não detectáveis, o erro de medição pode ser estimado por (115). Os erros compostos de medições podem ser utilizados na função objetivo, conforme (116), sendo que é detectado que o conjunto de medições possui erros se o critério (117) é atendido.

$$CME_i = r_i \sqrt{1 + \frac{1}{H_i^2}} \quad (115)$$

$$J_{CME} = [CME]^T \mathbf{W} [CME] \quad (116)$$

$$J_{CME} > \chi_{(nm, \beta)}^2 \quad (117)$$

Onde:

CME_i : erro composto de medição para a medição i ;

J_{CME} : função objetivo calculada com os erros compostos de medição;

CME : vetor contendo os erros compostos de medição.

Neste caso, dado que o erro é composto em suas duas parcelas, este está contido no espaço definido pelo conjunto de medições, sendo o grau de liberdade utilizado igual a nm . Este teste é denominado de teste qui-quadrado dos erros compostos de medição.

O erro composto de medição pode ser normalizado conforme (118), e outra forma de detectar a existência de erro grosseiros e verificar se a condição (119) é atendida.

$$CME_i^N = \frac{CME_i}{\sigma_i} \quad (118)$$

$$\max |CME^N| \geq \xi \quad (119)$$

Onde:

CME_i^N : erro composto de medição normalizado para a medição i ;

CME^N : vetor contendo os erros compostos de medição de normalizados.

A medição identificada com erro grosseiro é a que apresenta o maior valor de erro composto normalizado. Este teste é denominado de teste maior erro compostos de medição normalizado.

A medição contendo erro grosseiro é então corrigida através de (120), que utiliza o erro normalizado composto, dado em (121). O sinal da expressão (120) é o sinal contrário do obtido no cálculo do erro composto de medição.

$$z_i^{cor} = z_i^{eg} \pm \sigma_i CNE_i \quad (120)$$

$$CNE_i = r_i^N \sqrt{1 + \frac{1}{II_i^2}} \quad (121)$$

Onde CNE_i é o erro normalizado composto de medição.

Para a análise de sistemas de distribuição desequilibrados, é possível aplicar uma abordagem por fase da análise de erros grosseiros (BRAUNSTEIN, 2016; BRETAS et al., 2017). Nesta abordagem, a matriz Jacobiana é separada em seus valores por fase, desprezando as derivadas parciais com relação aos estados das demais fases. Para exemplificar, considerando o alimentador da Figura 11, contendo como medições o fluxo de potência da barra k para a barra m e a injeção de potência na barra m , conforme (122), e sendo a tensão na barra m o estado a estimar, conforme (123), a matriz Jacobiana original obtida é a apresentada em (124). As matrizes Jacobianas por fase são dadas em (125).

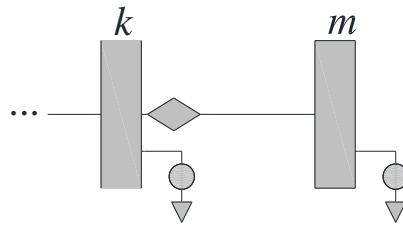


Figura 11 Exemplo de medições em alimentador.

$$\mathbf{h} = \left[P_a^{km} \quad P_b^{km} \quad P_c^{km} \quad Q_a^{km} \quad Q_b^{km} \quad Q_c^{km} \quad P_a^m \quad P_b^m \quad P_c^m \quad Q_a^m \quad Q_b^m \quad Q_c^m \right]^T \quad (122)$$

$$\mathbf{x} = \left[\theta_a^m \quad \theta_b^m \quad \theta_c^m \quad V_a^m \quad V_b^m \quad V_c^m \right] \quad (123)$$

Adicionalmente, a matriz de pesos e o vetor de resíduos também são separados em seus valores por fase. Com o vetor de resíduo, a matriz de pesos e a matriz Jacobiana para cada fase, a abordagem geométrica de detecção, identificação e correção de erros descrita pode ser aplicada em cada fase. A vantagem desta abordagem é a possibilidade de corrigir uma medição com erro grosseiro por fase a cada análise de erros grosseiros. O método proposto considera esta metodologia de análise de erros, utilizando o erro composto normalizado para detectar e identificar os erros.

Após corrigir as medições, o estimador de estados é realizado novamente, sendo este processo repetido enquanto for detectado erro grosseiro em pelo menos uma das fases.

2.5.3 *N*-uplas de medições críticas e índice de inovação

Segundo (ABUR, 2004), na estimação de estados, as medições podem pertencer a uma ou mais das seguintes categorias: medições críticas, medições redundantes e medições pertencentes a *n*-uplas de medições críticas. Uma medição é dita crítica se, ao ser eliminada do conjunto de medição, torna o sistema não observável. O resíduo de medição de uma medição crítica será sempre zero, ou seja, um erro grosseiro nesta medição não será detectado e nem identificado. Uma medição redundante corresponde a uma medição que não é crítica, sendo possível a existência de resíduos nesta medição. Uma *n*-upla de medições críticas contém *n* medições críticas, sendo que a eliminação de todas estas medições resulta na não observabilidade do sistema. Para as medições comporem a *n*-upla de medições críticas, nenhuma destas medições pode pertencer a uma *n*-upla de medições críticas de ordem inferior. Por exemplo, se uma medição pertence a uma 3-upla de medições críticas, esta não é uma medição crítica (1-upla) e nem pertence a uma dupla de medições críticas (2-upla).

De acordo com (CLEMENTS, 1986), se existem *n* ou *n*-1 erros grosseiros em uma *n*-upla de medições críticas, a abordagem clássica de análise de erros não será apta a determinar se o erro ocorreu em todas as medições ou em *n*-1 medições, ou seja, apenas na condição de existência de *n*-2 erros grosseiros, estes serão identificados. Por exemplo, para uma 4-upla de medições críticas, erros grosseiros serão corretamente identificados somente se existirem em duas ou em uma das medições. Portanto, *n*-upla de medições críticas formam áreas de baixa redundância local de medição, prejudicando a análise de erros grosseiros. Quanto menor o valor de *n*, menor a redundância, dado o caso extremo em que *n* é igual a um, representando uma medição crítica. Na Subseção 3.3.1, do próximo capítulo, áreas do sistema de distribuição que formam *n*-upla de medições críticas são identificadas ao analisar a observabilidade do sistema através da matriz Jacobiana.

Outra característica relacionada a baixa redundância de medição está associada, segundo (ABUR, 2004), aos valores correspondentes da matriz de projeção. Segundo o autor, um valor elevado de K_{ii} (próximo a um), implica que a estimação da medição *i* é essencialmente determinada por esta mesma medição, ou seja, possui uma redundância de medição baixa. Segundo o autor, as medições com alto valor de K_{ii} correspondem a pontos de alavancagem, onde os erros grosseiros resultam em baixos valores de resíduos,

se comportando de forma semelhante as medições críticas. Esta característica também pode ser observada com base no índice de inovação (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013), definido em (114). Quanto menor o valor do índice de inovação, maior a parcela do erro que é mascarado, dificultando a sua identificação. Segundo (BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013), medições com valores inferiores a 0,75 são passíveis de não identificação. As afirmações apresentadas pelos autores são convergentes, dado que quanto maior o valor de K_{ii} , menor será o valor do índice de inovação. O valor de K_{ii} e do índice de inovação dependem da posição e do valor das medições (ABUR, 2014; BRETAS, N. G; PIERETI; BRETAS, A. S., 2013). Neste trabalho, o índice de inovação é analisado numericamente para identificar baixa redundância de medição.

3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA ESTIMAÇÃO DE PERDAS

A Figura 12 apresenta o fluxograma da metodologia proposta para estimar perdas técnicas e comerciais em alimentadores de distribuição. Para realizar a estimação, são utilizados dados dinâmicos e estáticos do sistema. Os dados estáticos correspondem ao conjunto de características físicas dos elementos que compõe o sistema, denominado no fluxograma como “Dados do sistema”. Os dados dinâmicos são as medições existentes nos consumidores e nos alimentadores, que variam ao longo do tempo.

Os elementos de sistema e as medições consideradas neste trabalho foram abordados na Seção 2.1. Dado que a potência injetada no sistema (subestação) e as potência dos consumidores são medidas, a perda global do sistema como um todo é conhecida, sendo o valor medido de potência injetada menos o somatório dos valores medidos de potência dos consumidores. Porém, é ressaltado que o método tem o objetivo de estimar as perdas comerciais em todas as barras e as perdas técnicas em todos os segmentos.

Os dados dos elementos são utilizados para modelar o alimentador de distribuição através da matriz admitância de barras, sendo que o processo de obtenção desta matriz foi descrito na Seção 2.2. Utilizando a matriz admitância de barras e as medições de potência nos consumidores, o fluxo de carga é realizado. O método de injeção de corrente para análise de fluxo de carga, utilizado neste trabalho, foi descrito na Seção 2.3. O resultado do fluxo de carga é então utilizado tanto no método de classificação de consumidores quanto na estimação dos estados.

Uma aproximação da perda comercial total do sistema obtida através do fluxo de carga é utilizada no método de classificação de consumidores. Esta aproximação é obtida pela diferença entre a potência entregue ao alimentador e a potência obtida através da análise de fluxo de carga, sendo o valor percentual obtido por (75) (página 69). O método de classificação de consumidores utiliza esta informação e a curva de carga de cada consumidor para classificar os consumidores como regulares e suspeitos. A metodologia estatística e paramétrica de classificação aplicada foi descrita na Seção 2.4. Na Seção 3.2 deste capítulo, é descrita como a relação entre o número de consumidores suspeitos e regulares em cada barra é utilizada para fazer uma aproximação da perda comercial em cada barra. Esta aproximação é então utilizada para atualizar a matriz de pesos do estimador de estados no processo de criação de medições sintéticas.

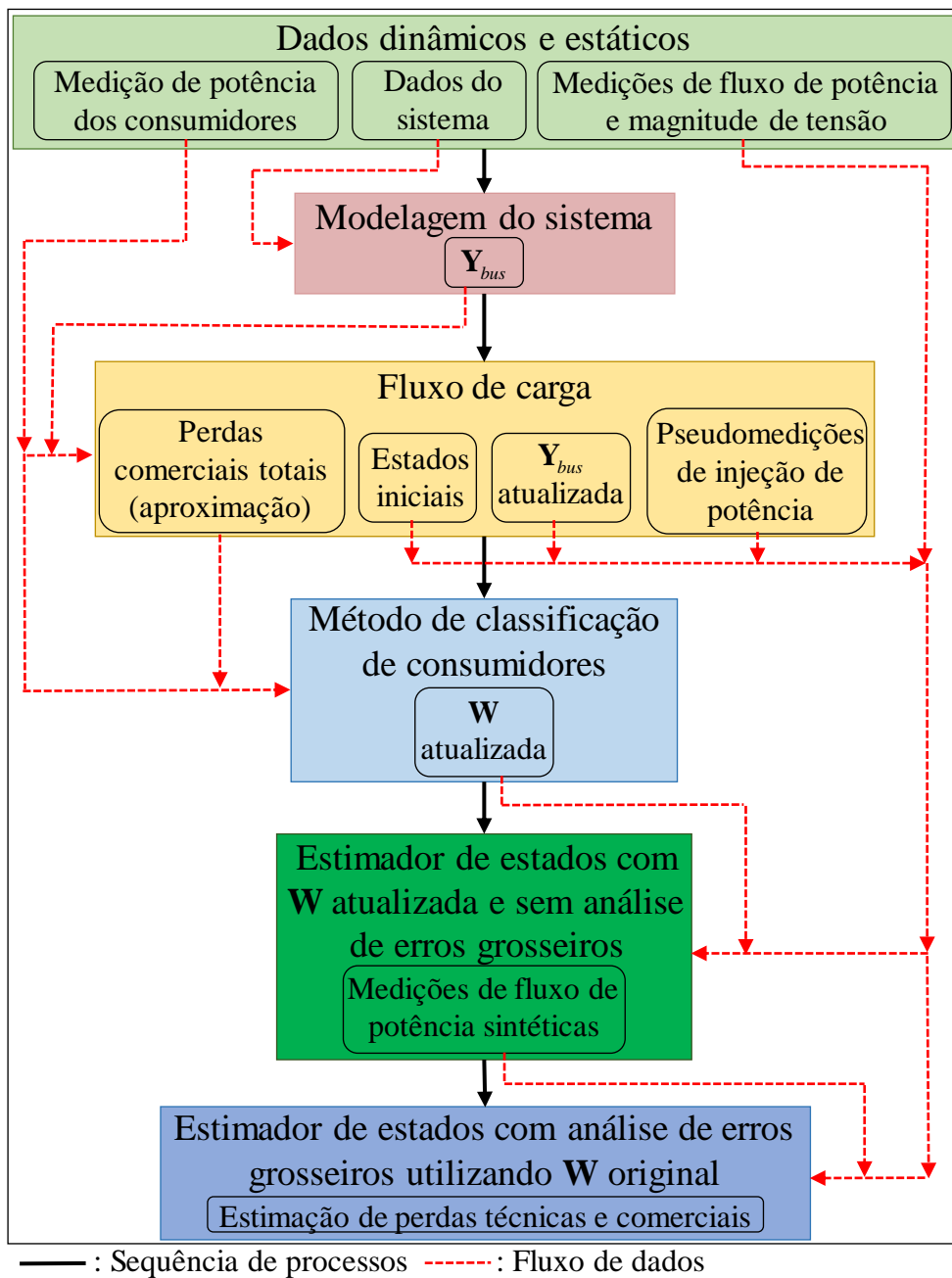


Figura 12 Fluxograma da metodologia proposta.

Conforme mostrado no fluxograma, o estimador de estados é realizado duas vezes. Para ambas as análises, o fluxo de carga fornece a condição inicial do sistema, representada pelos fasores de tensões nas barras e a matriz admitância atualizada (após alterações nas posições dos *taps* dos reguladores de tensão), e as pseudomedições de injeção de potência nas barras de média de tensão, com o intuito de analisar o SDMT. A criação das pseudomedições de injeção de potência é discutida na Seção 3.1 deste capítulo.

O primeiro estimador de estados é realizado para criar medições sintéticas de fluxo de potência nos segmentos onde medições reais são inexistentes. Para isso, nesta estimação é utilizada a matriz de pesos atualizada pelo resultado do método de classificação de consumidores.

Considerando as medições originais e as medições sintéticas, o segundo estimador de estados é então realizado com análise de erros grosseiros, finalmente estimando as perdas técnicas e comerciais através do seu resultado.

O estimador de estados por mínimos quadrados ponderados e as abordagens de análises de erros grosseiros foram descritas na Seção 2.5. O processo de criação de medições sintéticas é descrito na Seção 3.3 deste capítulo, sendo previamente apresentada a análise da redundância de medição em sistemas distribuição utilizando os conceitos de n -uplas de medições críticas e de índice de inovação.

Os valores estimados de fluxo e injeção de potência obtidos pelo resultado do segundo estimador de estados são então utilizados para estimar as perdas técnicas e comerciais no SDMT.

As perdas técnicas são estimadas pela diferença entre a potência fornecida e a potência por cada segmento, conforme (126) e (127), correspondendo aos valores em cada fase e no segmento como um todo.

$$PT_f^{km} = P_f^{km} + P_f^{mk} \quad (126)$$

$$PT^{km} = \sum_{f \in \phi} PT_f^{km} \quad (127)$$

Onde:

PT_f^{km} : estimação de perda técnica na fase f do segmento entre as barras k e m [W];

PT^{km} : estimação de perda técnica no segmento entre as barras k e m [W].

As perdas comerciais são estimadas em cada fase por (128) e na barra como um todo através de (129).

$$PC_f^k = \bar{P}_f^k - P_f^k \quad (128)$$

$$PC^{km} = \sum_{f \in \phi} PC_f^{km} \quad (129)$$

Onde:

PC_f^k : estimação de perda comercial na fase f da barra k [W];

PC^k : estimação de perda comercial na barra k [W].

Usualmente apenas as perdas ativas são calculadas, porém, as perdas reativas podem ser calculadas de forma análoga. No processo de análise de erros grosseiros, o valor medido de injeção de potência (\bar{P}_f^k) pode ser corrigido, portanto, em (128) e (129) devem ser considerados os valores iniciais de medição, precedente as correções. Para determinar as perdas em energia, as perdas em potência obtidas para cada intervalo de tempo são multiplicadas pela duração do intervalo.

Para uma medição com perda comercial, o valor estimado de potência será maior em magnitude que o valor medido de potência, porém, ambos os valores possuem sinal negativo, dado que as demandas são representadas por injeções de potência com sinal negativo. Portanto, de acordo com (128) e (129), as perdas comerciais possuem sinal positivo. Perdas comerciais com sinal negativo somente ocorrem quando a estimação da potência é inferior em magnitude ao valor medido, estes erros são ocasionados por falhas na identificação de erros grosseiros e, como consequência, incorreta correção de medições.

A avaliação do desempenho da estimação de perdas é dado pelo cálculo dos erros percentuais de estimação, conforme (130) e (131).

$$ePT = 100 \left| \frac{PT - PT_{ref}}{PT_{ref}} \right| \quad (130)$$

$$ePC = 100 \left| \frac{PC - PC_{ref}}{P_{ref}} \right| \quad (131)$$

Onde:

ePT : erro na estimação de perda técnica [%];

ePC : erro na estimação de perda comercial [%];

PT : estimação de perda técnica [W];

PC : estimação de perda comercial [W];

PT_{ref} : valor de referência de perda técnica [W];

PC_{ref} : valor de referência de perda comercial [W];

P_{ref} : valor de referência de potência na barra [W].

Estes erros podem ser analisados tanto para os valores de fase quanto para os valores totais obtidos para os segmentos e as barras. Ao considerar um sistema teste, os

valores de referência de perdas técnicas são obtidos ao se realizar um fluxo de carga com as injeções de potência sem perdas comerciais. Os valores de referência de perdas comerciais são conhecidos, dado que as perdas comerciais são atribuídas as barras do sistema teste para validar e comparar as metodologias. Para o caso da perda comercial, dado que a estimação pode erroneamente atribuir perda comercial a uma barra sem perda comercial, a diferença é dividida pelo valor de referência de potência na barra, evitando uma indeterminação matemática (divisão por zero), conforme (131). Os valores considerando as potências reativas podem ser obtidos de forma análoga.

3.1 PSEUDOMEDIÇÕES DE INJEÇÕES DE POTÊNCIA EQUIVALENTES DA BAIXA TENSÃO

Para descrever a obtenção das medições de injeção de potência nas barras de média tensão, o alimentador da Figura 13 é utilizado de exemplo.

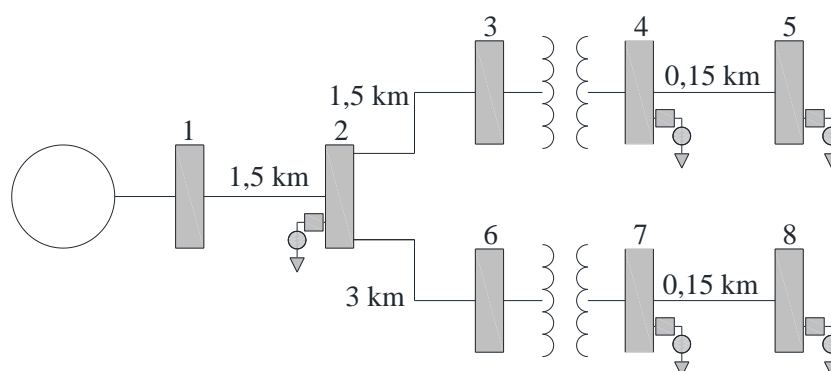


Figura 13 Alimentador de distribuição com rede de baixa tensão.

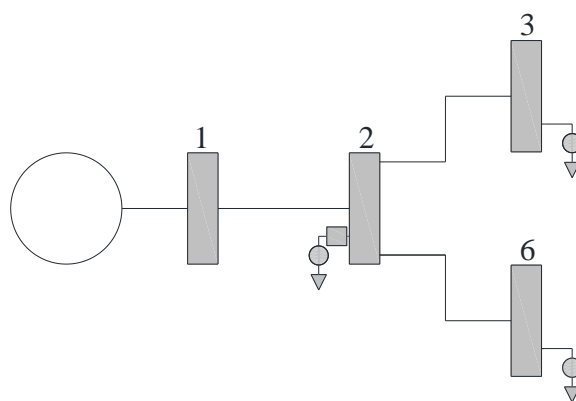
O alimentador possui uma tensão nominal de 13,8 kV para a média tensão e 380 V para a baixa tensão. As linhas neste alimentador correspondem as linhas do alimentador teste de 4 barras da IEEE (IEEE, 2018), com comprimentos mostrados na própria figura. Os dois transformadores são iguais, com conexão delta-estrela aterrado possuindo valores nominais de 13,8/0,38 kV e 150 kVA. A impedância percentual dos transformadores é igual a $(1 + j4)\%$. As cargas em cada barra são apresentadas na Tabela 10. A potência elevada na barra 2 tem o intuito de representar a carga no restante do alimentador e analisar apenas uma parte do sistema. As cargas foram consideradas equilibradas.

A Figura 13 representa as medições em consumidores conectados na baixa tensão. Para obter pseudomedições de injeção de potência nas barras de média tensão (3 e 6) é realizada a análise de fluxo de carga.

Tabela 10 Cargas no alimentador de distribuição com rede de baixa tensão.

Barra	2	4	5	7	8
Potência trifásica (kVA)	$4500 + j2200$	$30 + j15$	$45 + j22,5$	$30 + j15$	$36 + j18$

O resultado da análise de fluxo de carga fornece o fluxo de potência do segmento 3 para o 4 e do segmento 6 para 7 que são utilizados, respectivamente, como pseudomedições de injeção de potência na barra 3 e 6, conforme mostrado na Figura 14 e na Tabela 11. Ou seja, o sistema foi reduzido de forma a considerar apenas o SDMT.

**Figura 14 Alimentador de distribuição com pseudomedições de injeção de potência.****Tabela 11 Pseudomedições de injeção de potência.**

Barra	2	3	6
Potência trifásica (kVA)	$4500 + j2200$	$76,08 + j40,71$	$66,75 + j35,31$

A Tabela 11 apresenta os valores desconsiderando o sinal negativo (cargas correspondem a injeções de potência negativa). Conforme pode ser observado na tabela, a pseudomedição contempla a carga e as perdas técnicas a jusante da barra. Ao realizar o fluxo de carga considerando o sistema descrito pela Figura 14 e pela Tabela 11, são obtidos como resultados os mesmos fasores de tensão obtidos na análise de fluxo de carga anterior, conforme apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 Fasores de tensão obtidos no fluxo de carga considerando a rede de baixa tensão (RB) e as pseudomedições de injeção de potência (PI).

Barra	2	3	6
Tensão (pu) – RB	$0,9856 \angle -0,6^{\circ}$	$0,9853 \angle -0,7^{\circ}$	$0,9851 \angle -0,7^{\circ}$
Tensão (pu) – PI	$0,9856 \angle -0,6^{\circ}$	$0,9853 \angle -0,7^{\circ}$	$0,9851 \angle -0,7^{\circ}$

Portanto, o uso destas pseudomedições não alterou o resultado da análise no SDMT, sendo uma alternativa válida.

Porém, os consumidores na baixa tensão (barras 4, 5, 7 e 8), bem como no restante do alimentador, representado pela carga na barra 2, podem possuir perdas comerciais. A perda comercial é caracterizada pela diferença entre o valor de referência, que corresponde ao valor que seria medido caso não houvesse perda comercial, e o valor medido, que possui perda comercial. Este valor normalmente é calculado para a potência ativa, conforme (132)-(133), para cada fase ou para a soma de todas as fases.

$$PC_{f_ref}^k = \bar{P}_f^k - P_{f_ref}^k \quad (132)$$

$$PC_{ref}^k = \sum_{f \in \phi} (\bar{P}_f^k - P_{f_ref}^k) \quad (133)$$

Onde:

$PC_{f_ref}^k$: valor de referência de perda comercial em potência ativa na fase f da barra k [W];

PC_{ref}^k : valor de referência de perda comercial em potência ativa na barra k [W];

$P_{f_ref}^k$: valor de referência para a injeção de potência ativa na fase f da barra k [W];

\bar{P}_f^k : valor medido de injeção de potência ativa na fase f da barra k [W].

Como as injeções de potência assumem valores negativos e o valor de referência é superior ao valor medido (em magnitude), são realizadas as subtrações apresentadas em (132)-(133) para se obter perdas comerciais com valores positivos. Os valores correspondentes de potência reativa podem ser calculados de forma análoga. Os valores de referência apresentados nestas expressões são conhecidos apenas na consideração de sistemas testes, onde são conhecidas a priori as barras que possuem perdas comerciais, bem como os seus valores.

Com o objetivo de analisar o efeito da adição de perdas comerciais, três condições de perdas comerciais são consideradas, conforme Tabela 13. As perdas comerciais foram consideradas equilibradas nas três fases. A Tabela 14 e a Tabela 15 apresentam, respectivamente, os valores de potência e de perdas comerciais resultantes para as pseudomedições. Para obter as perdas comerciais na Tabela 15, foram utilizados os valores da Tabela 11, como valores de referência, e os valores da Tabela 14, como valores medidos.

Tabela 13 Perdas comerciais em cada barra para cada condição.

Condição	1	2	3	
Local com PC	Na barra 2	A jusante da barra 3	A jusante da barra 6	
Barras com PC	2	4	7	8
PC (kVA)	$500 + j200$	$3 + j1,5$	$3 + j1,5$	$3,6 + j1,8$
PC total (kVA)	$500 + j200$	$3 + j1,5$	$6,6 + j3,3$	

Tabela 14 Pseudomedições de injeção de potência – condição com perdas comerciais.

Barra	3	6
Condição 1	$76,08 + j40,71$ kVA	$66,75 + j35,31$ kVA
Condição 2	$73,02 + j39,03$ kVA	$66,75 + j35,31$ kVA
Condição 3	$76,08 + j40,71$ kVA	$60,00 + j31,56$ kVA

Tabela 15 Perdas comerciais (trifásica) resultantes nas pseudomedições.

Barra	Perda comercial nas três fases	
	3	6
Condição 1	0 kVA	0 kVA
Condição 2	$3,06 + j1,68$ kVA	0 kVA
Condição 3	0 kVA	$6,75 + j3,75$ kVA

Analisando os resultados é observado que a existência de perda comercial em um outro ponto do sistema não resultou em uma interferência no valor da pseudomedição criada. Ou seja, é esperado que a pseudomedição criada em uma barra possua perda comercial somente se as barras a jusante desta possuam perdas comerciais, conforme mostra a Tabela 15. Esta característica está relacionada a estrutura radial dos alimentadores e ao fato de as cargas na rede de baixa tensão serem modeladas como potência constante, devido a existência de medições.

Desta forma, foi considerado válido o uso destas pseudomedições, dado que os valores obtidos refletiram somente as perdas comerciais a jusante da barra onde estas são criadas. Conforme é possível observar pelo resultado da Tabela 15, os valores de perda comercial obtidos são maiores que o total de perdas comerciais adicionadas em cada condição, pois este valor corresponde à perda comercial adicionada da perda técnica resultante da perda comercial. Esta diferença depende das características do alimentador a jusante do ponto em que a pseudomedição foi criada, estando relacionada à porcentagem de perdas técnicas nesta parte do sistema, entretanto, não sendo muito significativa, dado

que normalmente representam valores inferiores a 5% da potência transportada pelo sistema (OLIVEIRA, 2009).

A metodologia proposta não considera a criação de pseudomedições de magnitude de tensão nas barras de média tensão, pois os valores de magnitude de tensão obtidos através do fluxo de carga são influenciados por uma perda comercial em outra parte do sistema. Para exemplificar este efeito, a Tabela 16 apresenta os valores das magnitudes de tensão obtidas para a condição de perda comercial na barra 2, demonstrando que esta adicionaria erros na magnitude de tensão das barras 3 e 6.

Tabela 16 Magnitude de tensões sem e com perda comercial (condição 1).

Barra	Magnitude de tensão	
	3	6
Condição sem PC	0,9853 pu	0,9851 pu
Condição 1	0,9867 pu	0,9866 pu

3.2 CONSUMIDORES CONSIDERADOS E PERDA COMERCIAL APROXIMADA NAS BARRAS

Neste trabalho, consumidores foram criados para os sistemas testes analisados. Para criar estes consumidores, foi considerada a classe de consumo entre 101 e 200 kWh mensais, sendo esta a classe mais frequente no Brasil, representando mais de 25% dos consumidores brasileiros (JARDINI et al., 2000; FRANCISQUINI, 2006; EPE, 2017). Considerando estes consumidores como residenciais, a curva de carga adotada é baseada no apresentado em (FRANCISQUINI, 2006) e descrita na Tabela 17, onde são apresentados os valores médios e os desvios padrões (σ) para cada horário.

Tabela 17 Curva de carga.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
Média (kW)	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,11	0,20	0,21
σ (kW)	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,11	0,23	0,18
Hora	9	10	11	12	13	14	15	16
Média (kW)	0,17	0,30	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,27
σ (kW)	0,12	0,34	0,20	0,20	0,20	0,17	0,16	0,32
Hora	17	18	19	20	21	22	23	24
Média (kW)	0,20	0,25	0,42	0,39	0,38	0,47	0,31	0,18
σ (kW)	0,19	0,20	0,26	0,20	0,24	0,33	0,19	0,11

Estes valores foram considerados para obter a demanda horária de cada consumidor, sendo a demanda em cada horário definida por uma distribuição normal inversa, característica para este tipo de consumidor (JARDINI, CASOLARI, 1999). Os consumidores irregulares foram criados multiplicando a demanda horária por um fator de escala que varia aleatoriamente entre 0 e 0,7, sendo uma das formas de modelar a fraude de energia (HUANG, LO, LU, 2013; TREVIZAN et al., 2015), ou seja, o valor medido de potência dos consumidores irregulares é inferior ao que realmente é consumido.

Para exemplificar, um conjunto de 200 consumidores criado através deste procedimento é apresentado na Figura 15, contendo aproximadamente 5% de perdas comerciais.

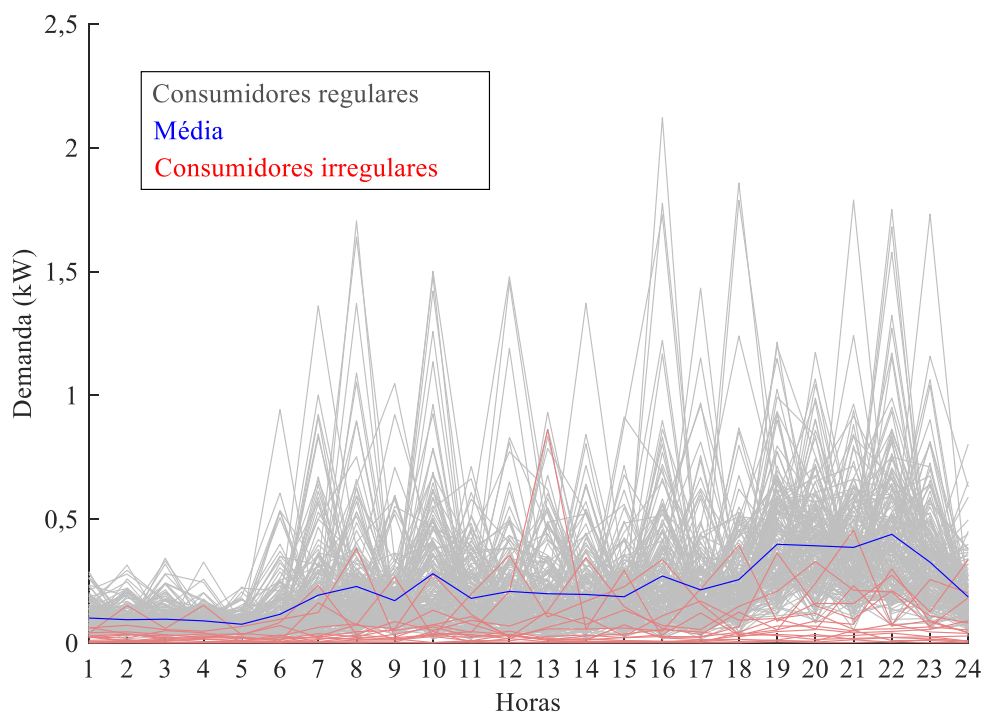


Figura 15 Demanda horária dos consumidores.

Para os consumidores criados, foram determinados os dados utilizados no método de classificação (demanda mínima e consume diário de energia). A Figura 16 apresenta os consumidores em um gráfico onde os eixos representam estes dados.

Pela Figura 16 é possível observar que alguns consumidores possuem consumo diário inferior a 3 kWh, resultando em um consumo mensal inferior a 100 kWh. Porém, foi considerado que, com base em supostos consumos de energia anteriores, estes consumidores estão classificados nesta classe de consumo.

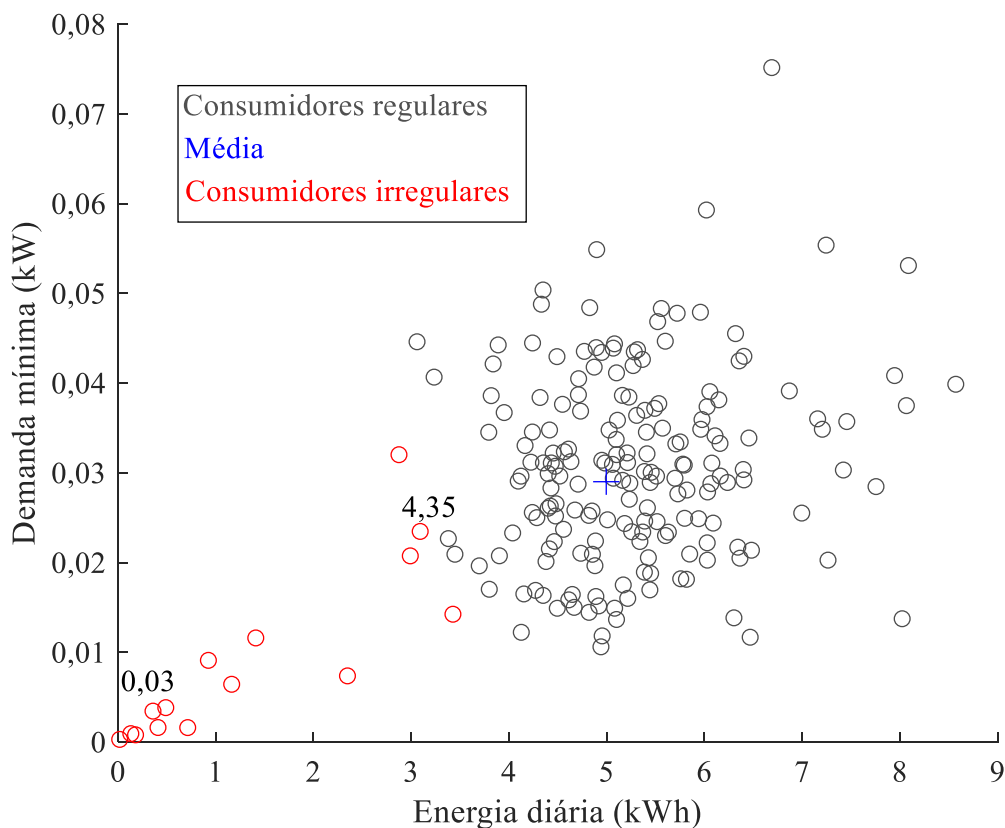


Figura 16 Energia diária e demanda mínima para os consumidores.

Os consumidores mais afastados da média possuem valores de fdp menores, sendo o caso dos consumidores irregulares. Os valores da fdp para duas posições são mostrados na Figura 16 para exemplificar a classificação. Estes valores podem ser adotados como limiar de classificação, sendo os resultados apresentados na Tabela 18.

Além destes valores, dado que a porcentagem de perdas comerciais é conhecida (aproximadamente 5%), os dez consumidores (5% de 200) com menor valor de fdp são considerados como irregulares, correspondendo à um limiar de classificação de 0,21.

Tabela 18 Resultado da classificação para diferentes limiares.

Limiar (pdf_{lim})	PV	PF	NV	NF	SENS	VPP
0,03	4	0	184	12	100,0%	26,7%
0,21	8	2	183	7	80,0%	53,3%
4,36	15	54	131	0	21,7%	100%

Analisando os resultados na Tabela 18 é possível observar o efeito previamente descrito na Seção 2.4, onde um limiar baixo (0,03) melhora a sensibilidade em detrimento do valor preditivo positivo, enquanto que com um limiar alto (4,36), resultado no efeito

oposto. Também é possível observar que a metodologia utilizada neste trabalho, baseada na porcentagem de perdas comerciais, apresenta um desempenho intermediário entre os dois limiares.

O resultado da classificação de consumidores pode ser utilizado para determinar uma perda comercial aproximada em cada barra, para isso, são utilizados o número de consumidores classificados como regulares e o número de consumidores classificados como suspeitos. Considerando que o valor da pseudomedição de injeção potência obtida em um dado horário para uma barra de média tensão corresponde apenas aos consumidores regulares a jusante desta barra, uma aproximação da potência média dos consumidores a jusante desta barra pode ser obtida por (134). Considerando que os consumidores possuem uma potência média semelhante, a perda comercial na barra pode ser então aproximada por (135).

$$P_{cons}^{aprox} = \bar{P}/ncr \quad (134)$$

$$PC^{aprox} = P_{cons}^{aprox} ncs = \bar{P} \frac{ncs}{ncr} \quad (135)$$

Onde:

P_{aprox}^{cons} : potência média aproximada de cada consumidor [W];

\bar{P} : valor da pseudomedição de injeção de potência [W];

PC^{aprox} : perda comercial aproximada [W];

ncr : número de consumidores classificados como regulares;

ncs : número de consumidores classificados como suspeitos.

Por exemplo, para o grupo de consumidores da Figura 15, no horário das 22 horas, a demanda sem perdas comerciais e com perdas comerciais corresponde a, respectivamente, 87,72 kW e 83,54 kW, ou seja, uma perda comercial de 4,18 kW. Aplicando o resultado da classificação (limiar baseado na porcentagem de perdas) a perda comercial estimada é de 4,63 kW. O resultado apresenta uma boa aproximação devido ao fato de os consumidores não estarem distribuídos em diferentes barras, onde a classificação incorreta dos consumidores resulta em erros nesta aproximação. Esta aproximação não corresponde a estimação final da metodologia, porém, é utilizada no processo de criação de medidas sintéticas descrito na próxima seção deste capítulo.

É ressaltado que, existindo consumidores de classes diferentes, estes devem ser previamente estratificados, sendo a metodologia de classificação aplicada separadamente

à cada uma das classes (ROSSONI et al., 2015a). Por exemplo, entre as demais estratificações, podem ser citadas as classes: comercial, industrial, rural, residencial com geração distribuída, além das subdivisões por faixa de consumo mensal. Também é salientado que abordagens de classificação mais sofisticadas são apresentadas na literatura, conforme descrito na revisão bibliográfica. Dado que todos os métodos de classificação fornecem como saída o número de consumidores suspeitos e regulares em cada uma das barras, outra abordagem pode ser considerada na metodologia proposta.

3.3 MEDIÇÕES SINTÉTICAS

Nesta seção, primeiro, situações típicas de medição em sistemas de distribuição são analisadas, identificando as áreas de baixa redundância de medição nestes sistemas com base nos conceitos apresentados nos conceitos na Subseção 2.5.3. Posteriormente, com o intuito de melhorar a análise de erros grosseiros, um processo de criação de medições sintéticas nos segmentos sem medição de fluxo de potência, através da estimação de estados, é proposto. A criação destas medições sintéticas utiliza o resultado do método de classificação de consumidores.

3.3.1 Baixa redundância local de medição em sistemas de distribuição

A Figura 17 apresenta uma característica típica de medição em alimentadores de distribuição, onde uma barra terminal é conectada a uma barra a montante sem a existência de uma medição de fluxo de potência entre o segmento que conecta estas barras.

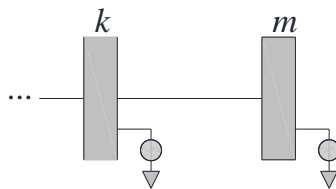


Figura 17 Barras terminais de alimentador conectadas por segmento sem medição.

Por simplificação, inicialmente considere que este é um ramal monofásico do sistema. Ordenando o vetor de medições e o vetor de estados de acordo com (136) e (137), a matriz Jacobiana resultante é dada por (138).

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \left[\cdots \quad P^k \quad Q^k \quad P^m \quad Q^m \right]^T \quad (136)$$

$$\mathbf{x} = [\dots \ \theta^k \ V^k \ \theta^m \ V^m]^T \quad (137)$$

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & 0 & 0 \\ \dots & \frac{\partial P^k}{\partial \theta^k} & \frac{\partial P^k}{\partial V^k} & \frac{\partial P^k}{\partial \theta^m} & \frac{\partial P^k}{\partial V^m} \\ \dots & \frac{\partial Q^k}{\partial \theta^k} & \frac{\partial Q^k}{\partial V^k} & \frac{\partial Q^k}{\partial \theta^m} & \frac{\partial Q^k}{\partial V^m} \\ \dots & \frac{\partial P^m}{\partial \theta^k} & \frac{\partial P^m}{\partial V^k} & \frac{\partial P^m}{\partial \theta^m} & \frac{\partial P^m}{\partial V^m} \\ \dots & \frac{\partial Q^m}{\partial \theta^k} & \frac{\partial Q^m}{\partial V^k} & \frac{\partial Q^m}{\partial \theta^m} & \frac{\partial Q^m}{\partial V^m} \end{bmatrix} \quad (138)$$

Independentemente do restante das medições existentes no alimentador, os únicos valores não nulos associados aos estados da barra m são os apresentados em (138). Portanto, ao eliminar as medições de injeção de potência nestas duas barras, o sistema se torna não observável, dado que serão formadas duas colunas de elementos nulos, e a matriz Jacobiana possuirá um posto inferior a ns . Portanto, estas medições formam uma 4-upla de medições críticas e, como consequência, apenas na condição em que duas destas medições possuem erros, estes podem ser corretamente identificados.

Desta forma, se existirem perdas comerciais nestas duas barras, resultando em erros grosseiros nas quatro medições (potência ativa e reativa), a análise de erros grosseiros não será apta a identificar todas as medições com erros.

Adicionalmente, mesmo com a adição de uma medição de magnitude de tensão na barra m , o conjunto formado pelas medições de injeção de potência nas duas barras continua a formar uma 4-upla de medições críticas, dado que a sua eliminação ainda resulta em uma coluna com apenas zeros na matriz Jacobiana (associada ao estado θ^m). No caso de um ramal trifásico do sistema, as medições de injeção de potência em ambas as barras irão formar uma 12-upla de medições críticas. Da mesma forma, na condição de existência de perdas comerciais em todas as fases das duas barras, a análise de erros grosseiros não será apta a identificar todas as medições com erros. Além disso, é esperado que os valores destas injeções de potência apresentem valores baixos de índice de inovação, dado que estão localizadas em uma região de baixa redundância, portanto, mesmo com um número menor de perdas comerciais nestas barras, é esperado que estas não sejam identificadas.

Baseado nisso, as perdas comerciais em todas as barras terminais, conectadas ao alimentador através de um segmento sem medição de fluxo de carga, estão sujeitas de não serem identificadas. Esta é uma conclusão importante, dado que a maioria das medições de fluxo de potência não se localizam próximas das barras terminais do sistema.

A Figura 18 descreve outras duas características típicas em alimentadores de distribuição radiais, onde três barras sequenciais, com medições de injeção de potência são conectadas por segmentos com ou sem medição de fluxo de potência.

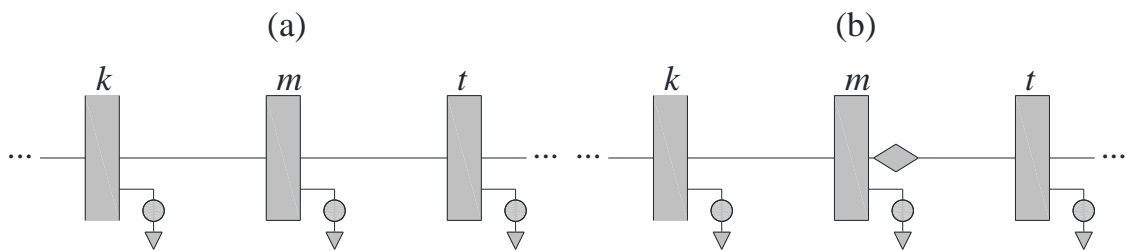


Figura 18 Barras ao longo do alimentador: (a) sem medição em um dos segmentos e (b) com medição em um dos segmentos.

Novamente, por simplificação, este ramal será inicialmente considerado como monofásico. Para uma representação mais concisa da matriz Jacobiana será utilizada a notação apresentada em (139) e (140).

$$\frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^m} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^k}{\partial \theta^m} & \frac{\partial P^k}{\partial V^m} \\ \frac{\partial Q^k}{\partial \theta^m} & \frac{\partial Q^k}{\partial V^m} \end{bmatrix} \quad (139)$$

$$\frac{\partial \mathbf{h}^{km}}{\partial \mathbf{x}^m} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P^{km}}{\partial \theta^m} & \frac{\partial P^{km}}{\partial V^m} \\ \frac{\partial Q^{km}}{\partial \theta^m} & \frac{\partial Q^{km}}{\partial V^m} \end{bmatrix} \quad (140)$$

Onde:

$\frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^m}$: derivada parcial das medições de injeção de potência na barra k com relação

aos estados da barra m ;

$\frac{\partial \mathbf{h}^{km}}{\partial \mathbf{x}^m}$: derivada parcial das medições de fluxo de potência da barra k para a barra

m com relação aos estados da barra m .

Considerando primeiro a condição (a) e ordenando as medições e os estados dadas por (141) e (142), a matriz Jacobiana resultante é dada por (143).

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [\dots \ P^t \ Q^t \ P^k \ Q^k \ P^m \ Q^m]^T \quad (141)$$

$$\mathbf{x} = [\dots \ \theta^t \ V^t \ \theta^k \ V^k \ \theta^m \ V^m]^T \quad (142)$$

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \mathbf{0} \\ \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^t} & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^k} = \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^m} \\ \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^t} = \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^k} & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^m} \\ \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^t} & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^k} & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^m} \end{bmatrix} \quad (143)$$

Neste caso, o conjunto de medições de injeção de potência forma uma 6-upla de medições críticas. Novamente, a existência de perdas comerciais em todas as medições inviabiliza a identificação de todos os erros grosseiros. Ao considerar a adição de uma medição de magnitude de tensão ou alterando a análise para um ramal trifásico, as conclusões são as mesmas obtidas para o caso anterior. Adicionalmente, devido à baixa redundância de medição local, as medições estão sujeitas a valores baixos de índice de inovação, podendo a perda comercial não ser identificada mesmo na existência de um número menor de erros grosseiros.

Considerando a condição (b), como ramal monofásico, e ordenando as medições por (144), a matriz Jacobiana resultante é dada por (145).

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [\dots \ P^{mt} \ Q^{mt} \ P^t \ Q^t \ P^k \ Q^k \ P^m \ Q^m]^T \quad (144)$$

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \mathbf{0} \\ \dots & \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^{mt}}{\partial \mathbf{x}^t} & \frac{\partial \mathbf{h}^{mt}}{\partial \mathbf{x}^k} = \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^{mt}}{\partial \mathbf{x}^m} \\ \dots & \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^t} & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^k} = \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^t}{\partial \mathbf{x}^m} \\ \dots & \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^t} = \mathbf{0} & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^k} & \frac{\partial \mathbf{h}^k}{\partial \mathbf{x}^m} \\ \dots & \dots & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^t} & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^k} & \frac{\partial \mathbf{h}^m}{\partial \mathbf{x}^m} \end{bmatrix} \quad (145)$$

Neste caso, o conjunto de medições de injeção de potência mais a medição de fluxo de potência forma uma 8-upla de medições críticas. Mesma característica ocorre se a medição de fluxo estiver no segmento *km*. Neste caso, a existência de perdas comerciais em todas as medições teoricamente pode ser identificada pela análise de erros grosseiros. Porém, como nos casos anteriores, devido à baixa redundância de medição local, as medições estão sujeitas a valores baixos de índice de inovação, podendo a perda comercial não ser identificada.

Para exemplificar numericamente estas condições, o sistema teste IEEE de 4 barras, na condição equilibrada, é considerado. Apenas alterações nas cargas são realizadas. O sistema apresenta um transformador de 12,47/4,16 kV, portanto, o sistema após o transformador também é caracterizado como média tensão. O erro máximo de medição é considerado igual a 1% para todas as medições, resultando em um desvio padrão de 0,33% do valor medido.

O sistema é considerado com duas condições de medições e perdas que exemplificam as situações apresentadas acima. A primeira condição está relacionada à análise de uma barra terminal sem medição de fluxo no segmento que a conecta ao sistema. A Figura 19 e a Tabela 19 descrevem esta condição.

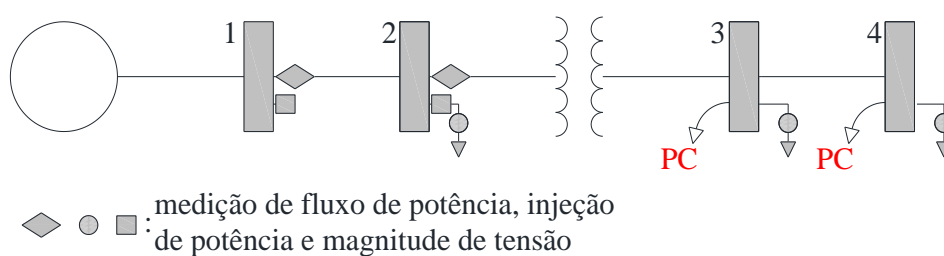


Figura 19 Alimentador de 4 barras – condição 1.

Tabela 19 Cargas e perdas comerciais em cada fase – condição 1.

Barra 2: carga		Barra 3: carga (PC)		Barra 4: carga (PC)	
<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>
600	250	300 (90)	150 (45)	900 (63)	400 (28)

A redundância global de medição do sistema é de 1,71, porém, as injeções de potência nas barras 3 e 4 formam uma 4-upla de medições de críticas. Adicionalmente, os valores de índice de inovação para as potências ativas das barras 3 e 4 são, respectivamente, 0,28 e 1,53. Três condições de perdas foram consideradas: somente na

barra 3, somente na barra 4 e simultaneamente na barra 3 e 4. O estimador de estados foi aplicado considerando a abordagem clássica (AC) de análise de erros e sem a adição de ruídos de medição. As estimações das perdas técnicas e comerciais são apresentadas na Tabela 20, juntamente com os valores de referência (VR).

Tabela 20 Estimação de perdas pela abordagem clássica – condição 1.

Simulação		Barras (PC em kW)			Segmentos (PT em kW)		
		2	3	4	1-2	2-3	3-4
Barra 3 com PC	VR	0,0	90,0	0,0	9,6	10,1	28,9
	AC	-1,5	-0,2	86,8	9,6	10,1	28,9
Barra 4 com PC	VR	0,0	0,0	63,0	9,6	10,1	28,9
	AC	0,0	0,0	63,0	9,6	10,1	28,9
Barra 3 e 4 com PC	VR	0,0	90,0	63,0	9,6	10,1	28,9
	AC	0,0	0,0	148,7	9,6	10,1	33,1

VR: valores de referência; AC: abordagem clássica.

Em todos os casos, o método identificou e corrigiu somente a injeção de potência da barra 4, inclusive quando a perda comercial é existente somente na barra 3. Portanto, além de não identificar a perda comercial na barra 3 na primeira e na terceira simulação, na primeira simulação, a perda comercial foi atribuída a uma barra sem perda comercial (barra 4) e, na terceira simulação, a perda comercial estimada na barra 4 possui valor bem superior ao valor de referência. Estes resultados são justificados pelo baixo valor associado ao índice de inovação da barra 3. Na estimação de perdas técnicas, erros de estimação significativos ocorreram apenas na terceira simulação, no segmento da barra 3 para a barra 4.

A segunda condição analisa barras sequenciais sem medição de fluxo de potência em todos os segmentos. A Figura 20 e a Tabela 21 descrevem esta condição.

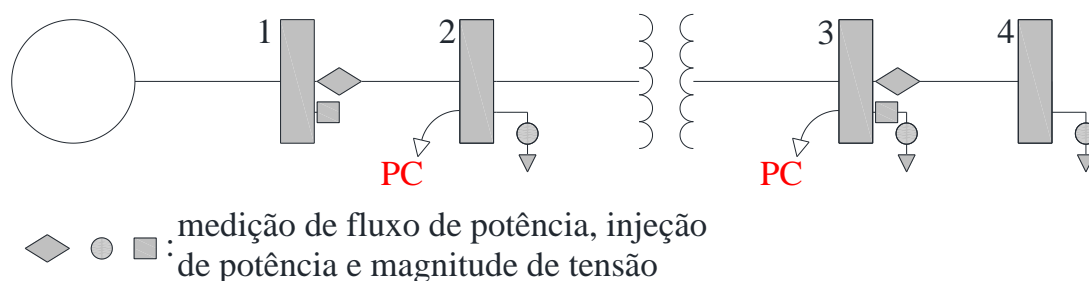


Figura 20 Alimentador de 4 barras – condição 2.

Tabela 21 Cargas e perdas comerciais em cada fase – condição 2.

Barra 2: carga (PC)		Barra 3: carga (PC)		Barra 4: carga	
<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>	<i>kW</i>	<i>kvar</i>
600 (60)	250 (25)	300 (90)	150 (45)	900	400

A redundância global de medições continua sendo 1,71, porém, os valores de índice de inovação para as injeções de potência ativas nas barras 2 e 3 são, respectivamente, 0,81 e 0,33. Da mesma forma que a condição anterior, são realizadas três simulações, com os resultados apresentados na Tabela 22.

Tabela 22 Estimação de perdas pela abordagem clássica – condição 2.

Simulação		Barras (PC em kW)			Segmentos (PT em kW)		
		2	3	4	1-2	2-3	3-4
Barra 2 com PC	VR	60,0	0,0	0,0	9,6	10,1	28,9
	AC	0,0	59,1	0,0	9,6	10,1	28,9
Barra 3 com PC	VR	0,0	90,0	0,0	9,6	10,1	28,9
	AC	0,0	90,0	-0,2	9,6	10,1	28,9
Barra 2 e 3 com PC	VR	60,0	90,0	0,0	9,6	10,1	28,9
	AC	0,0	148,4	0,0	9,6	10,6	28,9

VR: valores de referência; AC: abordagem clássica.

Os resultados foram semelhantes ao obtido na condição anterior, porém, sendo a perda comercial sempre atribuída a barra 3. Apesar da injeção de potência na barra 3 possuir um índice de inovação inferior ao da barra 2, o índice da barra 2 está próximo de 0,75, também dificultando a sua identificação. Erros significativos na estimação de perdas técnicas foram obtidos na terceira simulação, no segmento entre as barras 2 e 3.

Dados os erros obtidos através da abordagem clássica, a próxima subseção descreve a criação de medições sintéticas para os segmentos sem medição de fluxo de potência.

3.3.2 Criação de medições sintéticas

A ideia da criação de medições sintéticas nos segmentos sem medição de fluxo de potência consiste em aumentar a redundância local de medição associada as injeções de potência conectadas nestes segmentos, permitindo a correta identificação e correção das perdas comerciais. A Figura 21 demonstra a adição das medições sintéticas.

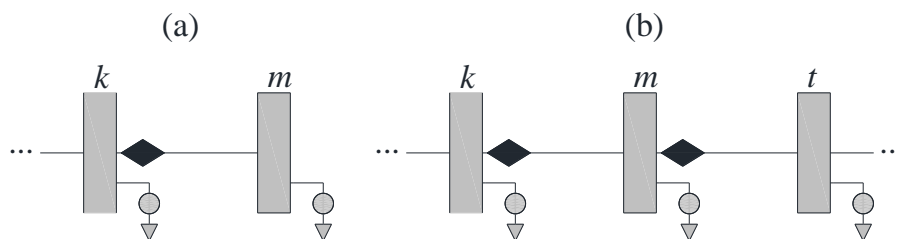


Figura 21 Adição de medições sintéticas nos segmentos que conectam as barras terminais (a) e entre as barras ao longo do alimentador (b).

A adição destas medições sintéticas aumenta o número de medições que formam as n -uplas de medições críticas e os valores dos índices de inovação, melhorando a análise de erros grosseiros. Por exemplo, ao adicionar uma medição de fluxo de potência entre as barras 3 e 4 na condição 1, os índices de inovação das potências injetadas nas barras 3 e 4 aumentam, respectivamente, para 0,55 e 1,77. Na segunda condição, os índices de inovação da barra 2 e 3 aumentam para 0,95 e 0,35 com a adição de uma medição sintética no segmento entre as barras 2 e 3. Adicionalmente, a redundância global de medição é aumentada para 2, em ambos os casos.

Na metodologia proposta, as medições sintéticas são criadas pelo estimador de estados com os pesos atualizados pelo resultado do método de classificação de consumidores. Trabalhos anteriores (ROSSONI et al., 2016; ROSSONI et al., 2017) demonstram que esta abordagem melhora o resultado da estimação de perdas. Entretanto, na metodologia proposta, esta abordagem é considerada para obter os valores das medições sintéticas e não para obter os resultados de estimação.

O objetivo é extrair informação do resultado do método de classificação de consumidores para ser utilizado nos pesos do estimador de estados. Porém, primeiro é suposto que os valores de perdas comerciais nas barras são conhecidos. Conforme previamente apresentado, o desvio padrão reflete a exatidão esperada do medidor. Dado que 99,7% dos dados em uma distribuição normal estão entre $\pm 3\sigma$ da média, o erro máximo do medidor corresponde a 3σ . Uma injeção de potência com perda comercial possuirá o erro do medidor mais o erro do valor da perda comercial, portanto, o erro máximo é igual a 3σ adicionado do valor da perda comercial. Desta forma, pode ser determinado um valor atualizado de desvio padrão e, como consequência, um valor atualizado de peso. Estes valores atualizados são determinados por (146) e (147).

$$\sigma_{atual} = \frac{(PC + 3\sigma)}{3} \quad (146)$$

$$W_{atual} = \sigma_{atual}^{-2} \quad (147)$$

Onde:

σ_{atual} : desvio padrão atualizado;

W_{atual} : peso atualizado;

PC : valor de perda comercial.

Em barras sem perdas comerciais, o desvio padrão atualizado será igual ao desvio padrão original, enquanto que em barras com valores elevados de perda comercial, o desvio padrão atualizado será aproximadamente um terço da perda comercial. Portanto, quanto maior for a perda comercial em uma barra, menor será a exatidão considerada para a medição nesta barra.

Considerando (146)-(147) para atualizar a matriz de pesos, o estimador de estados foi aplicado sem análise de erros grosseiros para cada uma das três simulações das duas condições descritas na subseção anterior. Para as simulações da condição 1, os valores obtidos de fluxo de potência ativa e reativa entre as barras 3 e 4 foram adicionados ao conjunto de medições como medições sintéticas. Na condição 2, foram adicionados os valores referentes ao segmento entre as barras 2 e 3. Considerando este novo conjunto de medições, a estimação de estados foi realizada com análise geométrica dos erros grosseiros e considerando a matriz original de pesos. Aplicando esta metodologia proposta (MP), todas as medições com perdas comerciais são detectadas, identificadas e corrigidas e as perdas técnicas e comerciais são corretamente estimadas, conforme apresentado na Tabela 23 e na Tabela 24.

Tabela 23 Estimação de perdas pela metodologia proposta – condição 1.

Simulação		Barras (PC em kW)			Segmentos (PT em kW)		
		2	3	4	1-2	2-3	3-4
Barra 3 com PC	VR	0,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1
	MP	0,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1
Barra 4 com PC	VR	0,0	0,0	63,0	9,6	28,9	10,1
	MP	0,0	0,0	63,0	9,6	28,9	10,1
Barra 3 e 4 com PC	VR	0,0	90,0	63,0	9,6	28,9	10,1
	MP	0,0	90,0	63,0	9,6	28,9	10,1

VR: valores de referência; AC: abordagem clássica.

Tabela 24 Estimação de perdas pela metodologia proposta – condição 2.

Simulação		Barras (PC em kW)			Segmentos (PT em kW)		
		2	3	4	1-2	2-3	3-4
Barra 2 com PC	VR	60,0	0,0	0,0	9,6	28,9	10,1
	MP	60,0	0,0	0,0	9,6	28,9	10,1
Barra 3 com PC	VR	0,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1
	MP	0,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1
Barra 2 e 3 com PC	VR	60,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1
	MP	60,0	90,0	0,0	9,6	28,9	10,1

VR: valores de referência; AC: abordagem clássica.

Entretanto, os valores das perdas comerciais nas barras do sistema não são previamente conhecidos para atualizar a matriz de pesos. A solução proposta é então utilizar o valor aproximado de perdas comerciais que é obtido através do resultado da análise de classificação de consumidores. Este valor é obtido por (135), conforme descrito na seção anterior deste capítulo. O desempenho da metodologia como um todo é avaliado nos estudos de caso do próximo capítulo.

4 ESTUDOS DE CASOS

Considerando que os alimentadores testes da IEEE não possuem as demandas horárias dos consumidores, foram criados consumidores utilizando o mesmo procedimento descrito na Seção 3.2. O número de consumidores foi criado de forma que a combinação destes nas barras correspondem na demanda máxima (22 horas) aos valores originais das cargas destes alimentadores testes. Pequenas alterações foram realizadas nas cargas, em especial no sistema de 4 barras (semelhante ao exemplificado na Seção 3.3), dado que originalmente este possui apenas uma barra com carga. As perdas comerciais, da mesma forma que na Seção 3.2, foram criadas pela multiplicação da demanda horária de consumidores por um valor aleatório entre 0 e 0,7.

Dado que os alimentadores testes da IEEE considerados não apresentam as redes de baixa tensão, a potência injetada em cada barra foi obtida pela combinação das medições de potência dos consumidores criados. Neste caso, o fluxo de carga foi considerado para transformar as cargas conectadas em delta em medições de injeção de potência para cada fase e para fornecer os estados iniciais e a matriz admitância atualizada para o estimador de estados.

Os alimentadores de 13 e 123 barras contém reguladores de tensão, barras com injeção de potência zero e linhas bifásicas e monofásicas, simulando condições típicas de sistemas de distribuição. O método de classificação de consumidores foi aplicado conforme o descrito na Seção 2.4. Na aplicação do estimador de estados, todas as medições foram consideradas com erro máximo de 1%, portanto, com desvio padrão dado por 0,33% do valor medido. Os resultados apresentados são para as perdas técnicas e comerciais na demanda máxima (22 horas), porém, poderiam ser apresentados os resultados para os demais horários, bem como as perdas em energia. Dado que as características dos resultados para todos os horários se assemelham, foi optado por apresentar, de forma mais detalhada, os resultados para a demanda máxima.

Os valores de referência de perdas técnicas são determinados pela análise de fluxo de carga, considerando as medições sem erros (perdas comerciais). Os valores de referência de perdas comerciais são conhecidos, dado que perdas comerciais foram alocadas nas barras dos sistemas testes. Os valores de referência são considerados para determinar os erros de estimação.

4.1 ALIMENTADOR DE 4 BARRAS

Para analisar o alimentador de 4 barras desequilibrado foi considerada a infraestrutura de medição apresentada na Figura 19 da página 103. A demanda máxima e a perda comercial obtida para a condição de demanda máxima no sistema de 4 barras são apresentadas na Tabela 25. É ressaltado que os valores de perdas comerciais são apresentados entre parênteses na tabela, juntamente com a demanda máxima.

Tabela 25 Demanda máxima e perda comercial em cada fase – alimentador de 4 barras.

Barras	Demandas e perdas comerciais (em parênteses) por fase					
	<i>a</i>		<i>b</i>		<i>c</i>	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
2	590	246	563	230	639	271
3	289 (86)	145 (43)	253	127	345 (111)	172 (56)
4	897	448	845 (247)	423 (124)	964	482
Demanda trifásica total			Perda comercial trifásica total			
kW		kvar	kW		kvar	
5385		2544	444		223	

Os valores da Tabela 25 correspondem à um total de 11450 consumidores, sendo 1497 consumidores irregulares. O número de consumidores foi alocado em cada barra de forma a corresponder a potência descrita na tabela no horário de máxima demanda. O percentual de perda comercial ativa deste alimentador, para este horário de demanda máxima, é de 8,25%.

Para ambas as abordagens foram realizadas 100 simulações, sendo em cada medição adicionado um ruído gaussiano de média zero e desvio padrão de 0,33% do valor medido. Na aplicação da abordagem clássica, apesar de não existirem perdas comerciais em todas as fases das barras 3 e 4, os índices de inovação das injeções de potência ativa na barra 3, respectivamente para as fases *a*, *b* e *c*, são 0,27, 0,25 e 0,30. Portanto, possuindo valores baixos, dificultando a identificação das perdas comerciais nesta barra. A barra 4 apresenta valores mais elevados de índice de inovação para as injeções de potência ativa nas fases *a*, *b* e *c*, sendo respectivamente, 1,56, 1,54 e 1,53.

Os resultados da estimação das perdas comerciais e técnicas são apresentados na e Figura 22 e Figura 23.

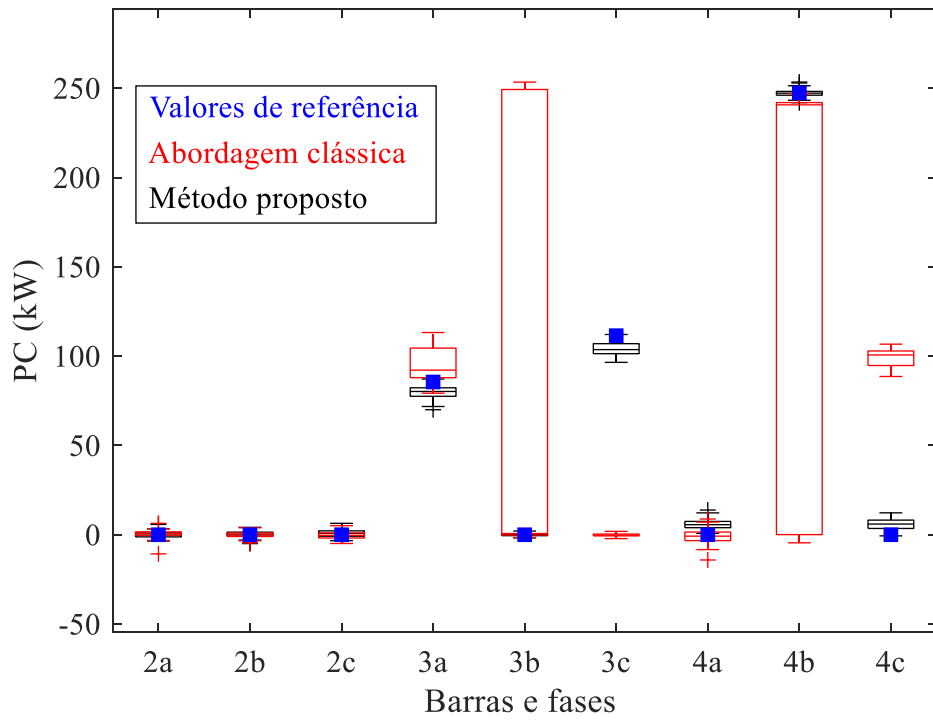


Figura 22 Estimação de perdas comerciais – alimentador de 4 barras.

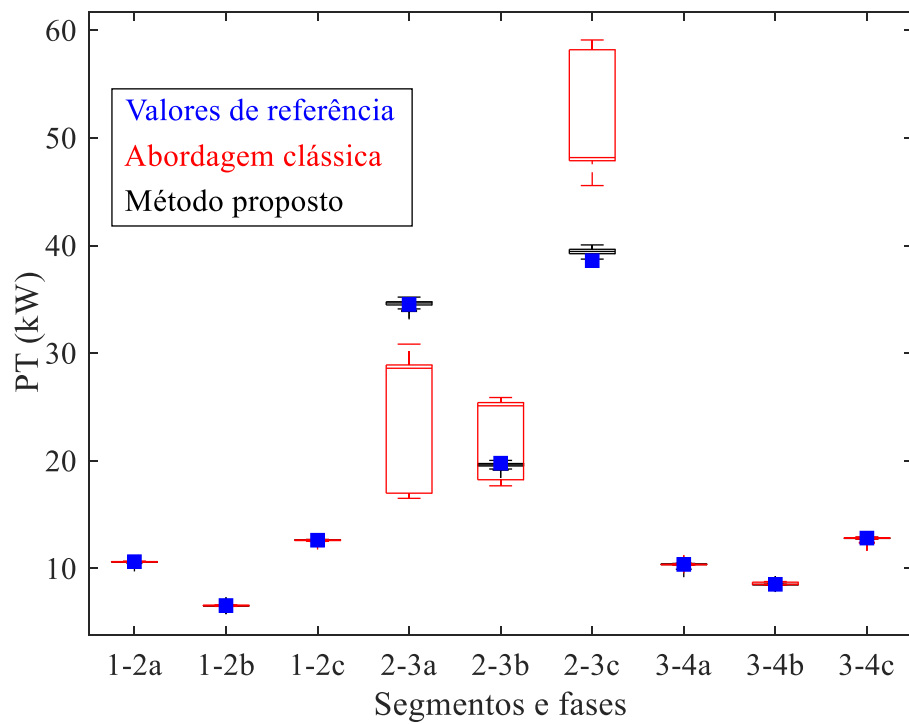


Figura 23 Estimação de perdas técnicas – alimentador de 4 barras.

Na Figura 22 é possível observar que a abordagem clássica (AC) incorretamente identifica e corrige a medição de injeção de potência na fase *c* da barra 4 (ao invés da barra 3) em todas as simulações e, em algumas simulações, a injeção de potência na fase *b* da barra 3 (ao invés da barra 4). A medição de injeção de potência na fase *a* da barra 3 é corretamente identificada, porém, a estimação de perda comercial contém um erro. Os erros na estimação das perdas técnicas (Figura 23) são uma consequência da incorreta identificação e correção das injeções de potência.

Na metodologia proposta, ao realizar o fluxo de carga, a aproximação do valor total de perda comercial pode ser determinada por (75). O valor obtido foi de 8,65%, sendo um valor superior às perdas comerciais totais (8,25%), dado que adiciona as perdas técnicas causadas pelas perdas comerciais. Este valor aproximado foi utilizado no método de classificação de consumidores, cujo resultado é apresentado na Tabela 26.

Tabela 26 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 4 barras.

<i>PV</i>	<i>PF</i>	<i>NV</i>	<i>NF</i>	<i>SENS</i>	<i>VPP</i>
802	171	9782	695	82,4%	53,7%

A classificação resultou em desempenho semelhante ao apresentado na Seção 3.2, ao utilizar como limiar o percentual de perdas. O valor de sensibilidade é mais elevado que o valor preditivo positivo utilizando este limiar, devido ao número de positivos falsos ser inferior ao número de negativos falsos. Aproximadamente 50% dos consumidores irregulares são classificados como suspeitos, porém, dos classificados como suspeitos, mais de 80% realmente são irregulares.

O número de consumidores classificados como regulares e suspeitos em cada barra é utilizado para determinar as aproximações das perdas comerciais em cada barra. Os valores aproximados obtidos são apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 4 barras.

Barras	Perdas comerciais aproximadas em cada fase (kW)		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>C</i>
2	9,4	9,3	10,4
3	119,5	1,4	112,8
4	18,7	297,4	15,1

Os valores mais elevados apresentados nesta tabela correspondem às barras que possuem perdas comerciais, porém, os valores aproximados diferem de forma significativa dos valores de referência, apresentados na Tabela 25.

Os valores da Tabela 27 são utilizados para atualizar a matriz de pesos e realizar o estimador de estados, com o objetivo de obter a medição sintética de fluxo de potência no segmento entre as barras 3 e 4. A medida sintética é então adicionada ao conjunto de medições e a estimação é novamente realizada, considerando a análise geométrica de erros grosseiros. Esta adição corresponde à inclusão de seis medições, sendo os fluxos de potência ativa e reativa nas três fases, resultando em um aumento do índice de inovação para 0,52, 0,48 e 0,57 nas medições de injeção de potência ativa das fases *a*, *b* e *c* da barra 3. Da mesma forma que o apresentado na Subseção 3.3.2, a redundância global de medição é aumentada de 1,71 para 2. Os resultados da estimação de perdas comerciais e técnicas são apresentados na Figura 22 e na Figura 23. Conforme apresentado na Figura 22, a metodologia proposta identifica e corrige todas as injeções de potência com erros grosseiros em todas as simulações, resultando em uma correta estimação das perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, a metodologia não atribui perdas comerciais em barras que não possuem perdas comerciais.

Para cada simulação foram calculados os erros de estimação, obtendo um erro médio e um erro máximo para cada tipo de perda. A média e o desvio padrão do erro médio e do erro máximo ao considerar todas as simulações são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 Erro de estimação de perdas técnicas (PT) e perdas comerciais (PC) – alimentador de 4 barras.

	Erro médio: média (σ)		Erro máximo: média (σ)	
	PC (%)	PT (%)	PC (%)	PT (%)
AC	10,3 (13,3)	9,4 (4,8)	100,0 (30,6)	53,1 (14,3)
MP	0,7 (0,5)	0,6 (0,3)	5,4 (1,2)	4,3 (0,9)

AC: abordagem clássica; MP: método proposto.

Em comparação com a abordagem clássica, foram obtidos erros significativamente menores na metodologia proposta, da ordem de dez vezes menores, para ambos os tipos de perdas. Apesar dos valores aproximados, mostrados na Tabela 27, divergirem dos valores de referência, a estimação final das perdas possui erros médios inferiores a 1%.

4.2 ALIMENTADOR DE 13 BARRAS

A infraestrutura de medição considerada para o alimentador de 13 barras desequilibrado é apresentada na Figura 24. Esta infraestrutura tem o objetivo de representar uma condição de redes inteligentes, semelhante com o apresentado em (HUANG, LO, LU, 2013) na análise de erros através da abordagem clássica.

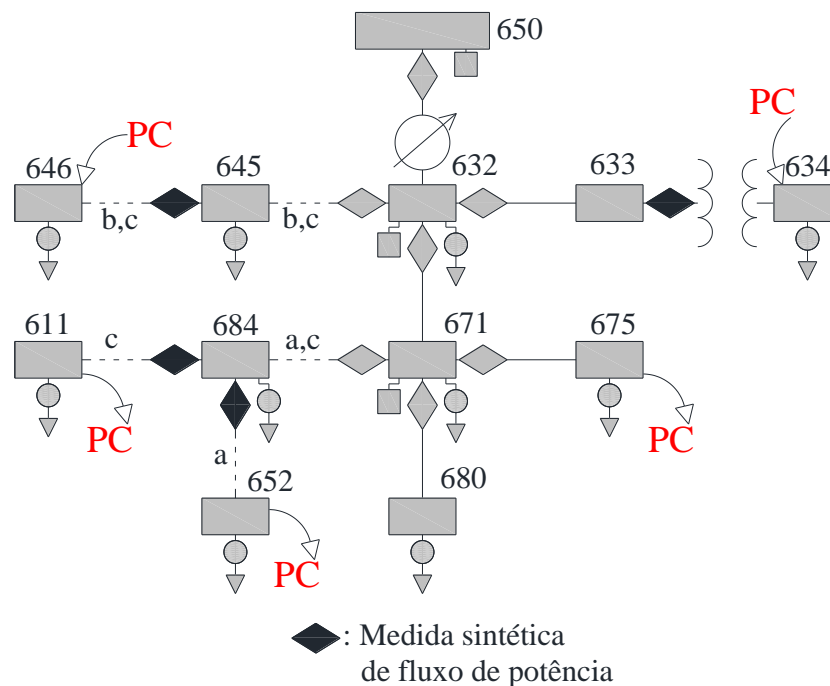


Figura 24 Alimentador de 13 barras.

O sistema possui uma redundância global de medições, antes da adição das medições sintéticas, igual a 1,92. A demanda máxima e a perda comercial para esta condição são apresentadas na Tabela 29.

Os valores da Tabela 29 correspondem a um total de 7014 consumidores, sendo 852 consumidores irregulares. O número de consumidores foi alocado em cada barra de forma a corresponder a potência descrita na tabela no horário de máxima demanda. O percentual de perda comercial ativa deste alimentador, para este horário de demanda máxima, é de 8,27%. Para ambas as abordagens foram realizadas 100 simulações, sendo em cada medição adicionado um ruído gaussiano de média zero e desvio padrão de 0,33% do valor medido.

Tabela 29 Demanda máxima e perda comercial em cada fase – alimentador de 13 barras.

Barras	Demandas e perdas comerciais (em parênteses) por fase					
	<i>a</i>		<i>b</i>		<i>c</i>	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
611	-	-	-	-	90 (21)	45 (10)
632	9	5	31	18	59	35
634	128 (31)	88 (21)	100 (16)	75 (12)	101 (20)	75 (15)
645	-	-	86	63	82	60
652	97 (20)	68 (14)	-	-	-	-
671	7	4	36	21	57	33
675	293 (71)	98 (24)	67 (12)	59 (10)	216 (40)	177 (32)
680	110	55	93	46	85	42
684	93	46	-	-	101	51
Barras	<i>ab</i>		<i>bc</i>		<i>ca</i>	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
	646	-	-	226 (44)	130 (25)	-
671	392	224	389	222	378	216
Demanda trifásica total			Perda comercial trifásica total			
kW		kvar	kW		kvar	
3326		1956	275		226	

A Figura 24 mostra que medições sintéticas são criadas em todos os segmentos sem medições de fluxo de potência, aumentando a redundância global de medição de 1,92 para 2,15 e melhorando a redundância local na vizinhança das barras 611, 634, 646 e 652. A redundância local de medição para as barras 675 e 634 são menos críticas, dado que existe uma medição de fluxo de potência na direção da barra 675 e, no caso da barra 634, apesar de não existir uma medição de fluxo de potência, esta barra é precedida por uma barra de injeção de potência zero (barra 633), sendo tratada com uma restrição de igualdade. Portanto, é esperado que na aplicação da abordagem clássica, os erros grosseiros nas barras 634 e 675 sejam mais facilmente identificados que os demais. A estimação das perdas técnicas e comerciais através da abordagem clássica são apresentadas na Figura 25 e na Figura 26.

Na Figura 25 é possível visualizar que a abordagem clássica falha na identificação das perdas comerciais das barras 646 e 611, atribuindo incorretamente perda comercial nas barras 645 e 684, mas corretamente estimando as perdas comerciais para as barras 652, 634 e 675. A Figura 26 demonstra que, para este sistema, os erros nas injeções de potência não influenciaram de forma significativa a estimação de perdas técnicas.

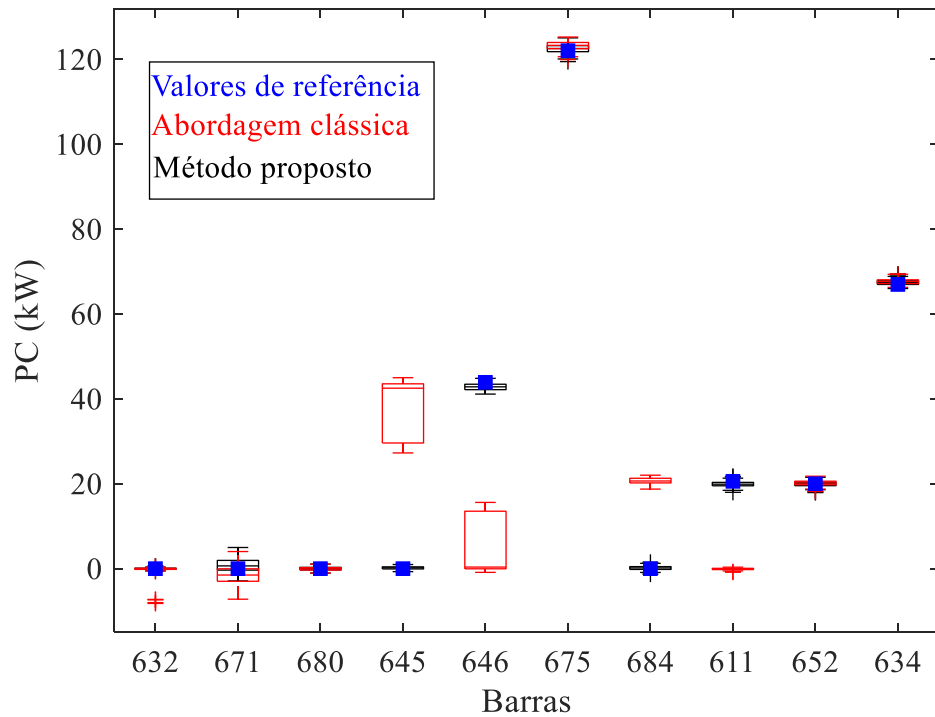


Figura 25 Estimação de perdas comerciais – alimentador de 13 barras.

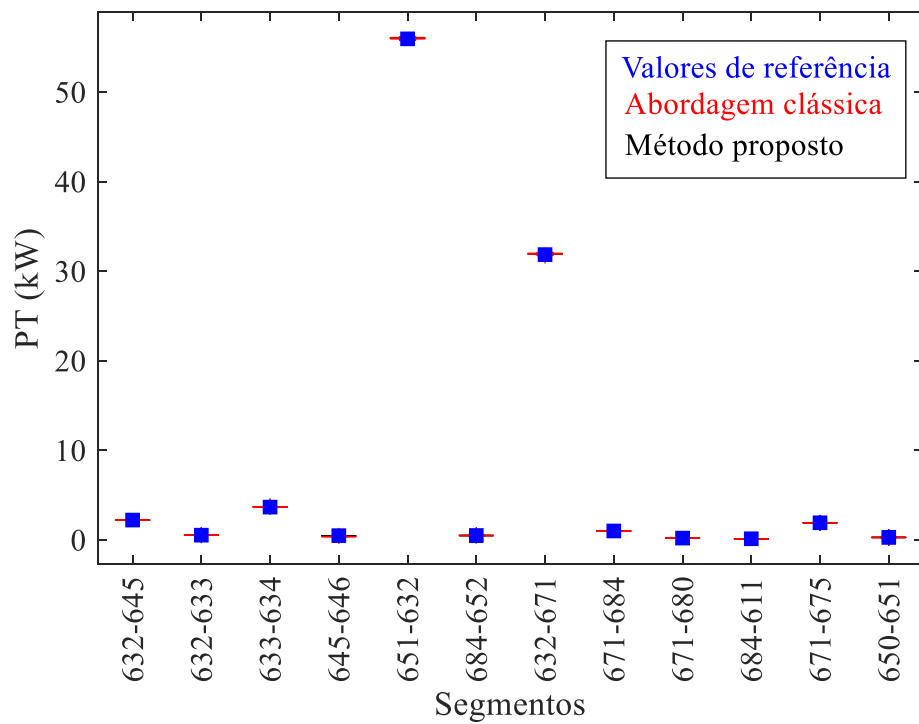


Figura 26 Estimação de perdas técnicas – alimentador de 13 barras.

Na metodologia proposta, ao realizar o fluxo de carga, a aproximação do valor total de perda comercial obtida foi 8,62%, próximo do valor de referência (8,22%). Este valor aproximado foi utilizado no método de classificação de consumidores, cujo resultado é apresentado na Tabela 30. O desempenho do classificador foi semelhante ao apresentado nos casos anteriores.

Tabela 30 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 13 barras.

<i>PV</i>	<i>PF</i>	<i>NV</i>	<i>NF</i>	<i>SENS</i>	<i>VPP</i>
462	92	6070	390	83,4%	54,2%

O número de consumidores classificados como regulares e suspeitos em cada barra são utilizados para determinar as aproximações das perdas comerciais em cada barra, conforme Tabela 31.

Tabela 31 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 13 barras.

Barras	Perdas comerciais aproximadas em cada fase (kW)		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
611	0,0	0,0	20,23
632	0	0,0	1,47
634	28,25	15,96	28,63
645	0,0	1,46	1,87
652	24,08	0,0	0,0
671	0,0	0,52	0,0
675	70,48	17,51	39,73
680	2,66	0,99	1,01
684	0,88	0,0	1,45
	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>
646	0,0	40,57	0,0
671	6,85	3,85	6,60

Os valores apresentados na Tabela 31 correspondem às barras que possuem perdas comerciais, porém, os valores aproximados diferem dos valores de referência, apresentados na Tabela 29. Estes são os valores utilizados para atualizar a matriz de pesos e obter as medições sintéticas de fluxo de potência, de acordo com o apresentado na Figura 24.

As medições sintéticas são então adicionadas ao conjunto de medições e o estimador é realizado com análise de erros grosseiros. Os índices de inovação de todas as

injeções de potência próximas das medições de fluxo adicionadas, tiveram seus valores incrementados. Os resultados da estimação de perdas comerciais e técnicas são apresentados na Figura 25 e na Figura 26. Conforme apresentado na Figura 25, a metodologia proposta identifica e corrige todas as injeções de potência com erros grosseiros em todas as simulações, resultando em uma correta estimação das perdas técnicas e comerciais. Adicionalmente, a metodologia não atribui perdas comerciais em barras que não possuem perdas comerciais.

Os erros de estimação são apresentados na Tabela 32. Em comparação com a abordagem clássica, foram obtidos erros significativamente menores na metodologia proposta para ambos os tipos de perdas. A estimação final das perdas possui erros médios inferiores a 1%.

Tabela 32 Erro de estimação de perdas técnicas (PT) e perdas comerciais (PC) – alimentador de 13 barras.

	Erro médio: média (σ)		Erro máximo: média (σ)	
	PC (%)	PT (%)	PC (%)	PT (%)
AC	7,5 (0,7)	3,8 (0,2)	26,8 (1,4)	23,4 (0,6)
MP	0,3 (0,1)	0,5 (0,1)	2,8 (0,5)	4,4 (0,7)

AC: abordagem clássica; MP: método proposto.

4.3 ALIMENTADOR DE 123 BARRAS

A Figura 27 apresenta a infraestrutura de medição considerada para o alimentador de 123 barras desequilibrado. Esta infraestrutura tem o objetivo de considerar um número de medições de fluxo mais semelhante ao encontrado em alimentadores tradicionais, com menor redundância global de medição, sendo igual a 1,72. A demanda máxima e a perda comercial obtida para esta condição são apresentadas na Tabela 33.

Os valores da Tabela 33 correspondem a um total de 8052 consumidores, sendo 685 consumidores irregulares. O número de consumidores foi alocado em cada barra de forma a corresponder a potência descrita na tabela no horário de máxima demanda. O percentual de perda comercial deste alimentador é de 5,58%. Para ambas as abordagens foram realizadas 100 simulações, sendo em cada medição adicionado um ruído gaussiano de média zero e desvio padrão de 0,33% do valor medido.

A Figura 27 mostra que medidas sintéticas são criadas em todos os segmentos sem medições de fluxo de potência, aumentando a redundância global de medição de 1,72 para

2,53, e melhorando a redundância de medição na vizinhança em todas as barras. Portanto, é esperado que na aplicação da abordagem clássica, ocorra uma dificuldade na correta identificação das perdas comerciais.

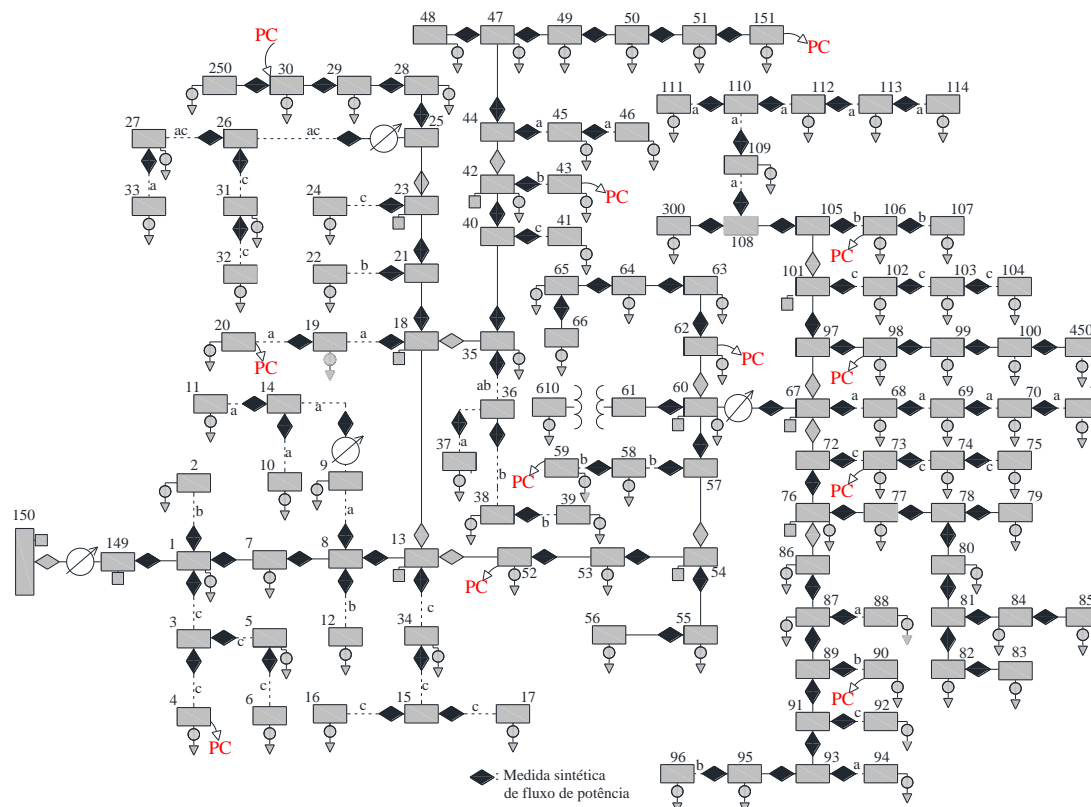


Figura 27 Alimentador de 123 barras.

A estimação das perdas comerciais através da abordagem clássica é apresentada nas Figura 28 e Figura 29. A Figura 28 apresenta a estimação de perdas comerciais nas barras que realmente possuem perdas comerciais, enquanto que a Figura 29 apresenta a estimação de perdas comerciais em barras que não possuem perdas comerciais, porém, que a abordagem clássica atribuiu perda comercial em pelo menos uma das simulações.

A Figura 28 demonstra que a abordagem clássica identificou as perdas comerciais nas barras 20, 43, 151 e 98 em todas as simulações, apesar de conter erros de estimação. As barras 30 e 62 foram identificadas em algumas simulações, a barra 52 em uma simulação, enquanto que as barras 4, 59, 73, 90 e 106 não foram identificadas em nenhuma simulação. A Figura 29 demonstra que as perdas comerciais foram atribuídas de forma incorreta às barras 55, 86, 85, 107 e 610 em todas as simulações, nas barras 31, 49 e 66 em algumas simulações e, na barra 71, em uma simulação.

Tabela 33 Demanda máxima e PC – alimentador de 123 barras.

Barras	Demandas e perdas comerciais (em parênteses) por fase					
	<i>a</i>		<i>b</i>		<i>c</i>	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
1	36	18	-	-	-	-
2	-	-	19	9	-	-
4	-	-	-	-	35 (3)	18 (1)
5	-	-	-	-	18	9
6	-	-	-	-	38	19
7	22	11	-	-	-	-
9	39	20	-	-	-	-
10	20	10	-	-	-	-
11	37	18	-	-	-	-
12	-	-	19	9	-	-
16	-	-	-	-	36	18
17	-	-	-	-	19	10
19	44	22	-	-	-	-
20	37 (16)	19 (8)	-	-	-	-
22	-	-	34	17	-	-
24	-	-	-	-	39	19
28	43	22	-	-	-	-
29	42	21	-	-	-	-
30	-	-	-	-	39 (16)	20 (8)
31	-	-	-	-	20	10
32	-	-	-	-	22	11
33	40	20	-	-	-	-
35	38	19	-	-	-	-
37	43	22	-	-	-	-
38	-	-	20	10	-	-
39	-	-	20	10	-	-
41	-	-	-	-	22	11
42	19	10	-	-	-	-
43	-	-	41 (16)	21 (8)	-	-
45	17	8	-	-	-	-
46	21	10	-	-	-	-
47	35	25	35	25	37	26
48	73	52	73	52	65	47
49	34	24	75	54	30	17
50	-	-	-	-	34	17
51	23	11	-	-	-	-
52	41 (15)	20 (8)	-	-	-	-
53	37	18	-	-	-	-
55	25	12	-	-	-	-
56	5	3	18	9	6	3
58	-	-	19	10	-	-
59	-	-	21 (2)	10 (1)	-	-
60	20	10	-	-	-	-
62	-	-	-	-	39 (15)	19 (7)
63	37	19	-	-	-	-
65	35	25	31	22	73	52
66	5	2	6	3	74	35
68	21	11	-	-	-	-
69	37	19	-	-	-	-

Tabela 33 Demanda máxima e PC – alimentador de 123 barras (continuação).

Barras	Demandas e perdas comerciais (em parênteses) por fase						
	<i>a</i>		<i>b</i>		<i>c</i>		
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	
70	22	11	-	-	-	-	
71	40	20	-	-	-	-	
73	-	-	-	-	49 (21)	25 (10)	
74	-	-	-	-	38	19	
76	51	39	36	26	35	25	
77	-	-	38	19	-	-	
79	39	20	4	2	6	3	
80	-	-	37	18	-	-	
82	41	21	-	-	-	-	
83	4	2	4	2	19	9	
84	-	-	-	-	22	11	
85	-	-	-	-	33	17	
86	-	-	19	9	-	-	
87	-	-	39	19	-	-	
88	44	22	-	-	-	-	
90	-	-	40 (16)	20 (8)	-	-	
92	-	-	-	-	42	21	
94	38	19	-	-	-	-	
95	4	2	19	10	7	4	
96	-	-	17	8	-	-	
98	40 (15)	20 (8)	-	-	-	-	
99	-	-	36	18	-	-	
100	-	-	-	-	38	19	
102	-	-	-	-	24	12	
103	-	-	-	-	39	20	
104	-	-	-	-	33	16	
106	-	-	42 (17)	21 (8)	-	-	
107	-	-	42	21	-	-	
109	39	20	-	-	-	-	
111	19	10	-	-	-	-	
112	17	9	-	-	-	-	
113	42	21	-	-	-	-	
114	18	9	-	-	-	-	
610	10	5	11	6	9	4	
250	4	2	6	3	4	2	
151	100 (20)	50 (10)	99 (19)	50 (10)	100 (19)	50 (10)	
300	6	3	6	3	6	3	
450	5	3	6	3	6	3	
27	-	-	-	-	6	3	
Barras	<i>ab</i>		<i>bc</i>		<i>ca</i>		
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	
34	-	-	-	-	42	21	
64	-	-	73	34	-	-	
75	-	-	-	-	43	21	
Demanda trifásica total			Perda comercial trifásica total				
	kW	kvar	kW	kvar			
	3761	2031	210		105		

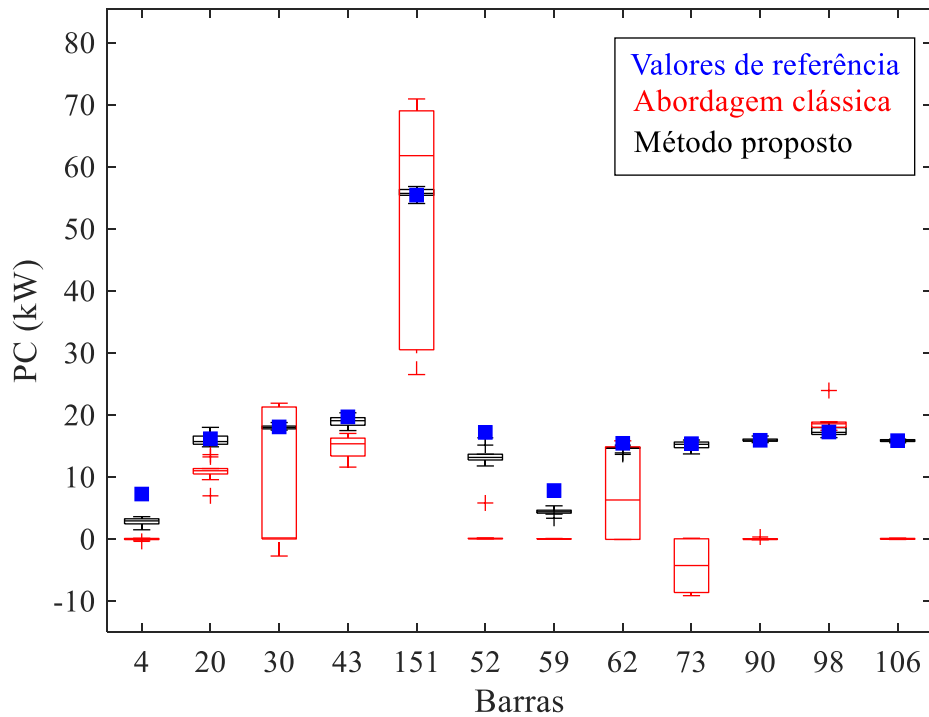


Figura 28 Estimação de perdas comerciais (barras com perdas comerciais) – alimentador de 123 barras.

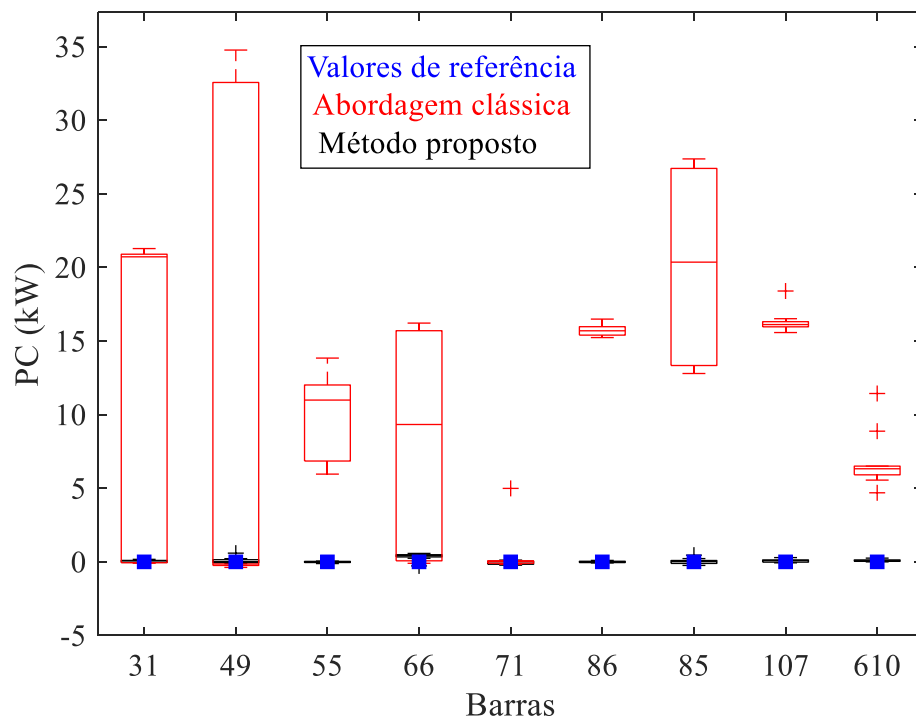


Figura 29 Estimação de perdas comerciais (barras sem perdas comerciais) – alimentador de 123 barras.

A estimação de perdas técnicas não é apresentada, mas conforme abordada nas situações anteriores, os erros na estimação das perdas técnicas estão diretamente associados aos erros de estimação de perdas comerciais.

Na metodologia proposta, ao realizar o fluxo de carga, o valor total de perda comercial estimado foi 6%, próximo da referência (5,56%). Este valor aproximado foi utilizado no método de classificação de consumidores, cujo resultado é apresentado na Tabela 34.

Tabela 34 Resultado da classificação de consumidores – alimentador de 123 barras.

<i>PV</i>	<i>PF</i>	<i>NV</i>	<i>NF</i>	<i>SENS</i>	<i>VPP</i>
365	80	7287	320	82,0%	53,3%

O número de consumidores classificados como regulares e suspeitos em cada barra são utilizados para determinar as aproximações das perdas comerciais em cada barra, conforme Tabela 35, apresentando somente as barras com perda comercial.

Tabela 35 Valores aproximados de perdas comerciais obtidos pelo resultado da classificação de consumidores – alimentador de 123 barras.

Barras	Perdas comerciais aproximadas (kW)		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
4	0	0	3
20	10	0	0
30	0	0	11
43	0	13	0
151	14	14	18
52	8	0	0
59	0	1	0
62	0	0	16
73	0	0	16
90	0	11	0
98	7	0	0
106	0	16	0

Os valores apresentados nesta tabela correspondem com as barras que possuem perdas comerciais, porém, com erros no valor estimado. Estes valores são utilizados para atualizar a matriz de pesos e obter as medições sintéticas de fluxo de potência, de acordo com o apresentado na Figura 27. As medições sintéticas são então adicionadas ao conjunto de medições e o estimador é realizado com análise de erros grosseiros. Os índices de inovação de todas as medições de injeção de potência tiveram os seus valores incrementados.

Os resultados da estimação de perdas comerciais para o método proposto também são apresentados na Figura 28 e Figura 29. Conforme apresentado na Figura 28, a metodologia proposta identifica e corrige todas as injeções de potência com erros grosseiros em todas as simulações. Adicionalmente, a metodologia não atribui perdas comerciais em barras que não possuem perdas comerciais, conforme mostrado na Figura 29. Os erros de estimação são apresentados na Tabela 36.

Tabela 36 Erro de estimação de PT e PC – alimentador de 123 barras

	Erro médio: média (σ)		Erro máximo: média (σ)	
	PC (%)	PT (%)	PC (%)	PT (%)
AC	7,9 (0,8)	9,7 (1,0)	100,2 (9,6)	161,6 (33,0)
MP	0,8 (0,1)	1,4 (0,1)	25 (3,1)	43,0 (4,5)

AC: abordagem clássica; MP: método proposto.

Em comparação com a abordagem clássica, foram obtidos erros significativamente menores na metodologia proposta para ambos os tipos de perdas. A estimação final das perdas possui erros médios inferiores a 2%. Os erros de estimação aumentaram ao considerar um sistema que inicialmente possui uma redundância global de medições menor e, portanto, sendo necessária a inclusão de um número maior de medições sintéticas. Ainda, é ressaltado que os erros máximos estão associados às barras com menores perdas comerciais, como pode ser visto na Figura 28, e os segmentos relacionados a estas barras. Apesar de representarem erros percentuais elevados, os erros absolutos não são elevados e não prejudicam a estimação das demais perdas do sistema, conforme demonstra os erros médios.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma metodologia para estimar perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição. Com relação a cada um dos objetivos específicos estabelecidos na introdução, são feitas algumas considerações.

Para atingir o primeiro objetivo, foram implementados a modelagem de sistemas de distribuição através da matriz admitância de barras, a análise de fluxo de carga pelo método de injeção de corrente e o estimador de estados por mínimos quadrados ponderados. Na implementação destas abordagens foram consideradas as características realísticas de sistemas de distribuição: cargas desequilibradas, linhas monofásicas e bifásicas, barras com injeção de potência nula e reguladores de tensão. Algumas conclusões são destacadas decorrente das dificuldades encontradas na implementação computacional pelo autor.

A matriz admitância de barras é mais simples de ser obtida através das matrizes primitivas dos elementos e, na presença de elementos bifásicos e monofásicos, estes podem ser modelados como trifásicos (adicionando zeros), sendo posteriormente eliminados os elementos correspondentes às fases inexistentes. Os reguladores de tensão foram modelados como matrizes impedâncias primitivas que são atualizadas durante o processo iterativo, sendo que para a matriz admitância de barras, apenas as submatrizes influenciadas por estas matrizes primitivas precisam ser atualizadas.

Em algumas simulações a matriz admitância se aproximou de uma matriz singular, porém, o uso da pseudo-inversa se mostrou adequado para atualizar os estados nas iterações do fluxo de carga. Considerando que as potências nos consumidores de baixa tensão são medidas, e estes modelados como cargas de potência constante, considerar o fluxo de potência que flui para uma rede secundária, obtido através da análise de fluxo de carga, como uma pseudomedição de injeção de potência na barra de média para o estimador de estados é adequado. Conforme apresentado na Seção 3.1, a perda comercial em uma rede secundária tende a influenciar apenas a pseudomedição de injeção de potência associada a esta rede. O mesmo não ocorre para a magnitude de tensão na barra, motivo pelo qual não é considerada como pseudomedição para o estimador.

Na aplicação do estimador de estados, a inicialização através do resultado do fluxo de carga apresenta a principal vantagem de inicializar a estimação com a posição dos *taps*

próximas ou na própria posição obtida pela solução. Desta forma, a verificação da necessidade de alteração dos *taps* é realizada somente após a convergência do estimador, não a cada iteração, como no fluxo de carga. Ainda na implementação do estimador, o uso de restrições de igualdade para as medições com injeção de potência nula evita o uso de considerações, como pesos elevados, para estas barras e, adicionalmente, garante que perdas comerciais não sejam atribuídas de forma incorreta a estas barras. Apesar de ter sido verificado problemas de condicionabilidade no sistema linearizado, com o uso do fator de escala descrito, não foram encontrados problemas de convergência do estimador.

Além destas abordagens, um método de classificação de consumidores baseado em detecção de anomalias foi implementado para classificá-los. Do ponto de vista do autor, estabelecer um limiar de detecção baseado no valor aproximado de perdas comerciais totais é uma alternativa que torna este valor adaptável com o nível de perdas comerciais no alimentador. Porém, uma análise de sensibilidade poderia ser realizada para analisar e definir o limiar, bem como, outro método de classificação poderia ser utilizado na metodologia proposta.

O segundo objetivo correspondia à análise da redundância em sistemas de distribuição. Utilizando o conceito de n -uplas de medições críticas e avaliando o posto da matriz Jacobiana foi possível verificar analiticamente que, para diferentes situações, a inexistência de medição de fluxo de potência nos segmentos forma conjuntos de medições críticas. Nestes conjuntos, dependendo do número de erros grosseiros existentes, como perdas comerciais nas medições de injeção potência, a identificação e a correção das medições através da análise de erro grosseiro não se torna viável. Adicionalmente, foi verificado numericamente que, para estas mesmas situações, as medições de injeção potência apresentam valores baixos de índice de inovação, prejudicando a identificação das barras com perdas comerciais. Portanto, de forma geral, é possível concluir que para desempenhar uma análise de erros grosseiros confiável em sistemas de distribuição, é necessário a existência de medições reais ou sintéticas de fluxo de potência em todos os segmentos do sistema. O fato deste nível de redundância não ser uma característica nem de redes inteligentes, é ressaltada a importância de se considerar medições sintéticas.

O terceiro objetivo consistia em criar as medições sintéticas através do estimador de estados com o resultado do método de classificação de consumidores. A alternativa proposta foi, primeiro, obter uma aproximação das perdas comerciais em cada barra com

base na potência medida e na relação entre o número de consumidores classificados como suspeitos e regulares. Segundo, somar este valor aproximado com o erro máximo do medidor para obter os desvios padrões e os pesos atualizados. Nos resultados obtidos, os valores aproximados apresentam valores divergentes dos valores de referência, porém, correspondem as barras com perdas comerciais. Dado que, considerando as medições sintéticas obtidas por esta abordagem, a análise de erros grosseiros realizada na segunda estimação obteve um bom desempenho, a alternativa proposta foi considerada adequada.

Com relação aos outros dois objetivos delineados, através dos resultados mostrados na Subseção 3.3.2 e nos estudos de caso (Capítulo 4), é concluído que a metodologia proposta apresenta um melhor desempenho que a abordagem clássica. Este melhor desempenho está diretamente relacionado a realização da análise de erros com as medições sintéticas, que aumentam a redundância local das medições de injeção de potência das barras. Adicionalmente, com base nos resultados, foi possível concluir que a análise geométrica dos erros aplicada por fases apresenta um bom desempenho em sistemas de distribuição com características típicas, como linhas bifásicas e monofásicas e reguladores de tensão, existentes nos sistemas testes de 13 e 123 barras.

Do ponto de vista do autor, trabalhos futuros podem ser desenvolvidos no sentido de continuar a combinar métodos de modelagem e análise (como análise de fluxo de carga e estimação de estado) com métodos de mineração de dados (como a classificação de consumidores) para estimar as perdas técnicas e comerciais. Alguns tópicos a serem abordados são listados a seguir:

- a) Considerar alimentadores reais, com modelos da rede primária e secundária;
- b) Considerar diferentes tipos de consumidores conectados na rede primária e secundária, incluindo também barras com armazenamento e geração distribuída.
- c) Considerar medições fasoriais;
- d) Aplicar diferentes métodos de classificação de consumidores;
- e) Aplicar outras abordagens para a criação das medições sintéticas;
- f) Aplicar outros métodos de estimação de estados e análise de erros grosseiros;
- g) Propor uma metodologia para estimar as perdas comerciais nas barras da rede de baixa tensão.

Os itens “a” a “c” correspondem a variações no tipo de sistema, consumidores e medições consideradas nos estudos de caso. Os itens “d” a “f” correspondem à alteração de uma ou mais abordagens que compõe a metodologia proposta. Para finalizar, o item “g” corresponde a uma nova proposição, sendo que deve ser ressaltado que a redundância de medição a nível de baixa tensão é ainda menor, pois a baixa tensão normalmente não possui medições de fluxo de potência ou corrente.

Com relação a publicações, os artigos publicados durante o doutorado, diretamente ou indiretamente relacionados ao tema deste trabalho, foram mencionados no texto e são citados a seguir. Os resultados apresentados nesta tese também compõem um artigo atualmente sob revisão na *IEEE Transaction on Smart Grids*.

- 1) BRAUNSTEIN, S. H. et al. Bad data analysis in distribution state estimation considering load models. In: *IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2015, Denver. **Anais . . .** Denver: IEEE, 2015. p 1-5.
- 2) BRETAS, A. S. et al. Multiple gross errors detection, identification and correction in three-phase distribution systems WLS state estimation: A per-phase measurement error approach. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 151, n. 1, p. 174–185, Oct. 2017.
- 3) ROSSONI, A. et al. Estimação, identificação e localização de perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição: método híbrido baseado em estimador de estados e reconhecimento de padrões. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA, 8, 2015, Costa do Sauípe. **Anais...** Costa do Sauípe: ANEEL, 2015a. p 1-12.
- 4) ROSSONI, A. et al. Hybrid formulation for technical and non-technical Losses estimation and identification in distribution networks: application in a brazilian power system. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 8, 2015, Lyon. **Anais . . .** Lyon: IEEE, 2015b. p 1-5.
- 5) ROSSONI, A. et al. Smart distribution power losses estimation: A hybrid state estimation approach. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2016, Boston. **Anais . . .** Boston: IEEE, 2016. p 1-5.
- 6) ROSSONI, A. et al. Contribution to Distribution Systems Technical and Nontechnical Losses Estimation using WLS State Estimator. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2017, Chicago. **Anais . . .** Chicago: IEEE, 2017. p 1-5.
- 7) TREVIZAN, R. D. et al. Non-technical losses identification using Optimum-Path Forest and state estimation. In: *IEEE EINDHOVEN POWERTECH*, 2015, Eindhoven. **Proceedings...** Eindhoven: IEEE, 2015, p. 1-6.

- 8) TREVIZAN, R. D.; BRETAS, A. S.; ROSSONI, A. Nontechnical Losses detection: A Discrete Cosine Transform and Optimum-Path Forest based approach. In: *NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM*, 2015, Charlotte. **Proceedings...** Charlotte: IEEE, 2015. p 1-6.

REFERÊNCIAS

ABUR, A.; GÓMEZ-EXPÓSITO, A. **Power System State Estimation: theory and implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004. 327p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica no 0057/2014 - SRD/ANEEL**. Brasília, DF, 2014. – Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 04 de jul. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 11 jul. 2017a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 1 – Introdução**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-7>>. Acesso em: 13 jul. 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-7>>. Acesso em: 13 dez. 2017c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 13 jul. 2017d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Eficiência Energética**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-eficiencia-energetica>>. Acesso em: 13 jul. 2017e.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia**. Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>>. Acesso em: 13 jul. 2017f.

ANGELOS, E. W. S et al. Detection and Identification of Abnormalities in Customer Consumptions in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 26, n. 4, p. 2436–2442, Oct. 2011.

ARANHA NETO, E. A. C. **Metodologia probabilística para estimação de perdas técnicas e comerciais em alimentadores de sistemas de distribuição**. 2012. 209 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

ARANHA NETO, E. A. C.; COELHO, J. Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 97, n. 1, p. 93–99, Apr. 2013.

ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C.; SHORT, T. A. Determining Loss Factor With the Use of Sequential-Time Simulations. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 51, n. 2, p. 1933–1937, Apr. 2015.

BAROUCHE, I. O. **Análise comparativa e proposições de metodologias de cálculos de perdas técnicas**. 2017. 190 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

BAZRAFSHAN, M.; GATSI, N. Comprehensive Modeling of Three-Phase Distribution Systems via the Bus Admittance Matrix. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 2015–2029, Mar. 2018.

BRAUNSTEIN, S. H. **Abordagem Geométrica para o Tratamento de Erros Grosseiros na Estimação de Estados Trifásica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. 90 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

BRAUNSTEIN, S. H. et al. Bad data analysis in distribution state estimation considering load models. In: **IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING**, 2015, Denver. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015. p 1-5.

BRETAS, A. S. et al. Multiple gross errors detection, identification and correction in three-phase distribution systems WLS state estimation: A per-phase measurement error approach. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 151, n. 1, p. 174–185, Oct. 2017.

BRETAS, N. G.; BRETAS, A. S. A Two Steps Procedure in State Estimation Gross Error Detection, Identification and Correction. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 73, p. 484–490, June 2015.

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**, New York, v. 28, n. 3, p. 2128–2135, Aug. 2013.

CANCIAN, W. F. **Metodologia para identificação e clusterização espacial de perdas não-técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2013. 132 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.

CHANDOLA, V.; BANERJEE, A.; KUMAR, V. Anomaly Detection – A Survey. *ACM Computer Survey*, New York, v. 41, n. 3, p. 15:1-15:58, July 2009.

CHANG, N. E. Determination and Evaluation of Distribution Transformer Losses of the Electric System Through Transformer Load Monitoring. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, v. PAS-89, n. 6, p. 1282–1284, July 1970.

CHANG, N. E. Determination of Primary-Feeder Losses. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, v. PAS-87, n. 12, p. 1991–1994, Dec. 1968.

CHEN, C. S. et al. Development of simplified loss models for distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 9, n. 3, p. 1545-1551, July 1994.

CHEN, M. S. et al. Losses in electrical power systems. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 1, n. 1, p. 9-19, Jan. 1978.

CHEN, S. J et al. Nontechnical Loss and Outage Detection Using Fractional-Order Self-Synchronization Error-Based Fuzzy Petri Nets in Micro-Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 411–420, Jan. 2015.

CHIANG, H. D.; WANG, J. C.; MIU, K. N. Explicit loss formula, voltage formula and current flow formula for large-scale unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 12, n. 3, p. 1061–1067, Aug. 1997.

CLEMENTS, K. A.; DAVIS, P. W. Multiple Bad Data Detectability and Identifiability: A Geometric Approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 1, n. 3, p. 355–360, July 1986.

COOPER. **Controles Microprocessados para Religadores Kyle® Form 5, Form 5 UDP e Form 5 NOVA DC Instruções para Instalação e Operação**. São Paulo, 2000. Disponível em: <
http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S2807910P.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2018.

COOPER. **NOVA™ three-phase, microprocessorcontrolled recloser**. Waukesha, 2015. Disponível em: <
<http://www.eaton.com.br/EatonBR/ProductsSolutions/Electrical/ProdutosServicos/SistemasdePotencia/ReligadoreseChaves/index.htm#tabs-2>>. Acesso em: 14 ago. 2018.

DASHTAKI, A. K.; HAGHIFAM, M. R. A New Loss Estimation Method in Limited Data Electric Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 28, n. 4, p. 2194–2200, Oct. 2013.

DORTOLINA, C. A.; NADIRA, R. The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 2, p. 1119–1125, May 2005.

ELDEN, L. L. An Analysis of the Distribution Losses in a Large Central Station System. **Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers**, New York, v. 26, n. 11, p. 1595–1610, Nov. 1907.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**. Brasília, DF, 2017. – Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 04 de jan. 2019.

FANTIN, C. D. A. **Metodologia para Estimação de Estado Trifásica em Sistemas de Distribuição incorporando medidas SCADA, Virtuais, Pseudo-medidas e Medidas Fasoriais Sincronizadas**. 2016. 130 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Paulo, São Carlos, 2016.

FARIA, L. T. **Estimação espaço-temporal das perdas não técnicas no sistema de distribuição de energia elétrica**. 2016. 158 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2014.

FARIA, L. T.; MELO, J. D.; PADILHA-FELTRIN, A. Spatial-Temporal Estimation for Nontechnical Losses. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 31, n. 1, p. 362–369, Feb. 2016.

FERREIRA NETO, L. H. T. **Estimador de estados inteligente para análise de perdas em sistemas de distribuição de energia**. 2011. 99 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

FILHO, J. R. **Sistema inteligente baseado em árvores de decisão para apoio ao combate às perdas comerciais na distribuição de energia elétrica**. 2006. 174 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

FITZGERALD, A. E. et al. **Electric machinery**. 1. ed. New York: McGraw-Hill, 2003. 688 p.

FLATEN, D. L. Distribution system losses calculated by percent loading. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 3, n. 3, p. 1263–1269, Aug. 1988.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. 2006. 94 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2006.

FU, X. et al. Improved LSF method for loss estimation and its application in DG allocation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Stevenage, v. 10, n. 10, p. 2512–2519, July 2016.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; GÓMEZ-QUILES, C.; DŽAFIĆ, I. State Estimation in Two Time Scales for Smart Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 421-430, Jan. 2015.

GOMEZ-QUILES, C.; GOMEZ-EXPÓSITO, A.; JAEN, A. V. State Estimation for Smart Distribution Substations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 986–995, June 2012.

GONEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012. 858 p.

GUSTAFSON, M. W. Demand, Energy, and Marginal Electric System Losses. *IEEE Power Engineering Review*, New York, v. PER-3, n. 9, p. 51-52, Sept. 1983.

GUSTAFSON, M. W.; BAYLOR, J. S.; MULNIX, S. S. The equivalent hours loss factor revisited (power systems). *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 3, n. 4, p. 1502-1508, Nov. 1988.

HONG, Y. Y.; CHAO, Z. T. Development of energy loss formula for distribution systems using FCN algorithm and cluster-wise fuzzy regression. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 17, n. 3, p. 794–799, July 2002.

HSU, C. T. et al. Distribution feeder loss analysis by using an artificial neural network. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 34, n. 2, p. 85-90, Feb. 1995.

HUANG, S. C.; LO, L.; LU, C. N. Non-Technical Loss Detection Using State Estimation and Analysis of Variance. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 28, n. 3, p. 2959–2966, Aug. 2013.

HUANG, S.; LU, C.; LO, Y. Evaluation of AMI and SCADA Data Synergy for Distribution Feeder Modeling. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 6, n. 4, p. 1639-1647, July 2015.

IBRAHIM, K. A. et al. System wide MV distribution network technical losses estimation based on reference feeder and energy flow model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Oxford, v. 93, n. 1, p. 440–450, June 2017.

IEEE DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE. **IEEE PES Test Feeder**. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>. Acesso em: 13 out. 2018.

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

JARDINI, J. A.; CASOLARI, R. P. **Curvas de carga de consumidores e aplicações na engenharia da distribuição**. São Paulo, 1999. Disponível em <<https://social.stoa.usp.br/jajardini/livros/curva-de-carga?view=true>>. Acesso em: 10 out. 2018.

JOKAR, P.; ARIANPOO, N.; LEUNG, V. C. M. Electricity Theft Detection in AMI Using Customers' Consumption Patterns. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 7, n. 1, p. 216–226, Jan. 2016.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.

KANG, M. S. et al. A systematic loss analysis of Taipower distribution system. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 21, n. 3, p. 1062–1068, Aug. 2006.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012. 350 p.

LEAL, A. G. et al. Distribution Transformer Losses Evaluation: A New Analytical Methodology and Artificial Neural Network Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 24, n. 2, p. 705–712, May 2009.

LEAL, A. G. **Sistema para determinação de perdas em redes de distribuição de energia elétrica utilizando curvas de demanda típicas de consumidores e redes neurais artificiais**. 2006. 154 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade São Paulo, São Paulo, 2006.

LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. Detecting and Locating Non-Technical Losses in Modern Distribution Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 1023-1032, Mar. 2018.

LEON, C. et al. Variability and Trend-Based Generalized Rule Induction Model to NTL Detection in Power Companies. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 26, n. 4, p. 1798–1807, Nov. 2011.

LIN, C. H. et al. Non-Cooperative Game Model Applied to an Advanced Metering Infrastructure for Non-Technical Loss Screening in Micro-Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 5, n. 5, p. 2468–2469, Sept. 2014.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9 ed. São Paulo: LTC, 2017. 976 p.

MARINOPOULOS, A. G.; ALEXIADIS, M. C.; DOKOPOULOS, P. S. Energy Losses in a Distribution Line with Distributed Generation based on Stochastic Power Flow. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 81, n. 10, p. 1986–1994, Oct. 2011.

MÉFFE, A. **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.

MÉFFE, André. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 152 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MESSINIS, G. M.; HATZIARGYRIOU, N. D. Review of non-technical loss detection methods. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 158, p. 250-266, Jan. 2018.

MIKIC, O. M. Variance-Based Energy Loss Computation in Low Voltage Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 179-187, Feb. 2007.

MURILLO DIAZ, E. D. D. **Metodologia para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas em cooperativas de eletrificação rural utilizando sistema de medição em dois níveis**. 2015. 180 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

NAGI, J. et al. Improving SVM-Based Nontechnical Loss Detection in Power Utility Using the Fuzzy Inference System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 2, p. 1284–1285, Apr. 2011.

NAGI, J. et al. Nontechnical Loss Detection for Metered Customers in Power Utility Using Support Vector Machines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 25, n. 2, p. 1162–1171, Apr. 2010.

NIZAR, A. H.; DONG, Z. Y.; WANG, Y. Power Utility Nontechnical Loss Analysis With Extreme Learning Machine Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 3, p. 946–955, Aug. 2008.

OLIVEIRA, M. E. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2009. 135 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2009.

OLIVEIRA, M. E.; PADILHA-FELTRIN, A. A Top-Down Approach for Distribution Loss Evaluation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 24, n. 4, p. 2117–2124, Oct. 2009.

OLIVEIRA, R. C. **Metodologia para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas de alimentadores de distribuição via estudos de fluxo de carga pelo método de potência modificado**. 2017. 114 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

PRIMADIANTO, A.; LU, C. N. A Review on Distribution System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, Sept. 2017.

QUEIROGA, R. M. **Uso de técnicas de data mining para detecção de fraudes em energia elétrica**. 2005. 146 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Informática, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2005.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. 2010. 161 p. Tese (Doutorado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

QUEIROZ, L. M. O. et al. Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 27, n. 4, p. 1879–1887, Nov. 2012.

RAMOS, C. C. O. **Caracterização de Perdas Comerciais em Sistemas de Energia através de Técnicas Inteligentes**. 2014. 144 p. Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

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

RAMOS, C. C. O. et al. New Insights on Nontechnical Losses Characterization Through Evolutionary-Based Feature Selection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 27, n. 1, p. 140–146, Jan. 2012.

RAO, P. S. N.; DEEKSHIT, R. Energy loss estimation in distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 21, n. 3, p. 1092–1100, July 2006.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica**. 2. ed. Barueri: Manole, 2011. 460p.

ROSSONI, A. **Estimação de perdas técnicas e comerciais: métodos baseados em fluxo de carga e estimador de estados**. 2014. 88 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

ROSSONI, A. et al. Contribution to Distribution Systems Technical and Nontechnical Losses Estimation using WLS State Estimator. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2017, Chicago. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2017. p 1-5.

ROSSONI, A. et al. Estimação, identificação e localização de perdas técnicas e comerciais em sistemas de distribuição: método híbrido baseado em estimador de estados e reconhecimento de padrões. In: *CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA*, 8, 2015, Costa do Sauípe. **Anais...** Mata de São João: ANEEL, 2015a. p 1-12.

ROSSONI, A. et al. Hybrid formulation for technical and non-technical Losses estimation and identification in distribution networks: application in a brazilian power system. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION*, 8, 2015, Lyon. **Proceedings...** Stevenage: IET, 2015b. p 1-5.

ROSSONI, A. et al. Smart distribution power losses estimation: A hybrid state estimation approach. In: *IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING*, 2016, Boston. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2016. p 1-5.

S&C. **Controle de Chaveamento Automático Série 6800**. São José dos Pinhas, 2018a. Disponível em: < <https://www.sandc.com/pt/produtos-e-servicos/produtos/controle-de-chaveamento-automatico-da-serie-6800/>>. Acesso em: 14 ago. 2018.

S&C. **Sistemas de Seccionamento Scada-Mate CX™**. São José dos Pinhas, 2018b. Disponível em: < <https://www.sandc.com/pt/produtos-e-servicos/produtos/sistemas-de-seccionamento-scada-mate-cx/>>. Acesso em: 14 ago. 2018.

SALINAS, S. A.; LI, P. Privacy-Preserving Energy Theft Detection in Microgrids: A State Estimation Approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 31, n. 2, p. 883–894, Mar. 2016.

SCHULTZ, N. R. Distribution Primary Feeder I²R Losses. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, New York, v. PAS-97, n. 2, p. 603–609, Mar. 1978.

SHENKMAN, A. L. Energy loss computation by using statistical techniques. *IEEE Transactions on Power Delivery*, New York, v. 5, n. 1, p. 254-258, Jan. 1990.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2014. 898 p.

SHULGIN, I. V.; GERASIMENKO A. A.; ZHOU, S. Q. Modified stochastic estimation of load dependent energy losses in electric distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Oxford, v. 43, n. 1, p. 325–332, June 2012.

SINGH, R.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Choice of estimator for distribution system state estimation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Stevenage, v. 3, n. 7, p. 666–678, 2009.

SOUZA, M. A. **Deteção e Identificação de Perdas Comerciais de Energia Elétrica: Uma abordagem para Smart Grids**. 2016. 158 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

STRAUCH, M. **Desenvolvimento de metodologia para cálculo de perdas elétricas em rede de distribuição de baixa tensão**. 2002. 103 p. Dissertação (Mestrado profissional em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de Salvador, Salvador, 2002.

SUN, D. I. H. et al. Calculation of Energy Losses in a Distribution System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Piscataway, v. PAS-99, n. 4, p. 1347-1356, July 1980.

TALESKI, R.; RAJICIC, D. Energy summation method for energy loss computation in radial distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 2, p. 1104-1111, May 1996.

THE WORLD BANK GROUP. **Electric power transmission and distribution losses (% of output)**. Disponível em: <<http://data.worldbank.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>>. Acesso em: 9 set. 2017.

TREVIZAN, R. D. *et al.* Non-technical losses identification using Optimum-Path Forest and state estimation. In: *IEEE EINDHOVEN POWERTECH*, 2015, Eindhoven. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015, p. 1-6.

TREVIZAN, R. D.; BRETAS, A. S.; ROSSONI, A. Nontechnical Losses detection: A Discrete Cosine Transform and Optimum-Path Forest based approach. In: *NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM*, 2015, Charlotte. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2015. p 1-6.

TREVIZAN, R. F. **Detecção e identificação de perdas comerciais em sistemas de distribuição: metodologia baseada em floresta de caminhos ótimos**. 2014. 90 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

VIEGAS, J. R. et al. Solutions for detection of non-technical losses in the electricity grid: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 80, p. 1256-1268, Dec. 2018.

WEG. **Medidores inteligentes de Energia**. Jaraguá do Sul, 2018. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Controls/Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Circuitos-El%C3%A9tricos/Multimedidores-e-Medidores-Inteligentes/Medidores-Inteligentes-de-Energia-SMW/Medidores-Inteligentes-de-Energia-SMW/p/MKT_WDC_BRAZIL_METERS_SMW>. Acesso em: 14 ago. 2018.

WEG. **MMW e PFW**: Multimetro de Grandezas Elétricas e Controlador Automático do Fator de Potência. Jaraguá do Sul, 2016. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-multimetro-mmw-e-controlador-pfw-50025399-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 14 ago. 2018.

ZHAN, T. S. et al. Non-technical loss and power blackout detection under advanced metering infrastructure using a cooperative game based inference mechanism. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 4, p. 873–882, Oct. 2016.