Carlos Frederico Meschini Almeida

**Fontes Distribuídas de Harmônicos em Sistemas Elétricos de
Potência**

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de
Doutor em Engenharia.

São Paulo

2012

Carlos Frederico Meschini Almeida

**Fontes Distribuídas de Harmônicos em Sistemas Elétricos de
Potência**

Tese apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção do
título de Doutor em
Engenharia.

Área de Concentração:

Sistemas de Potência

Orientador:

Prof. Dr. Nelson Kagan

São Paulo

2012

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 10 de fevereiro de 2012.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Almeida, Carlos Frederico Meschini

**Fontes distribuídas de harmônicos em sistemas elétricos de potência / C.F.M. Almeida. -- ed.rev. -- São Paulo, 2012.
267 p.**

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Sistemas elétricos de potência 2. Harmônicos 3. Modelagem de carga 4. Estimação de estado 5. Equivalentes de rede 6. Algoritmos genéticos 7. Algoritmos evolutivos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha amada esposa, Camila Zorzi Pedrazoli Almeida, cujo amor me fortaleceu em todos os momentos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pela saúde e força necessárias para a conclusão de mais uma etapa.

Agradeço ao meu orientador e amigo, Professor Nelson Kagan, pela confiança transmitida em todas as fases deste trabalho.

Agradeço ao professor Wilsun Xu pela oportunidade de ingresso em uma nova linha de pesquisa.

Agradeço aos professores Hernán Prieto Schmidt e Walmir Freitas Filho pelas contribuições feitas durante a qualificação. Particularmente, agradeço ao professor Walmir pela motivação contagiante durante o período em que estive no Canadá.

Agradeço ao ENERQ, a DAIMON, a SINAPSIS e a ENPREL pelo fornecimento do ambiente propício para a execução das pesquisas e dos desenvolvimentos.

Agradeço a todos os meus familiares pela paciência e compreensão da minha ausência. Em especial, agradeço ao meu pai, Carlos Alberto, pela revisão do manuscrito, a minha irmã, Fabianne, pela ajuda na impressão, e a minha mãe, Ivanise, e aos meus sogros, José Paschoal e Sandra, pelo apoio e incentivo durante a execução deste trabalho.

RESUMO

A tendência crescente na geração de harmônicos nos sistemas elétricos de potência tem ganhado atenção especial no planejamento das redes de transporte de energia elétrica, uma vez que os crescimentos observados acontecem em regiões que antes não representavam qualquer tipo de preocupação. Um dos principais fatores que contribuíram para esse novo contexto é a característica distribuída da geração de harmônicos. Devido a essa nova realidade, métodos mais aprimorados para avaliação de desempenho e modelos mais precisos para a representação de equipamentos tornaram-se necessários.

Sendo assim, a pesquisa realizada para a elaboração da presente tese fundamentou a sua investigação em três tópicos com o intuito de fornecer contribuições que permitissem uma avaliação mais precisa das redes elétricas, proporcionando, assim, resultados mais aderentes com a realidade existente:

- Modelagem Agregada de Carga;
- Equivalentes de Redes;
- Estimação de Estados das Distorções Harmônicas.

Através das contribuições feitas nesses tópicos, torna-se possível a consideração de aspectos que antes eram ignorados na avaliação harmônica das redes de transporte de energia elétrica e, assim, permite-se uma verificação precisa dos impactos da característica distribuída da geração de harmônicos nos sistemas elétricos de potência.

ABSTRACT

The growing rate of harmonic generation present in the electric power systems has gained special attention in the planning process of power networks. The major factor that contributed for this new context is the increasing harmonic generation observed in regions that did not use to represent any concern in the past. One of the main causes for this new trend is the distributed characteristic of the harmonic generation. In this new environment, sophisticated methods and models have become necessary, in order to precisely represent the electric elements behaviour and to accurately evaluate the systems performance.

As a result, the research work presented in this thesis focused in three different topics, in order to provide contributions that would lead to a more accurate performance evaluation of the power networks and that would provide results closer to the values found in the field:

- Aggregate Load Modeling;
- Network Equivalents;
- Harmonic State Estimation.

These contributions would allow the consideration of aspects that normally are ignored in the harmonic assessment of power systems. Consequently, the evaluation of the impacts caused by the distributed generation of harmonics becomes more accurate.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Impacto da geração de harmônicos nos sistemas elétricos de potência.....	2
1.2 A característica distribuída da geração de harmônicos.....	4
1.3 Alguns problemas comuns na avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência	10
1.4 Descrição da pesquisa realizada	14
1.5 A modelagem de carga agregada	16
1.6 Equivalentes de rede.....	17
1.7 Estimação de estado das distorções harmônicas	18
1.8 Organização do trabalho	18
1.9 Publicações.....	20
CAPÍTULO 2 - MODELAGEM DE CARGA AGREGADA	22
2.1 Modelagem por fontes de corrente	25
2.2 Modelagem por circuitos equivalentes de norton	31
2.3 Modelagem por circuitos equivalentes de norton harmonicamente acoplados	34
2.4 Impacto da modelagem por circuitos equivalentes de norton no cálculo do fluxo de carga harmônico.....	39
2.5 Contribuição do presente capítulo.....	41
2.5.1 Obtenção dos circuitos equivalentes de norton harmonicamente acoplados	44
2.5.2 Obtenção dos circuitos equivalentes de norton harmonicamente acoplados a partir de medições reais	47
2.6 Resultados	52
2.6.1 Exemplo Teórico.....	52
2.6.2 Medições Reais	60
2.7 Conclusões	75
CAPÍTULO 3 - EQUIVALENTES DE REDE.....	77
3.1 Algoritmos Evolutivos.....	88

3.2 Os algoritmos evolutivos aplicados ao problema de estimação de funções racionais.....	90
3.2.1 Codificação da solução.....	93
3.2.2 Função-Objetivo – avaliação das alternativas de solução	95
3.2.3 População Inicial.....	96
3.2.4 Reprodução	96
3.2.5 Recombinação.....	97
3.2.6 Mutação.....	98
3.3 Resultados	99
3.3.1 Codificação por polos reais	100
3.3.2 Codificação por polos complexos	101
3.3.3 Codificação por polos reais e complexos	105
3.3.4 Garantia da Passividade.....	111
3.4 Conclusões	118
CAPÍTULO 4 - ESTIMAÇÃO DE ESTADO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS ...	120
4.1 Metodologia.....	126
4.1.1 Configuração do sistema de monitoração: vetor alocação	126
4.1.2 Influência da topologia.....	128
4.1.3 Avaliação da observabilidade	135
4.1.4 Alocação ótima de medidores.....	137
4.2 Resultados	146
4.2.1 Rede IEEE 14 barras – “Branch-and-Bound”	146
4.2.2 Rede IEEE 30 barras – Algoritmos Genéticos.....	151
4.2.3 Alimentador real.....	160
4.3 Conclusões	163
CAPÍTULO 5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	165
5.1 Modelagem agregada de carga	166
5.2 Equivalentes de rede.....	167
5.3 Estimação de estados das distorções harmônicas	168
5.4 Trabalhos futuros	168
BIBLIOGRAFIA	170
ANEXO 1.....	180

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma discussão sobre a atual realidade da geração de harmônicos nos sistemas elétricos de potência. Nesse novo contexto, o impacto da característica distribuída das cargas produtoras de harmônicos na avaliação do desempenho das redes de transporte de energia elétrica é destacado, mostrando que abordagens tradicionais podem não refletir a condição encontrada na realidade.

As razões que motivaram a elaboração do trabalho são explicitadas, bem como a breve descrição das contribuições realizadas. Também é apresentada a forma pela qual o trabalho foi organizado, descrevendo a finalidade de cada capítulo. Ao final, estão listadas as publicações originadas ao longo do desenvolvimento do trabalho.

As redes de transporte de energia elétrica são projetadas para permitir o fornecimento de energia dentro de certos padrões de forma de onda. Esses padrões são fixados para garantir que o produto fornecido pelas empresas responsáveis tenha uma qualidade satisfatória. Dessa maneira, os consumidores podem se beneficiar de uma energia livre de perturbações, que alimenta adequadamente as suas cargas e garante o correto funcionamento das mesmas.

Dentre as perturbações que podem vir a prejudicar o fornecimento de energia elétrica, as distorções harmônicas constituem uma preocupação importante tanto na fase do projeto como na fase do gerenciamento da operação das redes de transporte de energia elétrica, devido aos impactos que as mesmas podem causar nos equipamentos elétricos.

1.1 IMPACTO DA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A presença de distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência pode ser extremamente prejudicial para o funcionamento adequado dos equipamentos elétricos. Elas podem afetar a operação normal tanto de equipamentos diretamente conectados às redes de transporte de energia elétrica, como daqueles não conectados diretamente. Dentre os efeitos comuns da presença de distorções harmônicas nos sistemas elétricos de potência, pode-se destacar:

➤ *Falha de cargas eletrônicas [12]:*

Cargas eletrônicas são sensíveis à forma de onda da tensão de suprimento. Muitas vezes o seu formato senoidal é levado em consideração para a elaboração do controle do funcionamento das cargas eletrônicas, merecendo destaque especial, o instante em que a magnitude da forma de onda torna-se nula. Um conteúdo harmônico excessivo na forma de onda da tensão de suprimento pode alterar o instante em que a magnitude da mesma torna-se nula, ocasionando o mau funcionamento desse tipo equipamento.

➤ *Interferência telefônica [12]:*

Exemplifica o impacto prejudicial que a presença de distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência pode ocasionar em equipamentos elétricos não conectados diretamente aos mesmos. Devido ao acoplamento magnético existente entre as redes de transporte de energia elétrica e as redes de telefonia, quando a proximidade entre esses dois sistemas é considerável; o conteúdo harmônico de alta frequência das correntes distorcidas que percorrem as redes elétricas de potência podem induzir níveis de distorção significativos nas linhas telefônicas, perturbando a transmissão do sinal de comunicação.

➤ *Aumento do aquecimento dos equipamentos elétricos [29]:*

De uma maneira geral, a presença de distorções harmônicas nos sistemas elétricos de potência aumenta o aquecimento nos equipamentos elétricos conectados aos sistemas elétricos de potência. As distorções harmônicas de corrente tendem a aumentar a corrente eficaz nos condutores, aumentando a dissipação de energia nos mesmos, e consequentemente, limitando as suas capacidades de carregamento. As distorções harmônicas de tensão aumentam o aquecimento dos transformadores, devido ao acréscimo da parcela harmônica na corrente de magnetização, reduzindo a vida útil dos mesmos.

➤ *Ressonância [12]:*

O fluxo das correntes harmônicas pelas redes elétricas de potência pode ocasionar a ressonância entre os elementos indutivos (transformadores, motores e linhas) e capacitivos (cabos e bancos de capacitores) presentes nas redes elétricas. Consequentemente, as distorções harmônicas podem ser demasiadamente amplificadas em determinadas faixas de frequência, danificando os equipamentos conectados. O aumento da impedância equivalente em determinados pontos do sistema (ressonância paralela), pode levar a níveis de tensão muito elevados. Já a redução da impedância equivalente em determinados pontos do sistema (ressonância série), pode levar a níveis de corrente muito elevados.

➤ *Falha no dielétrico de cabos [12]:*

As variações de alta frequência comumente presentes nas distorções harmônicas podem ocasionar fadiga do elemento dielétrico presente nos cabos utilizados para no transporte energia elétrica, danificando os mesmos.

1.2 A CARACTERÍSTICA DISTRIBUÍDA DA GERAÇÃO DE HARMÔNICOS

No passado, a preocupação com a injeção de distorções harmônicas nas redes de transporte de energia elétrica era praticamente restrita aos grandes consumidores industriais, especialmente aqueles de plantas eletroquímicas e eletrometalúrgicas. Devido às elevadas potências envolvidas nos processos causadores das perturbações, os métodos de mitigação eram normalmente dimensionados considerando o aspecto localizado da geração de harmônicos, ignorando qualquer contribuição por parte do sistema onde a carga produtora de harmônicos estivesse conectada.

Atualmente, a situação dos sistemas elétricos de potência passou por alterações significativas. Com os avanços da indústria eletrônica, os fabricantes dos equipamentos elétricos aumentaram a complexidade das cargas elétricas através do uso de componentes eletrônicos. Dessa maneira, os componentes semicondutores tornaram-se presentes em praticamente todos os tipos de equipamentos elétricos.

Por um lado, tais componentes foram responsáveis por aprimorar o controle sobre o funcionamento dos equipamentos elétricos, melhorando o seu desempenho (em termos de eficiência energética) e adicionando funcionalidades que permitiram o aumento da sensação de conforto/satisfação por parte dos consumidores de energia elétrica.

Por outro lado, o aumento dessa complexidade transformou esses equipamentos em fontes produtoras de distorções harmônicas, pois o uso de componentes semicondutores na alimentação de equipamentos elétricos tem, como uma de suas principais consequências, a deformação da forma de onda da corrente suprida pelo sistema, contribuindo para que a forma de onda da tensão de suprimento também deixe de ser senoidal.

A utilização de eletrodomésticos modernos pode ser apontada como um dos fatores responsáveis por transformar um consumidor residencial em uma carga produtora de harmônicos. Enquanto que a massiva utilização de computadores

peçoais e lâmpadas fluorescentes de descarga podem ser apontadas os principais fatores por transformar um consumidor comercial em uma carga produtora de harmônicos. Sendo assim, consumidores residenciais e comerciais tornaram-se, também, cargas produtoras de harmônicos.

A geração de distorções harmônicas nesse novo contexto apresenta, então, uma particularidade diferente daquelas observadas nas cargas industriais do passado. No caso dos consumidores residenciais e comerciais modernos, a geração de harmônicos tornou-se distribuída ao longo das redes de transporte de energia elétrica. Essa nova característica não se restringe apenas aos consumidores residenciais e comerciais. Os consumidores industriais modernos de pequeno porte também contribuem para a geração distribuída de harmônicos, devido à proliferação na utilização de inversores de frequência.

Se comparada de forma individual, a geração de distorção harmônica por um consumidor residencial, comercial ou industrial moderno é infinitamente menor que a de um grande consumidor industrial do passado. Devido à elevada injeção de perturbações por grandes consumidores industriais, a conexão desses aos sistemas elétricos de potência sempre foi cercada de maior atenção, e, normalmente, as ações de mitigação eram levadas em conta desde o início da concepção do projeto da instalação.

Tal atitude já não se repete no contexto da geração distribuída de harmônicos, uma vez que, individualmente, as injeções de distorção por parte dos consumidores residenciais e comerciais não constituíam uma preocupação para os planejadores de rede. Dessa forma, os impactos causados pela injeção dessas perturbações podem tornar-se mais significativos que aqueles causados pelas grandes cargas produtoras de harmônicos, pois as redes de transporte de energia elétrica não são, normalmente, projetadas para enfrentar essa nova realidade. Além disso, devido à perda da característica localizada das injeções de distorções harmônicas, o dimensionamento de ações mitigadoras tornou-se uma atividade extremamente complexa.

No caso das grandes cargas produtoras de harmônicos, o dimensionamento de ações mitigadoras é uma atividade muito mais simples. Dado que a fonte produtora de harmônica é bem localizada; parte considerável do sistema elétrico de potência pode ser ignorada, sendo representada por um equivalente conectado no ponto de acoplamento comum (PAC) entre a carga produtora de harmônicos e o sistema elétrico de potência. A princípio, a impedância do equivalente corresponderia à parcela linear da carga, enquanto que a parcela não linear seria representada por fontes de correntes. Dessa forma, as ações mitigadoras consistem, basicamente, no dimensionamento de filtros que impedem completamente ou parcialmente que as distorções se propagem para o sistema. A Figura 1 ilustra o circuito elétrico utilizado no dimensionamento das ações mitigadoras para as grandes cargas produtoras de harmônicos.

Figura 1 – Circuito utilizado no dimensionamento de ações mitigadoras para grandes produtores de harmônicos

No caso de uma filtragem parcial, procura-se garantir que a corrente distorcida que se propaga para o sistema elétrico de potência seja suficientemente pequena, de modo que a tensão na barra do PAC não sofra distorções além dos limites estabelecidos pelas normas técnicas vigentes.

No contexto da geração distribuída de harmônicos essa abordagem não pode ser aplicada. De forma simplificada, o motivo básico para esse impedimento seria a impossibilidade da instalação de filtros nos pontos de acoplamento de todas as cargas geradoras de harmônicos. Apesar do aspecto financeiro (a instalação de filtros nos pontos de acoplamento de todas as cargas geradoras de harmônicos seria demasiadamente oneroso), o aspecto técnico constituiria a principal barreira. A instalação de apenas um filtro em um determinado ponto do sistema pode ser suficiente para alterar toda a propagação de harmônicos pelo sistema de potência, conforme ilustrado na Figura 2. Dessa forma, um filtro inicialmente dimensionado para mitigar a perturbação injetada pela carga conectada na Barra #5 poderia influenciar todo o fluxo de harmônicos, drenando as correntes injetadas pelas outras cargas poluidoras e, fatalmente, levando a consequências que não eram as esperadas durante a fase de projeto da ação mitigadora. Esse aspecto dificultaria significativamente o dimensionamento de filtros, pois faz com que seja necessário considerar as perturbações injetadas pelas demais cargas conectadas no mesmo sistema.

Figura 2 – Impacto da instalação de um filtro

Sendo assim, a característica distribuída da geração de harmônicos encontrada atualmente nas redes de transporte de energia elétrica faz com que as suposições comumente realizadas para a avaliação do nível das distorções harmônicas e para a elaboração das ações de mitigação não sejam mais válidas. Tal

aspecto pode justificar a comum divergência encontrada entre os resultados obtidos por simulações baseadas na abordagem tradicional de modelagem dos sistemas elétricos de potência e os valores encontrados na realidade.

Essa divergência foi observada primeiramente por [21] e [26]. Nesses trabalhos os autores verificaram que o comportamento das cargas produtoras de harmônicos sofria influência das injeções de outras cargas produtoras de harmônicos. Basicamente, a injeção de correntes distorcidas por uma determinada carga produtora de harmônicos sofreria alterações devido às deformações da forma de onda da sua tensão de alimentação, a qual, por sua vez, é causada pela interação das injeções de correntes distorcidas por outras cargas produtoras de harmônicos com a impedância dos trechos da rede elétrica.

Em uma abordagem inicial, esses autores tentaram quantificar a influência das demais cargas produtoras de harmônicos no comportamento de uma carga produtora de harmônicos através de dois indicadores, denominados de: *efeito da atenuação* e *efeito da diversidade*.

O *efeito da atenuação* tenta descrever como as distorções produzidas pelas demais cargas produtoras de harmônicos afetam a magnitude da distorção produzida por uma determinada carga produtora de harmônicos. Ele pode ser definido através da equação (1):

$$EA_{h,N} = \frac{|\dot{I}_{h,N}|}{N \times |\dot{I}_{h,1}|} \quad (1)$$

Onde:

- $\dot{I}_{h,N}$: Fasor da corrente resultante de ordem h quando N cargas produtoras de harmônicos estão em operação;
- $\dot{I}_{h,1}$: Fasor da corrente de ordem h quando uma carga produtora de harmônicos está em operação.

Já o *efeito da diversidade* tenta descrever como as distorções produzidas pelas demais cargas produtoras de harmônicos afetam o ângulo de fase da distorção produzida por uma determinada carga produtora de harmônicos. Ele pode ser definido através da equação (2):

$$ED_{h,N} = \frac{|\sum_{i=1}^N \dot{I}_h^i|}{\sum_{i=1}^N |\dot{I}_h^i|} \quad (2)$$

Onde:

- $\dot{I}_h^i$: Fasor da corrente de ordem h injetada pela i -ésima carga produtora de harmônicos.

Com base nesses novos indicadores, diversos outros trabalhos tentam aprimorar a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência ([27], [53], [65], [71] e [74]). Em [65], por exemplo, os autores estendem a aplicabilidade desses novos indicadores para sistemas compostos fundamentalmente pelas cargas residenciais. A dificuldade dessa abordagem, no entanto está na necessidade de caracterizar os diversos equipamentos produtores de harmônicos, bem como a influência de cada um deles nos comportamento dos demais. Tal abordagem necessitaria de um esforço experimental excessivo, devido ao elevadíssimo número de combinações possíveis, inviabilizando a aplicação desses procedimentos pelas empresas concessionárias de energia elétrica.

Em [73] os autores avaliam o funcionamento de determinadas cargas harmônicas através de uma abordagem diferente daquelas apresentadas nos artigos anteriores. Eles verificam que os comportamentos das mesmas tendem a se assemelhar com de fontes de corrente ou com fontes de tensão, de acordo com a resposta de alguns equipamentos frente às perturbações presentes nas redes de distribuição.

Em [63] e [76], os autores utilizam uma característica de distorção harmônica total para descrever o comportamento das cargas produtoras de harmônicos durante a execução de fluxo de potência harmônico. Tal característica

faz com que os resultados convirjam para valores diferentes daqueles obtidos com as tradicionais modelagens baseadas em fontes de corrente, aproximando os resultados obtidos através de simulações dos valores encontrados na prática.

Com a percepção de que uma carga produtora de harmônicos pode influenciar o funcionamento das demais e devido à falta de consenso na representação das cargas produtoras de harmônicos, fica evidente a necessidade e o esforço para aprimorar os modelos e os métodos utilizados na avaliação de desempenho das redes de transporte de energia elétrica, a fim de tornar a simulação das mesmas mais precisa e permitir que os resultados obtidos estejam mais aderentes com os valores encontrados em campo.

De fato, no caso da utilização de técnicas baseadas no domínio do tempo, tais aspectos não seriam relevantes, uma vez que os modelos utilizados para representar os comportamentos dos elementos dos sistemas elétricos de potência são mais detalhados que aqueles utilizados através das técnicas de domínio da frequência, fazendo com que suas respostas sejam mais fiéis ao comportamento real dos mesmos [32]. No entanto, esse alto grau de detalhamento inviabiliza a utilização de técnicas de domínio do tempo para a análise de redes elétricas reais de grande porte, devido ao excessivo peso computacional necessário em simulações para a análise do desempenho de redes elétricas. Logo, a utilização de técnicas baseadas no domínio da frequência ainda se faz extremamente necessária, e uma melhor representação do comportamento das cargas não lineares estreitaria as diferenças encontradas entre os resultados obtidos através das técnicas de modelagem tradicionais e aqueles obtidos através de simulações baseadas no domínio do tempo.

1.3 ALGUNS PROBLEMAS COMUNS NA AVALIAÇÃO HARMÔNICA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Nesta seção é apresentado um exemplo que ilustra diversos problemas normalmente encontrados na avaliação harmônica dos sistemas elétricos de

potência. Em [89] os autores investigaram os impactos da adoção generalizada de lâmpadas compactas fluorescentes, em termos de níveis de distorção harmônica e perdas técnicas. Sendo assim, os autores recorreram a um conjunto de fontes de corrente para modelar a injeção harmônica feita pelo provável conjunto de lâmpadas compactas presentes em uma residência típica.

Nessa abordagem, as fontes de corrente foram utilizadas para compor cada circuito equivalente de Norton referente a uma determinada ordem harmônica. Logo, em cada simulação executada, os parâmetros das fontes de corrente utilizadas em cada equivalente de Norton estavam em concordância com o espectro harmônico de cada um dos tipos de lâmpada compacta em avaliação. A admitância utilizada em cada equivalente de Norton correspondia a uma aproximação da quantidade de carga linear presente na residência típica considerada no estudo. Portanto, os valores das admitâncias para cada ordem harmônica não sofriam alteração da avaliação de um determinado tipo de lâmpada para a avaliação de outro tipo de lâmpada compacta.

Sendo assim, a fim de construir o modelo equivalente de um transformador de distribuição típico, modelos equivalentes para a residência típica foram simplesmente combinados, proporcionalmente à quantidade de residências tipicamente supridas por um transformador de distribuição. E, a fim de construir o modelo equivalente de um alimentador de distribuição típico, diversos modelos equivalentes para o transformador de distribuição típico foram simplesmente combinados, proporcionalmente à quantidade de transformadores tipicamente alimentados por um alimentador. Esse processo de combinação de modelos equivalentes continuou a ser executado, até que todas as subestações do sistema em avaliação fossem representadas. A Figura 3 ilustra a abordagem executada em [89].

A utilidade dos resultados obtidos por tal estudo é, no entanto, limitada. Tais resultados fornecem apenas uma noção sobre o impacto causado pela substituição de lâmpadas comuns por diferentes tipos de lâmpadas compactas. As simplificações feitas não permitem estimar precisamente o impacto de uma carga harmônica agregada em particular no desempenho do sistema elétrico de potência.

Figura 3 – Abordagem utilizada em [89] para avaliar o impacto de cargas harmônicas agregadas em todo um sistema elétrico de potência (Figura extraída de [89])

Um dos principais problemas com o estudo realizado em [89] refere-se ao valor da admitância dos equivalentes de Norton utilizados para representar as cargas harmônicas agregadas. Como apenas a quantidade de carga linear da residência típica foi utilizada para representar o valor da admitância do equivalente de Norton, as correntes harmônicas injetadas na rede elétrica seriam provavelmente diferentes daquelas que seriam injetadas caso um modelo mais detalhado para as lâmpadas compactas fluorescentes fosse utilizado. Tais diferenças seriam devidas a

não dependência entre a injeção de correntes distorcidas e a forma de onda de tensão no ponto de acoplamento das cargas agregadas.

De acordo com [90] e [95], as lâmpadas compactas fluorescentes também podem ser modeladas através de equivalentes de Norton. Nesse caso, a combinação em paralelo da admitância do modelo representativo das lâmpadas compactas com a admitância das cargas lineares resultaria em um valor de admitância diferente para o equivalente de Norton. Essa diferença no valor da admitância resultante seria responsável por alterar os valores das correntes harmônicas injetadas na rede elétrica pelas cargas harmônicas agregadas. Logo, no caso das correntes harmônicas injetadas serem maiores que as calculadas em [89], os valores das perdas técnicas seriam subestimados; no caso das correntes harmônicas injetadas serem menores que as calculadas em [89], os níveis de distorção harmônica calculados tenderiam a serem inferiores aos de fato verificados no sistema.

Além disso, em [89], os autores não levaram em consideração na sua modelagem o aspecto aleatório das cargas presentes nos sistemas elétricos de potência. A consideração desse aspecto na avaliação de redes de transporte de energia elétrica reais é bastante importante, uma vez que os sistemas elétricos de potência são projetados de acordo com limites probabilísticos. A norma IEEE 519 ([12]) e a norma IEC 1000-3 ([28]) ilustram os aspectos probabilísticos sobre os limites de distorção harmônica que são comumente aceitos no setor elétrico. Em outras palavras, uma abordagem unicamente determinística sobre o comportamento dos sistemas elétricos de potência não é completamente útil, dado que, a condição do sistema a ser considerada através de tal abordagem, pode corresponder a uma condição improvável ou muito pouco recorrente. Considerando o aspecto probabilístico do comportamento da carga, é possível definir uma probabilidade de ocorrência para cada condição do sistema, e, assim, avaliar satisfatoriamente o desempenho do mesmo.

Na realidade, é muito difícil quantificar a importância dos aspectos comentados nesta seção no estudo realizado pelos autores de [89], enquanto estudos que consideram uma modelagem mais detalhada do comportamento da

carga ainda não foram considerados em análise semelhante. No entanto, mesmo que os valores alcançados pelos autores de [89] estejam próximos daqueles obtidos através de uma modelagem mais detalhada, o esforço em utilizar um modelo mais complexo para representar o comportamento de cargas harmônicas agregadas constituiria uma contribuição significativa para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência. Do ponto de vista do sistema, pequenas diferenças na contabilização da energia perdida em toda uma rede elétrica e o número de barras afetadas por níveis inaceitáveis de distorção harmônica corresponderiam a uma receita substancial e poderiam ser decisivos para a postergação de ações de mitigação.

1.4 DESCRIÇÃO DA PESQUISA REALIZADA

Diversos trabalhos identificaram uma tendência crescente das injeções distribuídas de distorção harmônica ao longo das redes elétricas de transporte de energia elétrica ([11], [14], [22], [23] e [43]). Essa condição tem ganhado destaque ainda maior, pois, atualmente, entre os crescimentos observados que chamam a atenção, estão aqueles que aconteceram em regiões que antes não representavam qualquer tipo de preocupação aos planejadores de redes elétricas de potência, como as regiões residenciais ([73] e [87]).

Dessa forma, esta tendência crescente na geração de harmônicos nos sistemas elétricos de potência representa uma preocupação para o planejamento das redes das empresas de fornecimento de energia elétrica, uma vez que o mesmo deverá estar apto a prever as injeções de distorção harmônica por essas cargas poluidoras, a fim de averiguar se as redes elétricas existentes serão capazes de acomodar tais perturbações dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores ([100] e [101]) e pelas normas internacionais ([12] e [28]).

Sendo assim, métodos mais aprimorados para avaliação de desempenho das redes elétricas e modelos mais precisos para a representação dos componentes dos sistemas elétricos de potência tornam-se necessários, de maneira a permitir averiguar a dimensão do impacto coletivo das cargas produtoras de harmônicos no desempenho dos sistemas elétricos de potência. Estes novos métodos e modelos

devem permitir a averiguação de como os níveis de perturbação nas redes elétricas variam de acordo com o período do dia e de acordo com a posição geográfica, independentemente da tecnologia eletrônica utilizada nos equipamentos conectados às redes de transporte de energia elétrica.

Seguindo essa orientação, o trabalho executado na presente tese tenta contribuir para aprimorar a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência nesse sentido. Três tópicos distintos são abordados:

- *Modelagem Agregada de Carga;*
- *Equivalentes de Rede;*
- *Estimação de Estado das Distorções Harmônicas.*

Tanto o tópico referente à *Modelagem de Agregada de Carga* quanto o referente aos *Equivalentes de Rede* procuram aprimorar a representação das redes de transporte de energia elétrica, adequando os comportamentos dos seus elementos a realidade das fontes distribuídas de harmônicos e, assim, tornando as simulações dos fluxos de harmônicos mais aderentes com a realidade. Por um lado, através da *Modelagem de Agregada de Carga*, fez-se com que as injeções de harmônicos se tornassem dependentes das respostas das redes elétricas, inserindo o relacionamento sistêmico existente entre fonte e carga na representação das redes elétricas. Por outro, através da modelagem mais detalhada das impedâncias equivalentes feita no tópico dos *Equivalentes de Redes*, buscou-se o aprimoramento da propagação das perturbações pelas redes de transporte.

Já no tópico referente à *Estimação de Estado das Distorções Harmônicas*, procurou-se mostrar como as variáveis de estado harmônicas podem ser determinadas com precisão considerável. Tal tópico torna-se ainda mais relevante na realidade atual, devido aos crescentes índices de distorção encontrados nas redes elétricas. Nesse contexto, a tendência natural seria determinar os atores responsáveis por cada parcela de injeção de perturbação. Com a determinação dos responsáveis pelas injeções de perturbação nas redes de transporte de energia elétrica, permite-se a formação de mecanismos que incentivem a mitigação individual ou que pelo menos remunerem as empresas concessionárias pelos

reforços nas redes elétricas, os quais podem ser necessários com injeção distribuída de harmônicos.

Em cada um desses tópicos, as limitações comumente encontradas, bem como as consequências negativas das mesmas, são destacadas. Contribuições que permitam contornar as dificuldades impostas por essas limitações são apresentadas, aprimorando as avaliações das redes de transporte de energia elétrica e tornando os seus resultados mais aderentes com a realidade.

1.5 A MODELAGEM DE CARGA AGREGADA

A Modelagem de Carga Agregada é um tópico comumente negligenciado na avaliação harmônica das redes de transporte de energia elétrica. Normalmente, as pesquisas relacionadas com esse tópico se restringem a descrição estatística do comportamento individual de alguns equipamentos produtores de harmônicos. No entanto, essa abordagem não permite uma generalização para a modelagem agregada da carga, dificultando a sua aplicação na avaliação de todo o sistema de uma concessionária de energia elétrica.

Além disso, habitualmente, os comportamentos desses equipamentos são representados de maneira inadequada através da aplicação de fontes de corrente em simulações de fluxo de potência harmônico. Esses modelos são demasiadamente simplificados, pois partem do pressuposto de que as injeções de perturbação independem da tensão no ponto de acoplamento, ou seja, a determinação das injeções não leva em consideração a resposta do sistema.

A contribuição proposta nesta tese visa contornar essas limitações e dificuldades. Inicialmente, é evidenciada a falta de consenso sobre esse assunto, devido às mais diferentes abordagens que já foram utilizadas. Uma representação alternativa, através de circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados é detalhada, de maneira a tornar claros os motivos que fazem dessa abordagem a mais promissora para a representação dos comportamentos das cargas produtoras de harmônicos.

Também é introduzida uma metodologia que permite a obtenção dos modelos das cargas produtoras de harmônicos a partir de medições reais. Dessa maneira, permite-se que as concessionárias de energia caracterizem os comportamentos harmônicos de seus consumidores em um processo similar ao de caracterização de consumo de energia elétrica.

1.6 EQUIVALENTES DE REDE

A modelagem de equivalentes de rede também é um tópico comumente ignorado na avaliação harmônica das redes de transporte de energia elétrica. Muitas vezes, na simulação de fluxos de potência harmônicos, os autores se limitam a utilização do valor na frequência fundamental para a impedância do equivalente que representa todo o sistema que está por trás do ponto de acoplamento da rede em estudo. Nesses casos, apenas a parte imaginária de tal impedância é atualizada, conforme a ordem harmônica considerada na simulação, fazendo com que a mesma assuma um comportamento linear ao longo da frequência. Dessa forma, os autores ignoram que muitas vezes tal impedância possui um comportamento especial, dependente da composição do sistema, e, assim, único para cada ponto de acoplamento.

A explicação mais provável para tal abordagem recai na dificuldade em incorporar esse comportamento especial da impedância do equivalente na montagem da matriz de admitâncias feita pelos algoritmos tradicionalmente utilizados em programas de fluxo de potência. No entanto, essa impedância pode sofrer alterações significativas com a frequência e a consideração precisa de tais valores torna-se fundamental para a avaliação harmônica dos sistemas de potência, pois os mesmos podem influenciar significativamente a propagação das distorções.

Nesta tese, a contribuição referente a este tópico está relacionada com a sintetização do comportamento especial das impedâncias dos equivalentes através de funções racionais. Tais funções podem ser representadas por circuitos passivos, compostos unicamente por elementos resistivos, indutivos e capacitivos, os quais podem ser diretamente considerados pelos programas tradicionais de fluxo de potência. Dessa forma, permite-se uma representação mais fiel dos equivalentes de

rede, possibilitando a execução de simulações mais aderentes com a realidade das redes de transporte de energia elétrica.

1.7 ESTIMAÇÃO DE ESTADO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

A estimação de estados das distorções harmônicas permite que os planejadores dos sistemas elétricos de potência tenham conhecimento dos níveis de distorção de harmônica ao longo das redes de transporte de energia elétrica, a partir de algumas medições. Normalmente, a estimação de estados é executada através de técnicas de aproximação, as quais introduzem erros nos resultados obtidos.

Nesta tese a estimação de estados baseada na análise topológica dos sistemas é discutida, uma vez que a mesma não introduz erros no processo de estimação. Através dessa abordagem, os erros da estimação são apenas aqueles presentes nas medições e na caracterização das impedâncias dos trechos das redes elétricas, os quais também estão presentes nos processos de estimação baseados em técnicas de aproximação.

É introduzida a forma pela qual a estimação de estados baseada na análise topológica pode ser aplicada em redes reais, considerando as restrições comumente encontradas na prática. Também é apresentada a forma de seleção dos locais de medição, a fim de permitir a estimação precisa de distorções harmônicas.

1.8 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho desenvolvido para apresentação desta tese foi organizado em cinco capítulos. Os escopos de cada um dos capítulos são descritos a seguir:

- Capítulo 1 – Introdução:

Este capítulo procura ressaltar a relevância de cada tema tratado no trabalho em questão, considerando o contexto atual dos sistemas elétricos de

potência, e identificando a contribuição que cada um é capaz de fornecer para a avaliação precisa do desempenho das redes de transporte de energia elétrica.

- Capítulo 2 – Modelagem de carga agregada:

Neste capítulo foram discutidas as abordagens comumente aplicadas para a modelagem de carga harmônica agregada. As limitações e desvantagens de cada uma são identificadas. A abordagem com melhor condição para a representação precisa do comportamento das cargas agregadas produtoras de harmônicos é destacada, e uma forma simples pela qual o modelo pode ser derivado a partir de medições reais é apresentada. Inicialmente, simulações com dados fictícios indicam a vantagem da utilização dessa abordagem diante dos modelos comumente utilizados. Uma discussão sobre o impacto dessa nova abordagem na execução do fluxo de potência harmônico também é apresentada. Posteriormente, as modelagens estudadas são aplicadas em dados obtidos através de medições de transformadores de distribuição reais. Os modelos obtidos são utilizados para comparar os impactos de cada abordagem para modelagem de carga harmônica agregada na avaliação de desempenho do alimentador em que as mesmas estão conectadas.

- Capítulo 3 – Equivalentes de rede:

O capítulo em questão discute a importância da modelagem dos equivalentes de rede para a análise harmônica de redes de transporte de energia elétrica. As técnicas comumente utilizadas são discutidas e uma nova abordagem baseada em Algoritmos Evolutivos é apresentada. Três alternativas para a codificação das alternativas de solução são apresentadas. Os resultados obtidos com a aplicação dessa nova abordagem são comparados com aqueles obtidos através da utilização de uma técnica normalmente utilizada para a mesma finalidade. Ao final, ainda é apresentado um caso para o qual a nova abordagem é capaz de determinar um equivalente passivo, enquanto que a abordagem tradicional não.

- Capítulo 4 – Estimação de estado das distorções harmônicas:

Aqui são discutidos os métodos de estimação de estados utilizados para determinar as distorções harmônicas em redes de transporte de energia elétrica. Através dessa discussão, verifica-se que o método baseado na avaliação da topologia de redes é aquele com maior precisão dos resultados, uma vez que o seu processo de estimação não é baseado em técnicas de aproximação para a solução de sistemas lineares. Dessa forma, essa metodologia é analisada e sua aplicação é estendida para o caso de redes reais, através de considerações mais aderentes com as situações encontradas na prática.

A evolução natural do tópico de estimação de estados, a alocação de medidores, também é avaliada nesse capítulo. As limitações originalmente existentes para a determinação dos sistemas de monitoração para redes reais são identificadas através da sua aplicação na rede IEEE 14 barras. Essas limitações são transpostas através da utilização de Algoritmos Genéticos para a determinação da configuração do sistema de monitoração. A metodologia é aplicada na rede IEEE 30 barras. Para ambos os sistemas, a eficiência do processo de estimação é aferida através da comparação com simulações no domínio do tempo. Por fim, a metodologia é aplicada em um alimentador real, com o intuito de ilustrar como os Algoritmos Genéticos possibilitaram a transposição das dificuldades oriundas da aplicação da abordagem topológica da estimação de estados em redes reais.

- Capítulo 5 - Conclusões:

Este capítulo resume as principais conclusões de cada um dos temas tratados ao longo do trabalho. As contribuições também são ressaltadas, bem como as potencialidades da aplicação de cada um dos novos aspectos na avaliação de desempenho das redes de transporte de energia elétrica. Algumas possibilidades para continuidade natural do trabalho de investigação também são destacadas.

1.9 PUBLICAÇÕES

Abaixo são listadas as publicações que foram geradas a partir do trabalho desenvolvido para a elaboração desta tese:

- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “Harmonic Coupled Norton Equivalent Model for Modeling Aggregate Harmonic-Producing Loads”. The 14th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power – ICHQP. Bergamo, Itália, 26 a 29 de Setembro de 2010.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “A Novel Technique for Modeling Aggregated Harmonic-Producing Loads”. 21st International Conference on Electricity Distribution - CIRED. Frankfurt, Alemanha. 6 a 9 de Junho de 2011.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “An Evolutionary Algorithm Based Technique to Determine Rational Approximation of Frequency Domain Responses”. 21st International Conference on Electricity Distribution - CIRED. Frankfurt, Alemanha. 6 a 9 de Junho de 2011.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “Harmonic State Estimation through Optimal Power Quality Monitoring”. 21st International Conference on Electricity Distribution - CIRED. Frankfurt, Alemanha. 6 a 9 de Junho de 2011.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “Aplicação de Algoritmos Evolutivos para Determinação da Resposta em Frequência de Redes Elétricas”. IX Conferência sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE. Cuiabá, Brasil. 31 a 3 de Agosto de 2011.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “Estimação de Estado Harmônica através de Monitoração Ótima da Qualidade de Energia”. IX Conferência sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE. Cuiabá, Brasil. 31 a 3 de Agosto de 2011.
- Carlos F. M. Almeida, Nelson Kagan: “Modelagem de Carga Harmônica Agregada por Circuitos Equivalentes de Norton Acoplados”. IX Conferência sobre Qualidade de Energia Elétrica - CBQEE. Cuiabá, Brasil. 31 a 3 de Agosto de 2011.

CAPÍTULO 2

MODELAGEM DE CARGA AGREGADA

Neste capítulo é apresentada uma nova abordagem para a modelagem de cargas harmônicas agregadas, a fim de permitir a avaliação mais precisa do desempenho das redes reais de transporte de energia elétrica através de simulações no domínio da frequência. Inicialmente, as duas abordagens comumente utilizadas para a modelagem de cargas harmônicas agregadas, Modelagem por Fontes de Corrente e Modelagem por Equivalentes de Norton, são descritas e suas limitações são destacadas. Posteriormente, a abordagem escolhida para a modelagem de cargas harmônicas agregadas é apresentada: Modelagem por Equivalentes de Norton Harmonicamente Acoplados. As vantagens desta abordagem sobre as duas anteriores também são destacadas. No final do capítulo, é apresentada a forma pela qual a abordagem escolhida pode ser empregada para modelagem de cargas harmônicas agregadas, a partir de medições reais de tensão e corrente. Um exemplo teórico ilustra os resultados obtidos considerando as modelagens por Fontes de Corrente e por Equivalentes de Norton Harmonicamente Acoplados.

A modelagem de carga agregada é amplamente utilizada na avaliação de sistemas elétricos de potência, devido às diversas incertezas atreladas ao funcionamento das cargas elétricas, tais como: diferentes tipos de consumidores (residenciais, comerciais, industriais, etc.), os diferentes níveis de consumo, os diferentes perfis de consumo e as particularidades no funcionamento das próprias cargas conectadas ao sistema supridor de energia. Através da abordagem agregada, os autores podem ignorar detalhes sobre o funcionamento ou composição interna e, assim, utilizar conceitos probabilísticos para representar o comportamento das cargas elétricas na frequência fundamental ([83]).

A representação do comportamento das cargas produtoras de harmônicos através da abordagem agregada não difere significativamente daquela aplicada para a frequência fundamental. Na modelagem das cargas produtoras de harmônicos, a abordagem agregada é aplicada tanto para a representação de cargas harmônicas individuais ([56], [48], [16] e [64]), bem como na modelagem de conjuntos de cargas produtoras de harmônicos constituídos por cargas não lineares dos mais diversos tipos ([44], [49], [33] e [34]).

Parte considerável dos principais problemas enfrentados na avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência pode ser associada à imprecisão da modelagem de carga harmônica. Muitos esforços têm sido feitos para a modelagem das cargas produtoras de harmônicos, a fim de tornar mais precisa a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência. Dentro dessa iniciativa, percebe-se a divisão da pesquisa envolvendo a modelagem de carga harmônica em duas linhas de tendência distintas:

- Modelagem analítica para cargas harmônicas individuais;
- Modelagem experimental para cargas harmônicas agregadas.

A modelagem analítica para cargas harmônicas individuais tem ganhado bastante destaque nos últimos anos devido à precisão dos resultados obtidos. Basicamente, autores utilizam uma série de equações analíticas para representar o funcionamento interno de cargas não lineares ([35], [38], [80] e [36]). A principal contribuição dessa linha de pesquisa é viabilizar a simulação do comportamento de cargas produtoras de harmônicos individuais ao longo do tempo através de uma abordagem baseada no domínio da frequência. A principal limitação dessa linha de pesquisa está relacionada com a sua aplicação em redes de transporte de energia elétrica reais, devido às incertezas existentes no comportamento das cargas elétricas conectadas aos sistemas elétricos de potência. Ou seja, devido ao desconhecimento sobre os tipos de cargas produtoras de harmônicos, sobre os perfis de utilização ao longo do tempo e sobre os níveis de consumo das mesmas, a aplicação dessa modelagem torna-se inviável, pois não é possível obter os parâmetros necessários para o equacionamento de todas as cargas produtoras de harmônicos que estão conectadas aos sistemas elétricos de potência.

A modelagem experimental para cargas agregadas tem sido aplicada há vários anos na avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência. A vantagem dessa linha de pesquisa advém da possibilidade, mesmo que estatisticamente, de avaliar o desempenho das redes elétricas. A representação das injeções das cargas produtoras de harmônicos por distribuições estatísticas permitiu o surgimento de diversos trabalhos com diferentes metodologias para a avaliação do desempenho das redes de transporte de energia ([25], [20], [88], [77], [6], [1] e [3]). Mas, a partir do momento que foi identificada a característica distribuída da geração de harmônicos nas redes de transporte de energia elétrica atuais, essa linha acabou perdendo força, devido às imprecisões atreladas a não consideração da influência das demais cargas produtoras de harmônicos nas injeções de correntes distorcidas por uma determinada carga produtora de harmônicos.

Essa linha de pesquisa voltou a ganhar destaque após [39]. Com esse trabalho, foi apresentada uma metodologia para a medição de parâmetros utilizados na modelagem agregada que forneceu uma precisão maior aos resultados das simulações. No entanto, o enfoque deste trabalho era localizado, uma vez que o objetivo do mesmo era permitir a aferição da contribuição da impedância do sistema nas injeções das distorções harmônicas feitas pelas cargas produtoras de harmônicos.

Sendo assim, de acordo com a literatura corrente, é possível notar que não existe um consenso comum sobre a abordagem para a modelagem de cargas produtoras de harmônicos ([52]). Dessa forma, os autores geralmente recorrem a modelos simplificados para representar o comportamento das cargas nos seus estudos ([1]). Atualmente, tais simplificações não são mais adequadas, podendo vir a afetar significativamente a avaliação harmônica dos sistemas envolvidos; especialmente devido ao impacto da natureza distribuída das cargas produtoras de harmônicos.

Devido à necessidade crescente de averiguar precisamente as responsabilidades das injeções de distorções harmônicas nos sistemas elétricos de potência, modelos mais precisos para a representação do comportamento das cargas produtoras de harmônicos nos sistemas elétricos de potência tornam-se

necessários. A fim de suprir essa necessidade, modelos híbridos (isto é, baseados nas duas linhas de pesquisa identificadas anteriormente) vêm sendo desenvolvidos ([84], [95], [74] e [71]), no intuito de agregar a precisão da modelagem analítica com a possibilidade de simulação de redes reais de transporte de energia elétrica. O trabalho apresentado neste capítulo visa contribuir nesse sentido para a modelagem de cargas harmônicas agregadas.

2.1 MODELAGEM POR FONTES DE CORRENTE

Como discutido na seção anterior, devido à falta de modelos que representem o comportamento das fontes geradoras de harmônicos, os profissionais da área tendem a simplificar demasiadamente a representação de cargas harmônicas agregadas, e utilizam, normalmente, modelos baseados unicamente em fontes de corrente para reproduzir o conteúdo harmônico injetado nas redes de transporte de energia elétrica ([29] e [30]).

A abordagem por fontes de corrente consiste na adoção de um conjunto de fontes de corrente para modelar a injeção harmônica feita pelas cargas harmônicas agregadas, sendo que cada fonte corresponde à injeção de corrente harmônica em uma específica frequência, conforme ilustrado através da Figura 4.

De acordo com esta abordagem, a distorção injetada no sistema por cada fonte de corrente é representada através de uma magnitude e de um ângulo de fase. Na modelagem de cargas produtoras de harmônicos, esses parâmetros são, normalmente, obtidos através da aplicação de 1 pu de tensão perfeitamente senoidal e ângulo de fase nula sobre a mesma. A Tabela I ilustra os parâmetros para as fontes de corrente utilizadas para representar as cargas produtoras de harmônicos de acordo com esta abordagem.

Dependendo do fasor da tensão fundamental da barra do sistema onde uma dada carga produtora de harmônicos estiver conectada, e da potência demandada pela mesma na frequência fundamental, a corrente fundamental irá assumir um valor específico. Tal valor pode ser obtido através da execução do fluxo de carga do sistema. Após a convergência deste processo na frequência

fundamental, as equações (3) e (4) são utilizadas, a fim de adequar os parâmetros das correntes harmônicas correspondentes à carga produtora de harmônicos, de acordo com o comportamento fixado pela Tabela I.

Figura 4 – Abordagem por fontes de corrente para representar a contribuição de cargas harmônicas agregadas na corrente harmônica injetada nas redes de transporte de energia elétrica.

Através destas equações, pode-se notar que as magnitudes das correntes harmônicas são, simplesmente, escalonadas de acordo com a magnitude da corrente fundamental e os respectivos ângulos também são alterados de acordo com o ângulo da corrente fundamental. Dessa forma, o padrão do espectro harmônico da

corrente injetada pela carga produtora de harmônicos não muda e permanece proporcional à potência demandada na frequência fundamental. Logo, de acordo com essa modelagem, as injeções harmônicas nas redes de transporte de energia elétrica não variam em relação à tensão aplicada nas barras onde a carga produtora de harmônicos está conectada.

Tabela I – Parâmetros para o Modelo por Fonte de Corrente

Ordem Harmônica	Magnitude	Ângulo
<i>fundamental</i>	$ i_{espectro}^{fund} $	$\theta_{espectro}^{fund}$
3^a	$ i_{espectro}^3 $	$\theta_{espectro}^3$
5^a	$ i_{espectro}^5 $	$\theta_{espectro}^5$
7^a	$ i_{espectro}^7 $	$\theta_{espectro}^7$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
h	$ i_{espectro}^h $	$\theta_{espectro}^h$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$

$$|i^h| = |i_{espectro}^h| \times \frac{|i^{fund}|}{|i_{espectro}^{fund}|} \quad (3)$$

Onde:

- i^{fund} : fasor da corrente fundamental demandada pela carga harmônica;
- $i_{espectro}^{fund}$: fasor da corrente fundamental característico da carga harmônica (determinado considerando tensão perfeitamente senoidal de magnitude 1 pu e fase nula);
- i^h : fasor da corrente de ordem h injetada pela carga harmônica;

- $i_{espectro}^h$: fasor da corrente de ordem h característico da carga harmônica (determinado considerando tensão perfeitamente senoidal de magnitude 1 pu e fase nula).

$$\theta^h = \theta_{espectro}^h + h \times (\theta^{fund} - \theta_{espectro}^{fund}) \quad (4)$$

Onde:

- θ^{fund} : fase da corrente fundamental i^{fund} ;
- $\theta_{espectro}^{fund}$: fase da corrente fundamental característica da carga $i_{espectro}^{fund}$;
- θ^h : fase da corrente de ordem h i^h ;
- $\theta_{espectro}^h$: fase da corrente de ordem h característica da carga $i_{espectro}^h$.

Tal suposição seria válida apenas se as distorções harmônicas fossem independentes das tensões nas barras da rede elétrica. Sendo assim, é possível apontar diversos impactos negativos que tal modelagem é capaz de produzir na avaliação harmônica dos sistemas de potência.

Primeiramente, o aspecto mais fundamental está relacionado com a obtenção do espectro harmônico para descrever as características de cargas harmônicas agregadas de forma similar àquela ilustrada na Tabela I. Não seria possível descrever o comportamento das cargas harmônicas agregadas desta forma, uma vez que não seria possível aplicar às mesmas 1 pu de tensão puramente senoidal. Desta forma, a obtenção do modelo ficaria susceptível às características de distorção de tensão nas barras de conexão das cargas harmônicas agregadas, e aproximações/suposições deveriam ser feitas para permitir que tal abordagem pudesse vir a ser aplicada.

Outro problema com a modelagem através de fontes de corrente está relacionado com a representação precisa do comportamento das cargas harmônicas

agregadas. Na realidade, o conteúdo harmônico injetado nas redes de transporte de energia elétrica por qualquer carga não linear depende da forma de onda das tensões aplicadas nos terminais das mesmas. Por exemplo, as formas de onda das tensões que alimentam um conversor CA/CC não controlado, como o que está ilustrado na Figura 5, vão determinar diretamente os períodos de condução e de não condução dos respectivos componentes semicondutores, os quais, por sua vez, vão determinar o conteúdo harmônico das correntes injetadas no sistema elétrico de potência pelas cargas não lineares.

Figura 5 - Conversor CA/CC não-controlado. Extraído de [17].

Observando a Figura 6, fica mais clara a dependência direta do conteúdo harmônico das correntes injetadas pela carga não linear com as formas de onda das tensões aplicadas sobre os terminais das mesmas. Logo, como existem diferentes níveis para a distorção harmônica de tensão ao longo das redes elétricas, não seria razoável a suposição de que cargas não lineares injetariam nos sistemas elétricos de potência correntes harmônicas com o mesmo padrão de espectro, uma vez que o conteúdo harmônico da corrente injetada no sistema dependeria do conteúdo harmônico na tensão no ponto de conexão da carga.

A necessidade de considerar a dependência entre o conteúdo harmônico das correntes injetadas e as formas de onda de tensão nos terminais das cargas harmônicas agregadas torna-se ainda mais relevante devido à influência que uma determinada carga produtora de harmônicos pode ter sobre a operação de outra

carga produtora de harmônicos. A fim de ilustrar este problema, considerou-se a rede de transporte de energia simplificada ilustrada na Figura 7, onde mais de uma carga produtora de harmônicos está conectada ao sistema. Para este caso simplificado, é fácil notar que a tensão harmônica em uma barra qualquer k pode ser calculada através da equação (5). Através dessa equação, percebe-se claramente que a distorção harmônica de tensão em uma barra qualquer do sistema é única e depende das distorções harmônicas injetadas pelas outras cargas produtoras de harmônicos.

Figura 6 – Forma de onda para as tensões e correntes, considerando conversor da Figura 5. Extraído de [17].

Figura 7 – Rede de transporte de energia elétrica simplificada com fontes geradoras de harmônicos distribuídas.

$$\dot{V}_{na\text{ barra } k}^h = \sum_{i=k}^N \bar{Z}_{i(i+1)}^h \times \dot{I}_{(i+1)}^h \quad (5)$$

Portanto, a influência das distorções geradas por uma carga produtora de harmônicos sobre a operação de outras cargas produtoras de harmônicos não pode ser avaliada eficientemente através da modelagem por fontes de corrente, uma vez que a injeção de corrente harmônica por esta abordagem não leva em consideração a tensão aplicada em seus terminais para determinar a magnitude e o ângulo das correntes harmônicas injetadas.

De forma geral, pode-se observar que a abordagem por fontes de corrente tende a ser demasiadamente conservativa e os resultados obtidos através de simulações que consideram tal abordagem normalmente apresentam valores superiores para as distorções de tensão e corrente que aqueles encontrados através de medições reais feitas nos sistemas em avaliação. Os autores de [21] foram os primeiros a perceber tal comportamento. A fim de ilustrar esse fenômeno, eles definiram o *efeito da atenuação* e o *efeito da diversidade* cujas propostas eram quantificar a redução na injeção de distorções devido à existência de mais de uma carga produtora de harmônicos. Conforme já foi exposto, tais efeitos foram explorados em [53], [71] e [74]. Nesses trabalhos os autores ainda utilizaram fontes de corrente para considerar a injeção de perturbações pelas cargas harmônicas, porém passaram a utilizar artifícios que modificavam os parâmetros das fontes de corrente, de modo a refletir os efeitos descritos anteriormente.

2.2 MODELAGEM POR CIRCUITOS EQUIVALENTES DE NORTON

A fim de superar tais limitações, os autores de [39] e [79] utilizaram uma abordagem alternativa para modelagem de cargas harmônicas agregadas. A abordagem era baseada em circuitos equivalentes de Norton, como está ilustrado na Figura 8. Através desta abordagem, a corrente injetada no sistema elétrico de potência pela carga harmônica dependeria das formas de ondas das tensões aplicadas em seus terminais.

O maior desafio dessa linha de pesquisa foi aplicar tal abordagem em redes reais, uma vez que, de acordo com a metodologia proposta, era necessária a ocorrência de uma mudança na condição de operação do sistema elétrico de

potência para determinar o valor da admitância no circuito equivalente de Norton. Vale ressaltar que a admitância presente nesse circuito é uma forma de tornar o comportamento do modelo da carga harmônica mais aderente com a realidade. Dessa forma, ela tem uma importância maior que a simples representação do conteúdo linear presente na carga. Na realidade, ela representa também a forma como a injeção de correntes harmônicas pode variar de acordo com a tensão aplicada.

Figura 8 – Abordagem por circuitos equivalentes de Norton para representar a contribuição de cargas harmônicas agregadas na corrente harmônica injetada nas redes de transporte de energia elétrica.

A modelagem por circuitos equivalentes de Norton superou parcialmente o problema referente a não dependência da tensão que a modelagem por fontes de correntes ocasionava na representação das cargas produtoras de harmônicos. De acordo com essa abordagem, o conteúdo harmônico das correntes injetadas em cada frequência é afetado apenas pela tensão harmônica de mesma frequência. A Figura 8 ilustra como tal abordagem funcionaria para frequências diferentes. Basicamente, o comportamento da carga produtora de harmônicos seria representado por um circuito equivalente de Norton específico para cada frequência.

Dependendo da tensão harmônica aplicada nos terminais da carga, parte do conteúdo harmônico injetado pela fonte de corrente passaria através da admitância do próprio circuito equivalente, e a outra parte seria injetada no sistema elétrico de potência. A equação (6) representa matematicamente o comportamento da modelagem por circuitos equivalentes de Norton.

$$\begin{bmatrix} i_{injetada}^{fund} \\ i_{injetada}^{3a} \\ i_{injetada}^{5a} \\ \vdots \\ i_{injetada}^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Norton}^{fund} \\ i_{Norton}^{3a} \\ i_{Norton}^{5a} \\ \vdots \\ i_{Norton}^N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{fund} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \bar{Y}_{Norton}^{3a} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_{Norton}^{5a} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & \bar{Y}_{Norton}^N \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}^{fund} \\ \dot{V}^{3a} \\ \dot{V}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{V}^N \end{bmatrix} \quad (6)$$

Note que a Figura 8 se refere a um modelo monofásico, portanto, não faz sentido falar em componentes de sequência. No entanto, para o caso da modelagem de cargas trifásicas, a extrapolação do modelo exposto pode ser feita a partir do exposto na presente tese.

A desvantagem dessa modelagem está relacionada com o fato da corrente injetada no sistema elétrico de potência em uma determinada frequência depender apenas da tensão harmônica da mesma frequência. Observando as linhas da equação (6), essa dependência fica clara, uma vez que a corrente injetada em cada ordem é determinada através do produto entre a admitância e a tensão da ordem correspondente.

Na realidade, a corrente harmônica injetada no sistema elétrico de potência não depende apenas da tensão harmônica da mesma frequência, mas,

sim, da forma de onda da tensão, uma vez que a operação dos componentes semicondutores está diretamente relacionada com a mesma. Dessa maneira, pode-se dizer que a corrente harmônica injetada no sistema de potência a uma determinada frequência por uma carga produtora de harmônicos depende de todas as tensões harmônicas.

2.3 MODELAGEM POR CIRCUITOS EQUIVALENTES DE NORTON HARMONICAMENTE ACOPLADOS

As desvantagens apontadas para a modelagem anterior podem ser resolvidas através da utilização de uma matriz de admitâncias com elementos não nulos fora da diagonal principal, isto é, uma matriz com as frequências harmônicas acopladas. A Figura 9 ilustra como tal abordagem funcionaria para diferentes frequências harmônicas.

Basicamente, na abordagem baseada em circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados a admitância do modelo consiste na utilização de uma matriz cheia e não simétrica. Sendo assim, para uma linha em particular dessa matriz, cada valor de admitância indica como a tensão harmônica de cada uma das frequências consideradas afeta a respectiva corrente harmônica injetada no sistema elétrico de potência. Logo, os valores na diagonal indicam como as correntes harmônicas são afetadas pelas tensões harmônicas de mesma frequência, enquanto que os valores fora da diagonal indicam como as correntes harmônicas são afetadas pelas demais tensões harmônicas, de frequências diferentes, consideradas na modelagem. É esse acoplamento entre frequências promovido pela existência de valores não nulos fora da diagonal principal que permite tornar o comportamento das correntes harmônicas injetadas dependentes da forma de onda da tensão aplicada nos terminais das cargas produtoras de harmônicos. A equação (7) representa matematicamente o comportamento da modelagem apresentada nesta seção.

Figura 9 – Abordagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para representar a contribuição de cargas harmônicas agregadas na corrente harmônica injetada nas redes de transporte de energia elétrica.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{injetada}^{fund} \\ \dot{I}_{injetada}^{3a} \\ \dot{I}_{injetada}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{I}_{injetada}^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{Norton}^{fund} \\ \dot{I}_{Norton}^{3a} \\ \dot{I}_{Norton}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{I}_{Norton}^N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{fund,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{fund,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{3a,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{5a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{5a,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{Norton}^{N,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{N,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{N,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{N,N} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}^{fund} \\ \dot{V}^{3a} \\ \dot{V}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{V}^N \end{bmatrix} \quad (7)$$

Algumas vezes, dependendo do comportamento não linear das cargas produtoras de harmônicos, a modelagem descrita pela equação (7) pode não ser suficiente para representar precisamente o comportamento das mesmas. Nesses

casos, o modelo pode ser aumentado, de maneira a prover graus de liberdade extras para a representação do comportamento das cargas. Para tanto, adiciona-se outra matriz de admitâncias cheia não simétrica, a qual indicaria como as correntes harmônicas injetadas seriam afetadas pelo conjugado das tensões harmônicas. A equação (8) ilustra o impacto de tal aumento.

$$\begin{bmatrix} i_{injetada}^{fund} \\ i_{injetada}^{3a} \\ i_{injetada}^{5a} \\ \vdots \\ i_{injetada}^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Norton}^{fund} \\ i_{Norton}^{3a} \\ i_{Norton}^{5a} \\ \vdots \\ i_{Norton}^N \end{bmatrix}$$

$$- \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{fund,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{fund,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{3a,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{5a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{5a,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{Norton}^{N,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{N,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{N,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{N,N} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}^{fund} \\ \dot{V}^{3a} \\ \dot{V}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{V}^N \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$+ \begin{bmatrix} \bar{Y}'_{Norton}^{fund,fund} & \bar{Y}'_{Norton}^{fund,3a} & \bar{Y}'_{Norton}^{fund,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}^{fund,N} \\ \bar{Y}'_{Norton}^{3a,fund} & \bar{Y}'_{Norton}^{3a,3a} & \bar{Y}'_{Norton}^{3a,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}^{3a,N} \\ \bar{Y}'_{Norton}^{5a,fund} & \bar{Y}'_{Norton}^{5a,3a} & \bar{Y}'_{Norton}^{5a,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}^{5a,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}'_{Norton}^{N,fund} & \bar{Y}'_{Norton}^{N,3a} & \bar{Y}'_{Norton}^{N,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}^{N,N} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} conj(\dot{V}^{fund}) \\ conj(\dot{V}^{3a}) \\ conj(\dot{V}^{5a}) \\ \vdots \\ conj(\dot{V}^N) \end{bmatrix}$$

É importante ressaltar que a matriz de admitâncias multiplicada pelo vetor dos conjugados das tensões harmônicas é completamente diferente da matriz de admitâncias multiplicada pelo vetor das tensões harmônicas. Seguindo a mesma linha, a abordagem descrita através da equação (8) pode ser aumentada ainda mais. Nesses casos, um vetor coluna é adicionado à equação (8) a fim de descrever como o valor CC da tensão afeta as correntes harmônicas injetadas. A equação (9) descreve matematicamente esse novo aumento na representação das cargas harmônicas.

$$\begin{bmatrix} i_{injetada}^{fund} \\ i_{injetada}^{3a} \\ i_{injetada}^{5a} \\ \vdots \\ i_{injetada}^N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Norton}^{fund} \\ i_{Norton}^{3a} \\ i_{Norton}^{5a} \\ \vdots \\ i_{Norton}^N \end{bmatrix}$$

$$- \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{fund,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{fund,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{fund,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{3a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{3a,N} \\ \bar{Y}_{Norton}^{5a,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{5a,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{5a,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{Norton}^{N,fund} & \bar{Y}_{Norton}^{N,3a} & \bar{Y}_{Norton}^{N,5a} & \dots & \bar{Y}_{Norton}^{N,N} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}^{fund} \\ \dot{V}^{3a} \\ \dot{V}^{5a} \\ \vdots \\ \dot{V}^N \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} \bar{Y}'_{Norton}{}^{fund,fund} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{fund,3a} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{fund,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}{}^{fund,N} \\ \bar{Y}'_{Norton}{}^{3a,fund} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{3a,3a} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{3a,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}{}^{3a,N} \\ \bar{Y}'_{Norton}{}^{5a,fund} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{5a,3a} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{5a,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}{}^{5a,N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}'_{Norton}{}^{N,fund} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{N,3a} & \bar{Y}'_{Norton}{}^{N,5a} & \dots & \bar{Y}'_{Norton}{}^{N,N} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} conj(\dot{V}^{fund}) \\ conj(\dot{V}^{3a}) \\ conj(\dot{V}^{5a}) \\ \vdots \\ conj(\dot{V}^N) \end{bmatrix}$$

$$+ \begin{bmatrix} \bar{Y}''_{Norton}{}^{fund,fund} \\ \bar{Y}''_{Norton}{}^{3a,fund} \\ \bar{Y}''_{Norton}{}^{5a,fund} \\ \vdots \\ \bar{Y}''_{Norton}{}^{N,fund} \end{bmatrix} \times E_{CC}$$
(9)

A abordagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados foi introduzida por [35], com o intuito de modelar fornos a arco. Em [38], os mesmos autores utilizaram essa abordagem para modelar conversores CA/CC trifásicos controlados e não controlados. Em [80], os autores estenderam ainda mais essa abordagem para conversores CA/CC monofásicos. Em [36] os autores aplicaram essa abordagem para modelar outros tipos de cargas não lineares, tais como motores de indução monofásicos e lâmpadas compactas fluorescentes.

Em [35], [36], [38] e [80] as modelagens foram baseadas no equacionamento algébrico das condições operacionais dos referidos conversores. Isto é, inicialmente o comportamento das correntes drenadas pelas cargas não lineares é equacionado através de uma série de termos dependentes dos ângulos

correspondentes aos instantes de polarização dos componentes semicondutores. Em seguida, tal comportamento é relacionado com o equacionamento da tensão aplicada nos terminais das cargas não lineares (geralmente, representada através da soma dos componentes harmônicos da mesma). O relacionamento entre o equacionamento das correntes drenadas e das tensões aplicadas nos terminais dá origem às matrizes de admitâncias capazes de representar o comportamento das cargas não lineares. Vale chamar a atenção para o fato de que é a expansão numérica das equações que descrevem o comportamento dos conversores que provocou o surgimento de termos dependentes do conjugado das tensões harmônicas e do valor de tensão CC, os quais caracterizam a extensão do equacionamento ilustrado em (8) e (9). Os resultados obtidos por esses trabalhos indicaram concordância significativa com resultados obtidos através de simulações no domínio do tempo, revelando a acentuada precisão que tal abordagem é capaz de promover.

Os autores de [95] tentaram aplicar a modelagem baseada em circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para modelar eletrodomésticos. O intuito dos autores era obter o modelo a partir de medições das respostas desses equipamentos, sem considerar qualquer conhecimento sobre a operação dos conversores internos a esses equipamentos. No entanto, conforme alegado pelos próprios autores, a tentativa falhou devido a dificuldades numéricas. Dessa forma, a modelagem dos equipamentos foi feita apenas através da abordagem baseada nos circuitos equivalentes de Norton, conforme descrito na seção anterior, isto é, sem a consideração de acoplamento entre as frequências harmônicas.

Uma utilização inovadora desse tipo de abordagem foi feita em [66]. Nesse trabalho, o autor utiliza a abordagem baseada em circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para a representação da não linearidade presente na característica magnética de transformadores saturados. Através de aproximações baseadas no polinômio interpolador de Newton, o autor mostra como a não linearidade do núcleo de transformadores pode ser representada através de matrizes de admitâncias com frequências acopladas, de maneira a permitir a simulação precisa desses tipos de cargas não lineares no domínio da frequência.

2.4 IMPACTO DA MODELAGEM POR CIRCUITOS EQUIVALENTES DE NORTON NO CÁLCULO DO FLUXO DE CARGA HARMÔNICO

Uma contribuição indireta da modelagem através de circuitos equivalentes de Norton está relacionada ao impacto desta na solução do problema de fluxo de carga harmônico. Essa contribuição é válida tanto para o caso da modelagem por circuitos equivalentes de Norton (sem acoplamento entre as frequências), como para o caso da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

A utilização dos equivalentes de Norton elimina a não linearidade do problema de fluxo de carga harmônico, tornando possível a obtenção da sua solução de forma direta, sem qualquer processo iterativo. Essa vantagem no processo de solução do fluxo de potência advém justamente da representação das cargas produtoras de harmônicos por seus circuitos equivalentes.

Para o caso da modelagem através de equivalentes de Norton harmonicamente acoplados, há o inconveniente de considerar todas as ordens harmônicas na mesma representação matricial, aumentando a dimensão matricial do sistema linear correspondente a ser solucionado. No entanto, apesar da necessidade de novos algoritmos para montagem das matrizes de admitâncias nodais, o problema de fluxo de carga harmônico passa a ser resolvido para todas as frequências por meio da solução de um único sistema linear.

O equacionamento apresentado a seguir ilustra o impacto da modelagem através de circuitos equivalentes de Norton na solução do problema de fluxo de carga harmônico. A Figura 10 ilustra uma carga harmônica qualquer, modelada por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados. De acordo com a Figura 10, pode-se representar a carga produtora de harmônicos através das equações (10) e (11).

Figura 10 - Parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados

$$[\dot{I}_{CARGA}] = \begin{bmatrix} \dot{I}_{CARGA}^{fund} \\ \vdots \\ \dot{I}_{CARGA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (10) \quad [\bar{Y}_{CARGA}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{CARGA}^{fund,fund} & \dots & \bar{Y}_{CARGA}^{fund,N-ésima} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{CARGA}^{N-ésima,fund} & \dots & \bar{Y}_{CARGA}^{N-ésima,N-ésima} \end{bmatrix} \quad (11)$$

A fim de executar o fluxo de potência harmônico, considere que a carga harmônica da Figura 10 está conectada em um sistema qualquer, representado por seu equivalente de Thévenin correspondente, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 – Carga harmônica representada por circuito harmonicamente acoplados conectada em um sistema de potência qualquer

Para solução do fluxo de carga harmônico, considerando o sistema ilustrado na Figura 11, pode-se dividir o mesmo em “Barras de Sistema” e “Barras de Carga”, conforme ilustrado pela equação (12).

$$\begin{bmatrix} [\dot{I}_{SISTEMA}] \\ [\dot{I}_{CARGA}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\bar{Y}_{SS}] & [\bar{Y}_{SC}] \\ [\bar{Y}_{CS}] & [\bar{Y}_{CC}] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} [\dot{V}_{SISTEMA}] \\ [\dot{V}_{CARGA}] \end{bmatrix} \quad (12)$$

Onde:

$$[\mathbf{I}_{SISTEMA}] = \begin{bmatrix} i_{SISTEMA}^{fund} \\ \vdots \\ i_{SISTEMA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (13) \quad [\mathbf{\dot{V}}_{SISTEMA}] = \begin{bmatrix} \dot{V}_{SISTEMA}^{fund} \\ \vdots \\ \dot{V}_{SISTEMA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (14)$$

$$[\mathbf{I}_{CARGA}] = \begin{bmatrix} i_{CARGA}^{fund} \\ \vdots \\ i_{CARGA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (15) \quad [\mathbf{\dot{V}}_{CARGA}] = \begin{bmatrix} \dot{V}_{CARGA}^{fund} \\ \vdots \\ \dot{V}_{CARGA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$[\mathbf{\bar{Y}}_{SS}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{SISTEMA}^{fund} & & [0] \\ & \ddots & \\ [0] & & \bar{Y}_{SISTEMA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$[\mathbf{\bar{Y}}_{SC}] = [\mathbf{\bar{Y}}_{CS}]^t = \begin{bmatrix} -\bar{Y}_{SISTEMA}^{fund} & & [0] \\ & \ddots & \\ [0] & & -\bar{Y}_{SISTEMA}^{N-ésima} \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} [\mathbf{\bar{Y}}_{CC}] &= [\mathbf{\bar{Y}}_{SS}] + [\mathbf{\bar{Y}}_{CARGA}] = \\ &= \begin{bmatrix} \bar{Y}_{SISTEMA}^{fund} + \bar{Y}_{CARGA}^{fund,fund} & \dots & \bar{Y}_{CARGA}^{fund,N-ésima} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \bar{Y}_{CARGA}^{N-ésima,fund} & \dots & \bar{Y}_{SISTEMA}^{N-ésima} + \bar{Y}_{CARGA}^{N-ésima,N-ésima} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (19)$$

Como $[\mathbf{I}_{CARGA}]$ e $[\mathbf{\dot{V}}_{SISTEMA}]$ são conhecidos, e $[\mathbf{\dot{V}}_{CARGA}]$ e $[\mathbf{I}_{SISTEMA}]$ são as variáveis, rearranjando o sistema de equações dado por (12), tem-se:

$$\begin{bmatrix} [\mathbf{I}_{SISTEMA}] \\ [\mathbf{\dot{V}}_{CARGA}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\mathbf{\bar{Y}}_{SS}] - [\mathbf{\bar{Y}}_{SC}] \times [\mathbf{\bar{Y}}_{CC}]^{-1} \times [\mathbf{\bar{Y}}_{CS}] & [\mathbf{\bar{Y}}_{SC}] \times [\mathbf{\bar{Y}}_{CC}]^{-1} \\ -1 \times [\mathbf{\bar{Y}}_{CC}]^{-1} \times [\mathbf{\bar{Y}}_{CS}] & [\mathbf{\bar{Y}}_{CC}]^{-1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} [\mathbf{\dot{V}}_{SISTEMA}] \\ [\mathbf{I}_{CARGA}] \end{bmatrix} \quad (20)$$

Observando a equação (20), fica fácil perceber que a solução do fluxo de potência harmônico torna-se direta, sem a necessidade de qualquer processo iterativo.

2.5 CONTRIBUIÇÃO DO PRESENTE CAPÍTULO

Vale deixar claro que a contribuição do presente capítulo recai na utilização dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para a representação de cargas harmônicas agregadas.

Até hoje, a abordagem através dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados normalmente foi aplicada quase que exclusivamente na modelagem de equipamentos elétricos de maneira isolada, isto é, a preocupação fundamental dos autores era permitir que a representação de um determinado equipamento elétrico (conversores estáticos, transformadores saturados, etc.) no domínio da frequência refletisse precisamente o seu funcionamento no domínio do tempo. Até o presente momento da pesquisa, não foi encontrado nenhum registro de sucesso sobre a tentativa de modelar cargas produtoras de harmônicos agregadas, sem a preocupação com a representação de seus componentes internos, através da abordagem baseada nos circuitos equivalentes de Norton acoplados.

Apenas em [95] é possível perceber indícios que caracterizam a preocupação dos autores em modelar cargas produtoras de harmônicos através dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados, sem qualquer conhecimento sobre o funcionamento de seus componentes internos. Porém, esse trabalho ainda se restringiu a modelagem de equipamentos isoladamente.

Além disso, não foi possível aplicar a abordagem baseada nos circuitos equivalentes de Norton acoplados em [95]. Segundo os autores desse trabalho, a modelagem baseada nos circuitos equivalentes de Norton acoplados não pode ser utilizada devido às dificuldades numéricas existentes no processo de derivação do modelo. A fim de explicar as dificuldades encontradas pelos autores de [95], é necessário considerar as equações (7) e (8), utilizadas para descrever duas alternativas para a modelagem baseada nos circuitos equivalentes de Norton acoplados. Considerando que as equações (21) e (22) ilustram a representação matricial das equações (7) e (8), respectivamente, temos:

$$[\dot{I}_{injetada}] = [\dot{I}_{Norton}] + [\bar{Y}_{Norton}] \times [\dot{V}] \quad (21)$$

$$[\dot{I}_{injetada}] = [\dot{I}_{Norton}] + [\bar{Y}_{Norton}] \times [\dot{V}] + [\bar{Y}'_{Norton}] \times conj(\dot{V}) \quad (22)$$

A partir da representação matricial, os autores de [95] efetuaram manipulações algébricas, de modo a fazer com que os parâmetros do modelo (matriz de admitâncias harmônicas e vetor das fontes de corrente harmônicas),

pudessem ser obtidos a partir das medições das tensões harmônicas aplicadas nos terminais da carga e das correntes harmônicas injetadas pelas mesmas. As equações (23) e (24) ilustram as manipulações realizadas para as equações (21) e (22), respectivamente.

$$[\dot{I}_{injetada}] = [[\dot{I}_{Norton}] \quad [\bar{Y}_{Norton}]] \times \begin{bmatrix} [1] \\ [\dot{V}] \end{bmatrix} \rightarrow \quad (23)$$

$$[[\dot{I}_{Norton}] \quad [\bar{Y}_{Norton}]] = [\dot{I}_{injetada}] \times \begin{bmatrix} [1] & [\dot{V}] \end{bmatrix} \times \left(\begin{bmatrix} [1] \\ [\dot{V}] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} [1] & [\dot{V}] \end{bmatrix} \right)^{-1}$$

$$[\dot{I}_{injetada}] = [[\dot{I}_{Norton}] \quad [\bar{Y}_{Norton}] \quad [\bar{Y}'_{Norton}]] \times \begin{bmatrix} [1] \\ [\dot{V}] \\ conj([\dot{V}]) \end{bmatrix} \rightarrow$$

$$\begin{aligned} & [[\dot{I}_{Norton}] \quad [\bar{Y}_{Norton}]] \\ &= [\dot{I}_{injetada}] \times \begin{bmatrix} [1] & [\dot{V}] & conj([\dot{V}]) \end{bmatrix} \\ &\times \left(\begin{bmatrix} [1] \\ [\dot{V}] \\ conj([\dot{V}]) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} [1] & [\dot{V}] & conj([\dot{V}]) \end{bmatrix} \right)^{-1} \end{aligned} \quad (24)$$

As equações (23) e (24) serviram, então de base para determinação dos parâmetros dos modelos baseados em equivalentes de Norton acoplados. Dessa forma, os autores de [95] efetuaram diversas medições para uma mesma carga harmônica qualquer. Através das equações e de dados de medições ($[\dot{I}_{injetada}]$ e $[\dot{V}]$ para cada medição), sistemas sobre-determinados foram elaborados e solucionados através do método dos mínimos quadrados. É importante ressaltar que, de acordo com a abordagem feita pelos autores de [95], os parâmetros para todas as ordens harmônicas do modelo eram determinados através da resolução de apenas um sistema linear, ou seja, os sistemas sobre-determinados baseados nas equações (23) e (24) continham os dados de corrente e tensão de todas as medições executadas. Dessa forma, considerando-se N ordens harmônicas e M medições (sendo $M > N$), o sistema sobre-determinado seria composto por $(M \times N)$ equações e N incógnitas.

Note que os autores de [95] não estabeleceram qualquer critério para a seleção das medições a serem consideradas para a determinação dos parâmetros dos modelos. Eles apenas ressaltam que as medições foram executadas considerando uma faixa de tensão prática, isto é, valores comumente encontrados nos sistemas elétricos de potência. Esse descuido pode ser atribuído como um dos possíveis motivadores para o fracasso na derivação do modelo, levando às dificuldades numéricas apontadas em [95].

Dentro de um período curto de medição, a condição de operação das cargas produtoras pode variar muito pouco. Dessa forma, torna-se bastante possível a existência de medições bastante parecidas. Essa semelhança entre medições pode levar a uma dependência linear entre as equações utilizadas para representar a relação entre as correntes injetadas pelas cargas e as tensões aplicadas sobre as mesmas, no sistema sobre-determinado a ser resolvido pelo método dos mínimos quadrados. Sendo assim, nota-se que a seleção criteriosa das medições a serem utilizadas na derivação do modelo pode impedir a dependência linear das equações correspondentes às medições realizadas, evitando possíveis problemas numéricos durante a obtenção dos parâmetros do modelo.

2.5.1 Obtenção dos Circuitos Equivalentes de Norton Harmonicamente Acoplados

Os parâmetros dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados (valores das admitâncias e das fontes de corrente) podem ser determinados através de um conjunto de medições adequadas no PAC entre a carga harmônica e o sistema elétrico de potência. Cada medição deve refletir uma condição de operação única da carga harmônica. A Figura 12 indica o PAC onde as medições devem ser feitas. Note que a própria Figura 12 já ilustra o circuito equivalente de Norton harmonicamente acoplado, utilizado para representar a carga harmônica, e o sistema elétrico de potência, representado através do seu circuito equivalente de Thévenin.

Figura 12 – Circuito equivalente utilizado para indicar o ponto onde as medições devem ser tomadas para determinar os valores dos parâmetros do circuito equivalente de Norton harmonicamente acoplado.

A partir das medições, os parâmetros podem ser determinados através da solução de diferentes sistemas lineares. Cada sistema linear serve para determinar os parâmetros de uma determinada frequência do circuito equivalente de Norton harmonicamente acoplado. Sendo assim, o número de sistemas lineares utilizados será sempre igual ao número de frequências consideradas para a modelagem da carga harmônica.

Assumindo que o comportamento de uma carga harmônica agregada pode ser representado apenas pelas componentes ímpares, a equação (25) exhibe o sistema linear que deve ser solucionado para obter a primeira linha de parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados. Logo, através desse sistema linear em particular, pode-se obter os valores das admitâncias e da fonte de corrente que descrevem o comportamento da carga harmônica para a frequência fundamental apenas.

$$\begin{bmatrix} i_{med\#1}^{fund} \\ i_{med\#2}^{fund} \\ i_{med\#3}^{fund} \\ \vdots \\ i_{med\#M}^{fund} \\ i_{med\#(M+1)}^{fund} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{med\#1}^{fund} & \dot{V}_{med\#1}^{3a} & \dot{V}_{med\#1}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#1}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#2}^{fund} & \dot{V}_{med\#2}^{3a} & \dot{V}_{med\#2}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#2}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#3}^{fund} & \dot{V}_{med\#3}^{3a} & \dot{V}_{med\#3}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#3}^N & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \dot{V}_{med\#M}^{fund} & \dot{V}_{med\#M}^{3a} & \dot{V}_{med\#M}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#M}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#(M+1)}^{fund} & \dot{V}_{med\#(M+1)}^{3a} & \dot{V}_{med\#(M+1)}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#(M+1)}^N & 1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$\times \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{fund,fund} \\ \bar{Y}_{Norton}^{fund,3a} \\ \bar{Y}_{Norton}^{fund,5a} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{Norton}^{fund,N} \\ i_{Norton}^{fund} \end{bmatrix}$$

Note que, através de outros sistemas lineares similares ao sistema linear descrito pela equação (25), pode-se determinar os valores para as admitâncias e fontes de corrente que descrevem o comportamento da carga harmônica agregada nas demais frequências harmônicas. Nesses casos, a matriz contendo os valores medidos de tensão permanece inalterada em todos os sistemas lineares. Apenas o vetor contendo valores medidos de corrente deverá ser atualizado, de acordo com a frequência para a qual se deseja calcular os parâmetros do modelo. A equação (26) ilustra o sistema linear a ser resolvido para determinar os parâmetros que descrevem o comportamento da carga harmônica para a frequência referente a 3ª ordem harmônica.

A fim de determinar os valores dos parâmetros que descrevem o comportamento das cargas harmônicas agregadas para a M-ésima ordem harmônica, os valores da M-ésima ordem harmônica das correntes medidas devem ser considerados em um sistema linear similar ao ilustrado através da equação (25). Portanto, para representar o comportamento de uma carga harmônica agregada até a N-ésima ordem harmônica, (N+1) medições tornam-se necessárias. Para o caso ilustrado na equação (25), como apenas as ordens harmônicas ímpares, a carga harmônica seria modelada até a (2xN-1)-ésima ordem harmônica.

$$\begin{bmatrix} i_{med\#1}^{3a} \\ i_{med\#2}^{3a} \\ i_{med\#3}^{3a} \\ \vdots \\ i_{med\#M}^{3a} \\ i_{med\#(M+1)}^{3a} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{med\#1}^{fund} & \dot{V}_{med\#1}^{3a} & \dot{V}_{med\#1}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#1}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#2}^{fund} & \dot{V}_{med\#2}^{3a} & \dot{V}_{med\#2}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#2}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#3}^{fund} & \dot{V}_{med\#3}^{3a} & \dot{V}_{med\#3}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#3}^N & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \dot{V}_{med\#M}^{fund} & \dot{V}_{med\#M}^{3a} & \dot{V}_{med\#M}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#M}^N & 1 \\ \dot{V}_{med\#(M+1)}^{fund} & \dot{V}_{med\#(M+1)}^{3a} & \dot{V}_{med\#(M+1)}^{5a} & \cdots & \dot{V}_{med\#(M+1)}^N & 1 \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$\times \begin{bmatrix} \bar{Y}_{Norton}^{3a,fund} \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,3a} \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,5a} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{Norton}^{3a,N} \\ i_{Norton}^{3a} \end{bmatrix}$$

É importante ressaltar que o conjunto de medições utilizadas para determinar os parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados devem ser referentes a condições de operação diferentes da carga harmônica agregada que está sendo modelada, a fim de garantir que o sistema linear a ser solucionado seja linearmente independente.

Uma forma simplificada para garantir diferentes condições de operação da carga pode ser feita através da observação dos valores para a distorção harmônica total (DHT) das formas de onda de tensão e corrente que foram medidas. Valores de DHT com diferenças significativas de uma medição para outra indicariam condições de operação diferentes. Este critério pode ser refinado, uma vez que podem existir casos de medições referentes a condições de operação diferentes e com mesmo DHT (as diferenças nos ângulos das distorções já seriam suficientes para diferenciar as condições de operação). Porém, valores diferentes para DHT certamente já indicariam que as medições corresponderiam a condições de operação diferentes.

2.5.2 Obtenção dos Circuitos Equivalentes de Norton

Harmonicamente Acoplados a partir de Medições Reais

A metodologia exposta nas seções anteriores também permite a determinação dos parâmetros dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para modelar cargas harmônicas individuais reais, de maneira similar ao

que foi feito em [95]. O único cuidado a ser tomado recai na consideração de diferentes configurações para o espectro da tensão aplicada nos terminais das mesmas, de modo a proporcionar diferentes as condições de operação.

Teoricamente, devido à existência de infinitas combinações para a configuração do espectro da tensão, a aplicação dessa abordagem não seria prática. No entanto, tal situação poderia ser facilmente contornada com a consideração das configurações comumente encontradas nas redes de transporte de energia elétrica para o espectro de tensão.

A real dificuldade na modelagem de cargas harmônicas individuais recai na imensa diversidade existente. Equipamentos elétricos com a mesma finalidade podem ter diferentes configurações internas, dificultando a determinação de um modelo único para a representação dos mesmos. Além disso, as diferentes arquiteturas para os circuitos retificadores, os diferentes níveis de potência demandada e os diferentes valores para os componentes de filtragem geram uma infinidade de combinações, que dificultaria a modelagem de cargas harmônicas individuais.

A modelagem de cargas harmônicas agregadas contorna essa dificuldade, uma vez que o foco deixa de ser a resposta dos diversos equipamentos elétricos. No caso da modelagem de cargas harmônicas agregadas, o foco torna-se a caracterização do consumo. As concessionárias de energia já realizam essa caracterização comumente em suas redes, a fim de conhecer as características particulares de consumo de energia em sua região e, assim, permitir, por exemplo, a execução de estudos de previsão de mercado.

Logo, uma vez que a abordagem apresentada neste capítulo possibilita a modelagem de cargas produtoras de harmônicos agregadas a partir de medições reais, a caracterização do consumo harmônico dos consumidores de uma determinada região poderia ser executado pelas empresas concessionárias de energia elétrica junto com a caracterização de curvas típicas de consumo. Para isso, o medidor de potência tradicionalmente utilizado deveria ser substituído por um medidor de qualidade de energia, capaz de determinar as magnitudes e ângulos das

componentes harmônicas das formas de onda de tensão e corrente. Um simples registrador oscilográfico, capaz de armazenar alguns ciclos das formas de onda de tensão e corrente dentro de intervalos previamente definidos (por exemplo, seis ciclos a cada três segundos), já seria suficiente para fazer a caracterização harmônica dos consumidores de uma determinada área de concessão junto com a caracterização do consumo de energia na frequência fundamental.

A Figura 13 ilustra o procedimento para a caracterização do comportamento harmônico de “M” consumidores de energia, os quais foram monitorados por “N” dias para a determinação de curvas de carga típicas.

Figura 13 – Aplicação da abordagem para obtenção modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados na caracterização de curvas de carga de consumidores

Na Figura 13, os consumidores de energia representam as cargas harmônicas agregadas. Em cada intervalo de uma hora, “k” medidas das formas de onda da tensão e da corrente são armazenadas. Os espectros harmônicos de cada forma de onda medida podem ser calculados. Esses valores são utilizados para compor diversos sistemas lineares, conforme ilustrado pela equação (25), os quais permitem a determinação dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados. Dessa forma, para cada hora, se tem $(N \times k)$ medições, as quais implicam sistemas lineares com $(N \times k)$ equações.

De acordo com a metodologia proposta na seção anterior, a modelagem de cargas harmônicas agregadas reais poderia ser aplicada diretamente com as medições feitas para caracterizar o comportamento das cargas harmônicas agregadas. O único cuidado a ser tomado recairia em uma avaliação prévia das diferentes configurações para os espectros da tensão e da corrente que foram medidas para caracterizar uma determinada carga harmônica. É essa avaliação que permitirá determinar o número de incógnitas a serem consideradas no sistema linear, de modo a permitir a resolução do mesmo sem qualquer dificuldade numérica.

Dessa forma, inicialmente procede-se à identificação das diferentes condições de operação existentes para a carga a ser modelada dentro de um determinado período de medição. A identificação de uma condição de operação pode ser feita através da avaliação das configurações dos espectros de tensão e corrente correspondentes a uma mesma medida. Dependendo do número de configurações verificadas para a combinação os espectros de tensão e corrente dentro de um determinado período de medição, define-se a máxima ordem harmônica a ser considerada no modelo.

Conforme exposto anteriormente, a verificação dos valores de DHT para as formas de onda de tensão e corrente correspondentes a uma mesma medida já seriam suficientes para identificar diferentes condições de operação das cargas harmônicas que foram medidas. Nesse caso, deve-se garantir apenas que as diferenças entre os níveis de DHT para as formas de onda de tensão e corrente que foram obtidas simultaneamente sejam suficientemente diferentes de uma medida para a outra, de modo a identificar diferentes condições de operação da carga

harmônica. A Figura 14 ilustra um procedimento para identificação de diferentes condições de operação para uma carga harmônica agregada qualquer, a partir dos níveis de DHT para as formas de onda de corrente e tensão medidas durante um período de monitoração.

Figura 14 – Identificação de diferentes condições de operação para cargas harmônicas agregadas

As quadrículas representadas pelas linhas tracejadas definem condições de operação suficientemente diferentes umas das outras. Note que existem mais de uma medição para as formas de onda de tensão e corrente para uma mesma

condição de operação. Isso implicará em um número de incógnitas menor que o número de equações. Dessa forma, os sistemas lineares utilizados para a obtenção dos parâmetros do modelo se tornam sobre-determinados e a solução aproximada pode ser obtida através do método dos mínimos quadrados.

A vantagem da determinação dos parâmetros do modelo através de medições reais refere-se à consideração dos espectros reais para as possíveis condições de operação da carga. Isto é, na modelagem das cargas harmônicas agregadas são considerados os espectros de tensão e corrente realmente encontrados no sistema da empresa concessionária, ao invés de considerar a composição de modelos obtidos a partir de medições equipamentos individuais, como aquelas feitas em [95].

2.6 RESULTADOS

2.6.1 Exemplo Teórico

Com o intuito de avaliar a metodologia proposta e o impacto da modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados na análise harmônica dos sistemas elétricos de potência, foi elaborado um sistema elétrico de potência simplificado, conforme ilustrado na Figura 15.

Figura 15 – Sistema de potência simplificado utilizado para avaliar o impacto da modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados.

Uma carga harmônica agregada fictícia também foi especialmente projetada para a avaliação em questão, através da utilização de valores especialmente escolhidos para as magnitudes e ângulos das tensões e correntes. Ou seja, os valores escolhidos não se basearam no comportamento de modelos já

conhecidos para cargas não lineares. Por simplicidade, apenas a fundamental, a 3ª e 5ª ordens harmônicas foram consideradas na representação do comportamento da carga harmônica. Logo, de acordo com o exposto anteriormente, apenas quatro medições seriam suficientes para a obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados. A carga harmônica agregada fictícia foi projetada de acordo com as medições fictícias apresentadas nas Tabelas II - V, e ilustradas nas Figuras 16 - 19, respectivamente.

Tabela II – Primeira medição considerada para obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Ordem Harmônica	Tensão		Corrente	
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
<i>fundamental</i>	1.000	0	0.980	-10
3ª	0.000	0	0.150	-30
5ª	0.000	0	0.030	-60

Tabela III – Segunda medição considerada para obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Ordem Harmônica	Tensão		Corrente	
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
<i>fundamental</i>	0.950	-3	1.000	-5
3ª	0.030	95	0.150	-120
5ª	0.010	30	0.050	-55

Tabela IV – Terceira medição considerada para obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Ordem Harmônica	Tensão		Corrente	
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
<i>fundamental</i>	1.050	1	0.750	-15
3ª	0.030	10	0.250	-35
5ª	0.005	90	0.050	-75

Tabela V – Quarta medição considerada para obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Ordem Harmônica	Tensão		Corrente	
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
<i>fundamental</i>	1.100	3	0.950	-5
3ª	0.050	30	0.350	-10
5ª	0.010	55	0.150	-30

Figura 16 – Formas de onda de corrente e tensão para a primeira medição fictícia considerada na obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Figura 17 – Formas de onda de corrente e tensão para a segunda medição fictícia considerada na obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Figura 18 – Formas de onda de corrente e tensão para a terceira medição fictícia considerada na obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Figura 19 – Formas de onda de corrente e tensão para a quarta medição fictícia considerada na obtenção dos parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Utilizando a metodologia descrita nesta seção, os parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados que representam a carga harmônica fictícia foram calculados através da solução de três sistemas lineares (um para determinar os parâmetros na frequência fundamental, outro para determinar os parâmetros referentes à 3ª ordem harmônica e o último para determinar os parâmetros referentes à 5ª ordem harmônica), de forma similar ao ilustrado pelas equações (25) e (26). No caso em questão, cada um dos sistemas era composto por quatro equações (uma para cada medição) e quatro incógnitas (o fasor da fonte de corrente e as admitâncias correspondentes a cada ordem harmônica). Os valores obtidos para os parâmetros foram apresentados na Tabela VI.

Tabela VI – Parâmetros da modelagem através de circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para representação da carga harmônica agregada fictícia.

	Matriz de Admitâncias [pu]			Fontes de Corrente	
	<i>fund.</i>	3ª Ordem	5ª Ordem	Mag. [pu]	Ang. [°]
<i>fund.</i>	-0.4038-j1.4017	5.9583+j10.2938	-52.3404-j24.1486	2.0844	-48.9478
3ª Ordem	-0.4186+j4.3855	7.465-j10.4284	-38.6932+j44.1038	4.3201	93.8319
5ª Ordem	-1.0029+j2.1828	5.9977-j4.9131	-19.8156+j24.7373	2.3723	114.6099

Note que a os valores para alguns dos parâmetros do modelo podem ser considerados demasiadamente elevados, como no caso das fontes de corrente e das impedâncias de 3ª e 5ª ordens. Esses valores são resultados do processo de aproximação feito para a elaboração do modelo, o qual tenta linearizar a representação da carga. Porém, o efeito provocado pelos mesmos fica condizente com o comportamento da carga, isto é, parte da corrente acaba fluindo pela impedância da própria carga, não sendo injetada no sistema onde a mesma está conectada.

De forma análoga, foram determinados os parâmetros da modelagem por circuitos equivalentes de Norton. Nesse caso, a resolução de cada sistema linear envolvia a determinação de apenas duas incógnitas para cada frequência (as quais correspondiam ao valor da admitância e ao valor da fonte de corrente). Logo, como foram consideradas as quatro medições fictícias para a determinação dos parâmetros dos modelos, todos os sistemas resolvidos continham um número de

equações superior ao de incógnitas. As soluções para esses sistemas sobre-determinados foram determinadas através do método dos mínimos quadrados. Os valores obtidos para os parâmetros foram apresentados na Tabela VII.

Os parâmetros para a representação da carga harmônica através de fontes de corrente foram determinados através das médias aritméticas para as componentes reais e para as componentes imaginárias das formas de onda de corrente. Os valores obtidos para cada ordem harmônica foram apresentados na Tabela VIII.

Vale ressaltar que os valores dos modelos não devem ser comparados diretamente, uma vez que se trata de diferentes processos de aproximação para a representação da mesma carga. Logo, apenas os efeitos desses modelos podem comparados, conforme foi ilustrado na Figura 20 e na Figura 21.

Tabela VII – Parâmetros da modelagem através de circuitos equivalentes de Norton para representação da carga harmônica agregada fictícia.

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Mag. [pu]	Ang.[°]
<i>fund.</i>	0.5643-j0.2792	1.5448	-15.6150
<i>3ª Ordem</i>	-4.8785-j1.0589	0.2105	-67.2673
<i>5ª Ordem</i>	-1.4006+j5.7946	0.0364	-65.2646

Tabela VIII – Parâmetros da modelagem através de fontes de corrente para representação da carga harmônica agregada fictícia.

	Fontes de Corrente	
	Mag. [pu]	Ang.[°]
<i>fund.</i>	0.9178	-8.3675
<i>3ª Ordem</i>	0.1825	-34.0924
<i>5ª Ordem</i>	0.0666	-45.5643

O impacto de cada modelagem foi avaliado através da execução de fluxos de carga harmônicos (um para cada tipo de modelo considerado). Para a execução dos fluxos de carga harmônicos, foi considerada a tensão no suprimento conforme descrita pela Tabela IX. Essa tensão proporcionava uma distorção harmônica total (DHT) de aproximadamente 2.90%.

Tabela IX – Tensão na barra do suprimento para a execução dos fluxos de carga harmônicos

Ordem Harmônica	Tensão	
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
<i>fundamental</i>	1.050	1
3 ^a	0.030	-20
5 ^a	0.005	90

A DHT obtida através da utilização considerando a modelagem por circuitos equivalentes de Norton acoplados (ENHA) foi de aproximadamente 4.31% na barra A de aproximadamente 7.87% para a barra B, conforme ilustrado na Figura 20 e Figura 21, respectivamente.

Os resultados obtidos foram comparados com resultados obtidos considerando modelagem por fontes de corrente (FC) e por circuitos equivalentes de Norton (EN). Na barra A, o valor de DHT considerando a modelagem por fontes de corrente foi de aproximadamente 4.91%, enquanto que considerando a modelagem por circuitos equivalentes de Norton foi de aproximadamente 3.98%, conforme apresentado na Figura 20. Na barra B, o valor de DHT considerando a modelagem por fontes de corrente foi de aproximadamente 18.59%, enquanto que considerando a modelagem por circuitos equivalentes de Norton foi de aproximadamente 3.82%, conforme apresentado na Figura 21.

Os resultados ilustraram diferenças consideráveis na barra de conexão da carga harmônica, indicando que uma significativa influência da modelagem de carga nos resultados obtidos através da execução dos fluxos de carga harmônicos. Sendo assim, a execução de maiores investigações sobre esse tópico se mostraram necessárias, a fim de avaliar o impacto das diferentes abordagens para a modelagem de carga em rede reais.

Figura 20 – Comparação das formas de onda para tensão na barra A

Figura 21 – Comparação das formas de onda para tensão na barra B

2.6.2 Medições Reais

2.6.2.1 Descrição do sistema

Com o intuito de avaliar o impacto das diferentes abordagens para modelagem de cargas harmônicas agregadas na simulação de redes reais, dez transformadores de distribuição monofásicos foram medidos em campo.

O trabalho de medição foi feito através de um projeto de P&D financiado pela empresa de distribuição EPCOR, que se trata de uma concessionária canadense. No entanto, o objetivo principal do projeto era investigar reclamações de interferência telefônica causada ao longo do alimentador.

Através das medições desses transformadores, os parâmetros para as três diferentes abordagens de modelagem foram obtidos para cada um dos mesmos (modelo por fontes de corrente, modelo por circuitos equivalentes de Norton e modelo por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados).

Em seguida, de forma similar ao estudo desenvolvido no item anterior, três simulações de fluxo de potência harmônico foram executadas. Em cada uma das simulações uma única abordagem para a modelagem de cargas foi considerada, de modo a permitir a comparação dos resultados obtidos, avaliando, assim, o impacto das diferentes abordagens na simulação de redes reais.

Dessa forma, uma série de detalhes referentes ao processo de medição foi apresentada na presente tese, uma vez que não há referência pública com as informações resultantes desse processo de medição.

Os transformadores monofásicos eram supridos por um alimentador de distribuição de 25 kV, o qual está localizado em uma área residencial da cidade de Edmonton, Canadá, conforme ilustrado na Figura 22. A Figura 23 ilustra a localização dos transformadores de distribuição que foram medidos.

Figura 22 – Alimentador real utilizado

Figura 23 – Localização dos transformadores medidos

A Tabela X descreve os dados de potência demandada do alimentador, ilustrando, assim, as características do sistema utilizado.

Tabela X – Potência demandada pelo alimentador

	Fase A	Fase B	Fase C	Total
Potência Ativa [kW]	5185.928	4978.716	4683.485	14848.129
Potência Reativa [kVAr]	1795.839	1729.467	1701.614	5226.919
Potência Aparente [kVA]	5488.068	5270.547	4983.023	15741.638

A Tabela XI ilustra os condutores que compunham o alimentador. A Tabela XII apresenta a quantidade de transformadores instalados no mesmo alimentador, de modo a proporcionar uma noção com relação à quantidade de carga presente no mesmo.

Tabela XI – Condutores/cabos que compõem o alimentador

Tipo de Conductor/Cabo	Comprimento [km]
3 - #4 ACSR TAU 25kV	0.539
4 - #8 STELCO TAU 25kV	0.915
3-#1AI XLPE 25kV DUCT	0.742
3-750Cu XLPE 28kV EI DUCT	0.186
3-#1AI XLPE 25kV DBUR	0.443
3-1/0AI XLPE 25kV DUCT	2.224
1 - 1/0 AI XLPE 25kV	0.063
3-500AI XLPE 25kV DUCT	0.137
4 - #2 ACSR	5.923
4 - 336.4 ACSR	11.096
3 - 336.4 ACSR + #2ACSR	0.027
3-1/0AI XLPE 25kV DBUR	10.13
3-500AI XLPE 25kV DBUR	12.546

As seguintes características técnicas ilustram a subestação supridora do alimentador considerado:

- Quantidade de Transformadores: 2;
- Ligação: Estrela-Aterrada/Estrela-Aterrada;
- 245/26 kV;
- 37.5/50/63 MVA;
- $Z = 11.5\% @ 37.5\text{MVA}$.

Tabela XII – Transformadores de distribuição conectados no alimentador

Potência Nominal (kVA)	Qtde. Transformadores Instalados	Potência Instalada (kVA)		
7	1	0.17%	7	0.02%
10	18	2.99%	180	0.45%
15	23	3.82%	345	0.85%
25	24	3.99%	600	1.49%
37.5	379	62.96%	14212.5	35.21%
45	1	0.17%	45	0.11%
50	65	10.80%	3250	8.05%
75	17	2.82%	1275	3.16%
100	6	1.00%	600	1.49%
112.5	5	0.83%	562.5	1.39%
150	25	4.15%	3750	9.29%
167	2	0.33%	334	0.83%
225	10	1.66%	2250	5.57%
300	9	1.50%	2700	6.69%
500	10	1.66%	5000	12.39%
750	7	1.16%	5250	13.01%
TOTAL	602	100.00%	40361	100.00%

2.6.2.2 Descrição das medições reais

A Tabela XIII ilustra o cronograma das medições que foram executadas. Todos os transformadores eram da mesma potência nominal: 37.5 kVA. Como pode ser observado, devido a dificuldades técnicas que ocorreram com os equipamentos de medição, os períodos de medição para cada transformador variaram significativamente. Aparentemente, os equipamentos de medição (DAQs da National Instruments™) eram muito sensíveis às baixas temperaturas presentes no interior dos transformadores e simplesmente paravam de registrar as medições.

Tabela XIII – Cronograma de medições

TRANSFORMADOR	13/11/2008	14/11/2008	15/11/2008	16/11/2008	17/11/2008	18/11/2008	20/11/2008	21/11/2008	22/11/2008	23/11/2008	24/11/2008	25/11/2008	27/11/2008	28/11/2008	29/11/2008	30/11/2008	01/12/2008	02/12/2008	04/12/2008	05/12/2008	06/12/2008	07/12/2008	08/12/2008
1 37MN5																							
2 37MN15																							
3 37MN17																							
4 37MNB400																							
5 37MNB427																							
6 37MNB434																							
8 37MNB891																							
9 37MNB1049																							
10 37MNB1490																							
12 37MNB1287																							

A Figura 24 ilustra o diagrama esquemático dos transformadores que foram medidos.

Figura 24 – Diagrama esquemático dos transformadores de distribuição medidos – extraído de [103]

O protocolo de medição considerado consistia na captura de 6 ciclos a cada 3 segundos. A taxa de amostragem considerada foi de 256 amostras/ciclo.

A Figura 25 ilustra os valores médios para as tensões harmônicas medidas, enquanto que a Figura 26 ilustra os valores médios para as correntes harmônicas medidas. Vale chamar a atenção para o fato das medições terem indicado a ocorrência de ressonância paralela na parte do sistema onde as cargas da região C, conforme destacado na Figura 25.

Com o intuito de permitir uma comparação dos resultados obtidos com aqueles verificados através das medições, os níveis de DHT para a tensão da fase A na barra da subestação foram ilustrados na Figura 27.

2.6.2.3 Modelagem dos transformadores

Os modelos para cada um dos transformadores de distribuição foram obtidos de forma análoga àquela utilizada no exemplo teórico exposto anteriormente. Para cada transformador, foram obtidos os parâmetros para cada uma das três modelagens consideradas, considerando quatro diferentes períodos:

- Madrugada: das 00:00 horas às 06:00 horas;
- Manhã: das 06:00 horas às 12:00 horas;
- Tarde: das 12:00 horas às 18:00 horas;
- Noite: das 18:00 horas às 24:00 horas.

Apenas as medições feitas nos dias úteis foram consideradas para obtenção dos parâmetros de cada um dos modelos. Por simplicidade, apenas as medições para os dez primeiros minutos de cada hora foram consideradas para determinação dos modelos. Sendo assim, limitou-se o número de medições para a obtenção de cada modelo em 600 medições. Isto é, uma medição a cada 3 segundos resulta em 200 medidas a cada 10 minutos, como cada período foi composto por 6 horas e apenas os 10 primeiros minutos de cada hora foram considerados, o total de medições considerado na determinação dos parâmetros de cada modelo foi de 600 medições.

Somente as ordens ímpares foram consideradas, sendo que a maior frequência considerada foi a 900 Hz (15ª ordem). Como os dados de consumo médios das cargas foram disponibilizados, utilizou-se um fluxo de potência convencional para determinar as correntes e tensões na frequência fundamental. Sendo assim, a frequência fundamental não foi considerada na modelagem das cargas harmônicas agregadas.

Com o intuito de ilustrar o procedimento executado, apresentou-se apenas o resultado obtido referente ao período da madrugada para o transformador 37MN5. Considerou-se 100MVA como potência de base para os cálculos. Os resultados para os outros períodos e demais transformadores são apresentados no anexo deste documento.

Figura 25 – Valores médios para as tensões harmônicas medidas

Figura 26 – Valores médios para as correntes harmônicas

Figura 27 – Níveis de DHT para a tensão da fase A na barra da subestação

A Tabela XIV apresenta os parâmetros considerando a modelagem por fontes de corrente. Note que a modelagem por fontes de corrente considerou os valores médios das correntes medidas. Os valores médios para os fasores correspondentes a cada frequência foram determinados através das médias dos valores reais e dos valores imaginários das correntes medidas. Os desvios padrões para os valores reais e imaginários de cada frequência também foram apresentados na Tabela XIV.

Tabela XIV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN5 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3a Ordem	6.40054E-05	-5.650E+00	1.34546E-05	5.72444E-06
5a Ordem	5.39095E-05	-2.365E+01	7.43107E-06	3.99965E-06
7a Ordem	2.44902E-05	-2.735E+01	3.31668E-06	2.48958E-06
9a Ordem	1.42687E-05	-3.770E+01	1.64140E-06	1.07866E-06
11a Ordem	4.05693E-06	-7.123E+01	1.87959E-06	1.08081E-06
13a Ordem	2.97137E-06	+8.714E+00	1.28599E-06	1.47294E-06
15a Ordem	3.39833E-06	-9.675E+00	3.91246E-07	1.15844E-06

Posteriormente, a fim de verificar a possibilidade de utilização da modelagem através dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados, avaliaram-se as condições de operação presentes em cada período para todos os dias úteis. Essa avaliação foi feita através de um gráfico que relacionava os níveis de DHT de corrente com os níveis de DHT de tensão de cada medida. A Figura 28 ilustra a avaliação feita para o transformador 37MN5, período da madrugada. As quadrículas limitam áreas correspondentes a condições de operação suficientemente diferentes umas das outras. Como foi explicado anteriormente, quanto maior for o número de quadrículas ocupadas pelas combinações de DHT de corrente e DHT de tensão medidas, maior poderá ser o número de ordens consideradas no modelo.

Note que existem mais de oito quadrículas ocupadas pelas combinações de DHT de corrente e DHT de tensão medidas, logo, podemos dizer que o número de condições de operação diferentes é, no mínimo, igual a oito. Sendo assim, a carga pode ser modelada considerando oito variáveis (sete variáveis correspondentes às impedâncias de uma dada frequência e uma variável

correspondente à fonte de corrente da respectiva frequência). Através dessa abordagem, o risco do sistema linear correspondente ser linearmente dependente é bastante reduzido, permitindo o cálculo dos parâmetros do modelo para cada frequência considerada.

Figura 28 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN5 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

A Tabela XV apresenta os parâmetros considerando a modelagem por circuitos equivalentes de Norton. Já Tabela XVI apresenta os parâmetros considerando a modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados.

Tabela XV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN5 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.66632E-03-j3.41793E-03	5.13181E-05	+6.378E+01
5 ^a Ordem	-9.26475E-04-j6.58144E-04	5.93232E-05	+1.683E+02
7 ^a Ordem	-3.37402E-04+j5.12830E-04	2.87604E-05	+1.451E+02
9 ^a Ordem	1.54343E-03-j1.28223E-03	1.21788E-05	+1.625E+02
11 ^a Ordem	1.01316E-04+j1.97270E-05	4.00178E-06	+1.075E+02
13 ^a Ordem	1.78456E-03-j5.16710E-03	3.09619E-06	+7.253E+01
15 ^a Ordem	1.65413E-03+j2.99454E-04	3.11083E-06	+5.933E+00

O mesmo critério foi observado para os demais transformadores. Como pode ser verificado no anexo desta tese, as medições para os demais transformadores também ocuparam mais de oito quadrículas.

2.6.2.4 Simulações

Três diferentes execuções de um fluxo de carga harmônico foram realizadas para cada período de medição. Foi utilizado um software acadêmico chamado MHLF (*MULTIPHASE HARMONIC LOAD-FLOW*), o qual foi disponibilizado pela Universidade de Alberta, Canadá. Em cada uma das execuções, foi considerado uma modelagem específica para as cargas produtoras de harmônicos. Dessa forma, um total de doze simulações de fluxo de potência harmônico foram realizadas.

Devido às limitações da ferramenta utilizada para execução dos fluxos de potência harmônicos, a modelagem do alimentador utilizado nas simulações foi simplificada. Apenas o tronco do mesmo foi representado, conforme destacado através da cor verde na Figura 29. Dessa forma, cada carga foi conectada na barra pertencente ao tronco que estivesse imediatamente a montante da sua posição.

A potência consumida por cada transformador na frequência fundamental foi variada de acordo com o respectivo período da simulação, ou seja, para o período da madrugada, considerou-se 50% da potência média mensal consumida por cada transformador; para os períodos da manhã e da tarde, considerou-se 100%; e para o período da noite, considerou-se 150% da potência média mensal consumida.

Tabela XVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNS – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		6,2508E-05	132600E+02
5 ^a Ordem		3,4936E-05	173700E+02
7 ^a Ordem		3,50984E-05	-1,8000E+02
9 ^a Ordem		4,62806E-05	-137900E+02
11 ^a Ordem		2,81782E-05	-123500E+02
13 ^a Ordem		8,41629E-06	-1,17700E+02
15 ^a Ordem		5,77006E-06	3,95500E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
7,40344E-04;2,5453E-03	-8,87444E-04;1,09816E-03	-3,7761E-03;8,8568E-04	-2,7512E-03;1,6029E-03	-8,5365E-03;3,1793E-03	-2,3647E-02;1,8429E-02	-1,33980E-02;5,6025E-03			
6,53340E-04;1,30293E-03	-8,13230E-04;1,07084E-03	-9,40995E-04;5,56029E-04	1,83695E-03;3,33097E-03	-4,22165E-03;5,8468E-04	-7,9776E-03;4,108979E-02	-8,58229E-03;4,222549E-03			
-4,3268E-05;1,14247E-03	-4,69070E-04;1,15886E-03	-1,07376E-03;1,7785E-03	1,4242E-03;5,3826E-03	-1,1384E-03;8,7910E-04	-3,32259E-03;3,01900E-03	-2,88277E-03;4,21833E-05			
-3,72252E-04;2,70409E-04	-9,99324E-04;8,75264E-04	-8,7785E-04;1,14633E-03	4,46775E-05;4,0698E-03	-6,37580E-04;2,19154E-03	-5,39818E-04;2,42872E-03	-1,59936E-03;2,40036E-04			
-3,03008E-04;1,958E-04	-4,2587E-04;6,58958E-04	-2,10933E-04;9,2982E-04	8,19438E-04;1,54465E-03	-5,20544E-05;2,69076E-03	1,39566E-03;3,90899E-03	1,2464E-03;1,1465E-03			
-1,5636E-04;2,83689E-04	-7,91062E-05;2,58122E-04	5,92373E-05;2,86929E-04	5,08857E-04;2,31772E-04	-2,05564E-04;8,3887E-04	9,0379E-05;3,6767E-03	1,49624E-03;1,5733E-03			
1,5785E-06;2,7394E-04	2,45872E-04;4,22743E-05	1,97759E-04;2,14442E-04	5,64669E-04;9,03615E-04	-8,83494E-04;4,97722E-04	9,67393E-05;5,42506E-04	3,07850E-04;2,2482E-03

Figura 29 – Representação do tronco do alimentador considerada nas simulações

Os modelos obtidos para cada um dos 10 transformadores medidos foram distribuídos aleatoriamente por todos os transformadores de distribuição presentes no alimentador. Um simples ajuste da magnitude da injeção de distorções foi feito através da razão entre a potência média mensal consumida por cada transformador e a potência média mensal consumida pelo transformador medido.

Os níveis de DHT para tensão foram calculados na barra da subestação, de modo a permitir uma comparação do impacto produzido para cada modelagem. As Tabelas XVII - XX apresentam os valores obtidos através das simulações para o DHT das tensões na barra da subestação. Por simplicidade, apenas os resultados obtidos para a fase A foram apresentados, uma vez que o sistema estava razoavelmente equilibrado.

Como pode ser observado, os níveis de DHT obtidos através de cada um dos modelos não variaram significativamente ao longo dos períodos do dia. Isto é, os valores obtidos para os períodos da madrugada, manhã, tarde e noite para um determinado modelo específico de carga, foram relativamente próximos. Esse comportamento também foi observado nas medições do DHT de tensão para a fase A.

Tabela XVII – Resultados da Simulação
Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	DHT Tensão [%]	Erro [%]
<i>FC</i>	3.313	111.42
<i>EN</i>	1.376	12.19
<i>ENHC</i>	2.435	55.39
<i>MEDIÇÕES</i>	1.567	

Tabela XVIII – Resultados da Simulação
Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	DHT Tensão [%]	Erro [%]
<i>FC</i>	3.524	147.99
<i>EN</i>	0.661	53.48
<i>ENHC</i>	0.949	33.22
<i>MEDIÇÕES</i>	1.421	

Tabela XIX – Resultados da Simulação
Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	DHT Tensão [%]	Erro [%]
<i>FC</i>	3.699	168.82
<i>EN</i>	0.736	46.51
<i>ENHC</i>	1.329	3.42
<i>MEDIÇÕES</i>	1.376	

Tabela XX – Resultados da Simulação
Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	DHT Tensão [%]	Erro [%]
<i>FC</i>	3.869	211.01
<i>EN</i>	1.438	15.59
<i>ENHC</i>	2.544	104.50
<i>MEDIÇÕES</i>	1.244	

Uma variação significativa ocorreu na comparação dos níveis de DHT obtidos através de cada um dos modelos considerados para um mesmo período. De maneira geral, os níveis obtidos quando foi considerada a modelagem por fontes de corrente sempre foram os mais elevados, enquanto que os níveis obtidos quando foi

considerada modelagem por equivalentes de Norton sempre foram os mais inferiores.

Nota-se ainda que, quando comparados com as medições, os níveis obtidos quando considerada a modelagem por equivalentes de Norton foram mais próximos para os períodos da madrugada e da noite, enquanto que os níveis obtidos pela modelagem por equivalentes de Norton harmonicamente acoplados estiveram mais próximos para os períodos da manhã e da tarde. Já os níveis obtidos pela modelagem por fontes de corrente foram bastante divergentes para todos os períodos.

2.7 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram discutidas as abordagens comumente utilizadas na modelagem de carga harmônicas agregadas; e as vantagens e desvantagens de cada abordagem foram apontadas. A modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados foi aquela que, teoricamente, se mostrou mais promissora para a representação precisa do comportamento das cargas harmônicas agregadas.

Uma metodologia para obtenção dos parâmetros necessários para a modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados também foi introduzida. Inicialmente, a metodologia foi aplicada em uma carga harmônica fictícia. Posteriormente, a mesma foi aplicada em medições reais, permitindo a utilização dos modelos na avaliação do impacto das mesmas na simulação do desempenho de um alimentador de distribuição de energia elétrica.

Os resultados indicaram que a modelagem por fontes de correntes pode introduzir erros significativos nos cálculos dos níveis de distorção. Também se verificou que tanto a modelagem por equivalentes de Norton, como a modelagem por equivalentes de Norton harmonicamente acoplados podem proporcionar resultados mais aderentes com a realidade dos sistemas elétricos. De forma geral, como os níveis obtidos através da consideração dos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados foram superiores aos obtidos pelos equivalentes de

Norton, pode-se dizer que os resultados através dos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados foram mais conservativos.

No entanto, a conclusão fundamental desta etapa recai na importância da consideração de uma admitância em paralelo com a fonte de corrente para a representação das cargas produtoras de harmônicos. Como as modelagens por circuitos equivalentes de Norton e por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados consideram essa admitância (no caso da modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados, seria uma matriz de admitâncias), os resultados obtidos através dessas modelagens estiveram mais aderentes com a realidade das redes elétricas. De certa forma, essas admitâncias foram responsáveis por limitar as injeções de perturbações, de acordo com a tensão aplicada na barra de conexão de cada carga. Como para a modelagem através de fontes de corrente não existe tal admitância, as perturbações injetadas tendem a serem superiores, explicando, então, os níveis de distorção superiores.

CAPÍTULO 3

EQUIVALENTES DE REDE

O objetivo do presente capítulo é apresentar uma metodologia alternativa para a elaboração de equivalentes de rede dependentes da frequência, a partir da resposta em frequência de redes de transporte de energia elétrica. Através da metodologia proposta, torna-se possível a substituição de parte do sistema por um circuito equivalente simplificado, reduzindo a representação do sistema e sem prejudicar a avaliação precisa de grandes redes elétricas. O desafio principal concentra-se na determinação da função racional capaz representar a característica da resposta em frequência da rede a ser substituída pelo equivalente. Essa função racional determina a impedância a ser utilizada no equivalente de rede. A metodologia é baseada em Algoritmos Evolutivos (AEs). Basicamente, são avaliados simultaneamente diferentes conjuntos de valores para os parâmetros da função racional. Ao longo do processo de convergência, os AEs modificam adequadamente os valores destes parâmetros, reduzindo o erro RMS entre a resposta em frequência original e aquela fornecida pela função racional estimada. Os resultados obtidos através da metodologia foram comparados com aqueles obtidos através da metodologia conhecida como “Vector Fitting”, que é a metodologia comumente utilizada para resolver problemas similares.

Equivalentes de rede são amplamente utilizados na avaliação dos sistemas elétricos de potência, a fim de simplificar a representação das redes de transporte de energia elétrica. Dessa maneira, apenas as partes de interesse dos sistemas são representadas detalhadamente, enquanto que as demais são substituídas por circuitos elétricos equivalentes acoplados nos pontos de fronteira.

Os equivalentes de rede devem ser capazes de representar adequadamente o comportamento das partes do sistema às quais eles se referem.

Para isso, eles devem produzir respostas semelhantes àsquelas das partes do sistema que eles substituem qualquer que seja a frequência considerada.

Na avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência, a representação precisa dos equivalentes de rede torna-se ainda mais importante, uma vez que eles influenciam diretamente no fluxo de propagação das distorções harmônicas.

Existem dois tipos básicos de equivalentes de rede:

- Circuitos equivalentes de Thévenin;
- Circuitos equivalentes de Norton.

A diferença básica na utilização dos possíveis tipos está na representação do elemento ativo. Isto é, pode-se escolher por um equivalente composto por fontes de tensão (circuito equivalente de Thévenin) ou por um equivalente composto por fontes de corrente (circuito equivalente de Norton).

A obtenção dos valores das fontes de tensão utilizadas pelos equivalentes de Thévenin é feita através de medições diretas das tensões nos pontos de fronteira das redes de transporte de energia elétrica. A partir das medições das tensões, determinam-se os valores das tensões harmônicas a serem utilizadas nas fontes de tensão do equivalente de rede. A Figura 30 ilustra o equivalente de rede baseado em circuitos equivalentes de Thévenin para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência.

Os valores das fontes de corrente a serem utilizadas pelos equivalentes de Norton podem também ser determinados através de medições diretas das correntes injetadas nos pontos de fronteira. A partir das medições das correntes, determinam-se os valores das correntes harmônicas a serem utilizadas nas fontes de corrente do equivalente de rede. A Figura 31 ilustra o equivalente de rede baseado em circuitos equivalentes de Norton para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência.

Figura 30 - Equivalente de rede baseado em circuitos equivalentes de Thévenin para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência.

Figura 31 - Equivalente de rede baseado em circuitos equivalentes de Norton para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência.

Tanto na Figura 30 como na Figura 31 há certo abuso proposital da notação para a representação dos circuitos equivalentes. Esse abuso se refere à consideração de diferentes frequências na representação dos circuitos. Tal abuso pode ferir a caracterização linear dos circuitos, porém o mesmo é feito para tornar mais claro o conceito abordado no presente capítulo. Note que teoricamente, a representação está adequada, uma vez que as fontes de tensão são representadas em série e as fontes de corrente são representadas em paralelo. Logo a soma dos

valores das mesmas resultaria na tensão ou corrente realmente aplicada ou injetada o circuito. Note também que a impedância é dependente da frequência, de acordo com a frequência de análise, ela terá um valor específico.

Na prática, as medições de corrente têm alguns inconvenientes se comparadas com as medições de tensão. De maneira geral, transdutores de corrente exigem maiores cuidados na conexão das pontas de prova e têm uma precisão menor do que os de tensão, devido à saturação do componente magnético presente nos mesmos. Além disso, os transdutores de corrente normalmente são muito mais caros que os de tensão, fazendo com que os profissionais nem sempre optem pela monitoração de corrente. Dessa forma, a representação por circuitos equivalentes de Thévenin seria mais direta do que a representação por circuitos equivalentes de Norton, devido às facilidades que as medições de tensão têm sobre as medições de corrente.

No entanto, equivalentes de rede baseados em circuitos equivalentes de Norton são facilmente incorporados nos fluxos de potência harmônicos baseados em injeção de corrente. Sendo assim, torna-se conveniente determinar os valores das fontes de corrente dos equivalentes de Norton a partir dos valores das tensões medidas e que determinam diretamente os valores das fontes de tensão dos equivalentes de Thévenin. Essa transformação é ilustrada na Figura 32 e pode ser executada de acordo com a equação (27).

Figura 32 - Equivalente de rede baseado em circuitos equivalentes de Norton para a avaliação harmônica dos sistemas elétricos de potência.

$$I_f = \frac{\dot{V}_f}{\bar{Z}(f)} \quad (27)$$

Onde:

- $\dot{I}_f$: fasor correspondente à fonte de corrente do circuito equivalente de Norton para a frequência f ;
- $\dot{V}_f$: fasor correspondente à fonte de tensão do circuito equivalente de Thévenin para a frequência f ;
- $\bar{Z}(f)$: valor da impedância para a frequência f obtida através da varredura de frequência, considerando a representação completa do sistema elétrico de potência.

O principal desafio na representação precisa de parte dos sistemas elétricos de potência por equivalentes de rede está relacionado com a impedância dos equivalentes de rede. Sendo assim, a contribuição do presente capítulo está relacionada com esse aspecto em particular.

A forma trivial para a determinação desta impedância através de simulação computacional é conhecida como varredura de frequência. Basicamente, todos os elementos ativos da parte do sistema de potência a ser substituída pelo equivalente são desativados (fontes de tensão devem ser desconectadas e cargas devem ser curto-circuitadas). Em seguida, considera-se um gerador de 1pu de corrente conectado na barra de acoplamento entre a parte do sistema a ser substituída pelo equivalente e o resto do sistema. O valor da impedância do equivalente é dado, então, pelo valor da tensão medida na barra de acoplamento. A Figura 33 ilustra o procedimento descrito.

Computacionalmente, o valor medido da tensão corresponde ao valor da impedância própria na matriz de impedâncias nodais da parte do sistema elétrico de potência a ser substituída pelo equivalente de rede. Dessa forma, os algoritmos tradicionais para montagem da matriz de impedâncias nodais podem ser aplicados na varredura de frequência, a fim de determinar a característica da impedância equivalente. Vale lembrar que a montagem da matriz de impedâncias nodais deve ser computada novamente para cada uma das frequências consideradas, devido às alterações nos valores das partes imaginárias das impedâncias séries e das admitâncias paralelas causadas pela alteração da frequência.

Figura 33 – Determinação do equivalente de rede.

Os procedimentos de varredura de frequência são utilizados para caracterizar a resposta de um determinado sistema. Dessa forma, o mesmo pode ser desconsiderado em simulações de grandes sistemas elétricos, sem, no entanto, desconsiderar a influência do mesmo nos resultados obtidos. A principal dificuldade está na representação única da resposta em frequência obtida para a determinação da impedância que caracteriza o equivalente. Assim como no caso da modelagem de carga, é possível perceber que a representação dos pontos de fronteira por equivalentes de rede é um tópico ignorado pelos autores em estudos de avaliação harmônica em sistemas de potência. Nesses estudos, os autores estão preocupados em dimensionar o impacto que as injeções de harmônicos podem causar, identificando a forma pela qual ocorre a propagação dessas perturbações nas redes de transporte de energia. Dessa forma, os autores recorrem a modelos simplificados para a representação dos pontos de fronteira, que nem sempre condizem com o comportamento encontrado na realidade. Basicamente, eles ignoram que a propagação das perturbações depende das impedâncias nos pontos de fronteira.

A explicação técnica mais provável para justificar tal abordagem recai na dificuldade em incorporar o comportamento especial da impedância do equivalente na montagem da matriz de impedâncias do sistema, a qual é feita pelos algoritmos tradicionalmente utilizados em programas de fluxo de potência. Essa impedância pode sofrer alterações significativas com a frequência, não permitindo a representação da sua característica por um único valor de impedância, com parte real fixa e com a parte imaginária linearmente dependente da frequência. A Figura 34 ilustra o comportamento da impedância no ponto de acoplamento de um sistema

elétrico qualquer. No entanto, a consideração precisa de tais valores é fundamental para determinar a correta propagação das distorções harmônicas nas redes de transporte de energia elétrica.

Figura 34 – Comportamento da impedância equivalente de um ponto de acoplamento qualquer – Extraído de [37].

Por exemplo, em sistemas de distribuição de energia elétrica, a fim de representar as subestações e todo o sistema à montante das mesmas, autores geralmente utilizam apenas as impedâncias dos transformadores das subestações definidas para a frequência fundamental. Tal simplificação pode ser válida para estudos de curto-circuito, uma vez que, considerando apenas a impedância dos transformadores, os níveis de curto calculados tendem a serem maiores do que aqueles encontrados na realidade, colaborando para a obtenção de resultados conservativos. No entanto, para a avaliação da propagação de distorções harmônicas, essa simplificação pode impactar negativamente os resultados, uma vez que a atualização linear do valor da impedância dos transformadores de acordo com a frequência considerada pode não ser suficiente para representar adequadamente o comportamento de todo o sistema a montante. Nesses casos, os demais elementos localizados a montante no sistema deveriam também ser representados, a fim de proporcionar um comportamento mais característico com aquele encontrado na realidade.

Em [2] os autores já demonstravam preocupação com a correta representação dos equivalentes de rede para a avaliação harmônica de sistemas elétricos de potência, mostrando a variação dos parâmetros dos transformadores de subestações com a frequência. A Figura 35 ilustra o comportamento da impedância do transformador de uma subestação considerado pelos autores de [2].

No capítulo sobre a avaliação harmônica de sistemas elétricos de potência da norma IEEE 399 [37] também existe uma seção especial descrevendo que os sistemas das concessionárias de energia devem ser representados por equivalentes compostos por impedâncias de comportamento especial, as quais são obtidas por técnicas de varredura em frequência. A Figura 36 ilustra o comportamento tipicamente encontrado em impedâncias equivalente nos pontos de acoplamento, indicando como a mesma pode sofrer variações de acordo com a potência de curto-circuito.

Apesar disso, a preocupação com a modelagem correta dos equivalentes nos pontos de fronteira é ignorada, mesmo em trabalhos bastante sofisticados e/ou atuais ([49], [70], [77] e [89]).

Figura 35 – Comportamento da impedância do transformador de uma subestação – Extraído de [2].

Figura 36 – Comportamento da impedância equivalente de um ponto de acoplamento qualquer – Extraído de [37].

Em [39], [45], [79] e [92] é possível notar a preocupação com a correta caracterização do comportamento da impedância nos pontos de fronteira, apesar desta não ser o foco dos mesmos. Nesses trabalhos, os autores dão uma abordagem experimental para a determinação de equivalentes que descrevem o comportamento de cargas produtoras de harmônicos (com exceção de [92], que se limita a frequência fundamental). Uma das principais contribuições desses trabalhos está na técnica utilizada para realizar a separação entre a impedância equivalente da carga e a impedância equivalente do sistema. Porém, para a correta aplicação dessa abordagem, é necessário o conhecimento prévio da impedância do sistema a montante do ponto de fronteira, isto é, a configuração da parte do sistema a ser substituída pelo equivalente de rede. Apenas assim, a abordagem descrita nesses trabalhos pode ser utilizada, de maneira a permitir separar a impedância do sistema da impedância medida para a carga.

Conforme explicitado anteriormente, um dos principais motivos para a utilização de modelos extremamente simplificados na representação dos equivalentes nos pontos de fronteira deve-se às dificuldades na utilização da característica da resposta em frequência para a representação da impedância dos

equivalentes de rede. A inclusão de tal característica requer, então, aplicativos especiais para a avaliação harmônica das redes de transporte de energia elétrica, permitindo a inserção de curvas representativas para descrever o comportamento das impedâncias dos equivalentes de rede.

Outra forma de contornar tal dificuldade estaria relacionada com a determinação de um circuito simplificado, o qual seria capaz de produzir uma resposta em frequência similar àquela ilustrada pela característica da resposta em frequência da impedância equivalente. Esse circuito seria, então, composto por elementos de rede passivos, conectados de tal forma que o comportamento dele seria semelhante àquele da parte do sistema substituída pelo equivalente.

Sendo assim, o equivalente de rede seria composto por uma impedância, a qual seria representada por uma série de elementos passivos de rede, e por um conjunto de fontes de corrente ou tensão. Como se tratam apenas de elementos básicos de circuitos elétricos (resistências, capacitâncias, indutâncias e condutâncias), o equivalente de rede poderia ser considerado em qualquer aplicativo utilizado para a avaliação harmônica de redes de transporte de energia elétrica, baseados em fluxo de potência harmônico por injeção de correntes. A contribuição do presente capítulo está relacionada com essa alternativa na determinação dos equivalentes de rede.

Basicamente, a principal dificuldade atrelada à determinação de um equivalente de rede consiste em obter a função racional que melhor aproxima a resposta em frequência da parte do sistema a ser substituída pelo equivalente de rede e que não é o foco da análise. Através dessa função racional, o circuito simplificado pode ser elaborado, de acordo com o tipo e o número de polos especificado. Dessa forma, o número de elementos de rede utilizados para representar todo um sistema elétrico de potência pode ser consideravelmente reduzido, diminuindo o tamanho do sistema linear correspondente e, assim, permitindo a simulação precisa de redes elétricas complexas.

Existem outras metodologias que são utilizadas para determinar funções racionais que aproximam a resposta em frequência de redes elétricas ([18], [42] e

[58]). A metodologia mais promissora é conhecida como “Vector Fitting” ([42]). Essa metodologia é amplamente aceita pela comunidade científica, devido a sua elevada precisão e tempo de execução extremamente reduzido. Diversos outros trabalhos foram publicados contendo aprimoramentos da metodologia original do “Vector Fitting” [47], [50], [55], [69], [75], [85] e [86]. Dentre os principais aprimoramentos, o que merece maior destaque se refere à tentativa de garantia de passividade das funções racionais obtidas. Simplificadamente pode-se dizer que a garantia de passividade estabelece que a impedância correspondente tenha um comportamento passivo para todos os valores de frequência no intervalo considerado.

Outro aspecto a ser ressaltado refere-se à complexidade da metodologia original do “Vector Fitting”. Devido à implementação do “Vector Fitting” ser consideravelmente complexa, os autores da mesma foram levados a distribuírem gratuitamente um “toolbox” do MATLAB contendo a metodologia ([82]).

O presente capítulo propõe uma metodologia alternativa baseada em AEs. A metodologia proposta no presente capítulo define os valores dos parâmetros da função racional que aproxima a resposta em frequência da parte do sistema em análise que será substituída pelo equivalente de rede. Note que os valores de impedância obtidos correspondem apenas a elementos passivos de uma rede elétrica. A contribuição sobre esse tópico também está relacionada com esse aspecto. Na realidade através do “Vector Fitting” não há a garantia de que o valor de impedância obtido através da função racional será passivo para toda a faixa de frequência considerada. Através do AEs, a metodologia proposta na presente tese contornou essa dificuldade.

A utilização de AEs em tópicos relacionados com sistemas elétricos de potência tornou-se bastante comum nos últimos anos. Inicialmente, os AEs foram aplicados na tentativa de aperfeiçoar as soluções de problemas de fluxo de carga. Por exemplo, os autores de [57] aplicaram os AEs na tentativa de obter o despacho ótimo da geração de energia elétrica. Outra aplicação de AEs em problemas de fluxo de carga foi apresentada em [96]. Nesse artigo, os AEs foram utilizados para definir o conjunto mais adequado de correntes harmônicas injetadas, a fim de garantir que

as distorções harmônicas de tensão em todas as barras de um sistema elétrico de potência pudessem ser estimadas com relativa precisão.

Os AEs também foram utilizados em problemas de estimação de parâmetros dentro de estudos de sistemas de potência. Em [94], os autores utilizaram um AE para determinar os valores ótimos dos parâmetros considerados em um modelo de motor. A convergência do problema era determinada através da comparação das características de torque fornecidas pelo fabricante do motor no manual do equipamento com a característica obtida através do modelo estimado.

Seguindo uma abordagem similar que aquela feita em [94], no presente capítulo os AEs foram aplicados com o intuito de estimar os valores dos parâmetros de uma função racional, a qual deve ser capaz de representar a resposta em frequência de uma parte de um sistema elétrico de potência. Os demais detalhes da metodologia foram apresentados nas seções seguintes.

3.1 ALGORITMOS EVOLUTIVOS

Uma breve descrição dos AEs e de seus aspectos fundamentais é fornecida nesta seção, uma vez que a configuração dos parâmetros dos mesmos pode afetar diretamente o resultado da estimação dos valores para os parâmetros das funções racionais. AEs representam um ramo da computação evolucionária, a qual consiste em um processo meta-heurístico de otimização genérico baseado em populações de alternativas de soluções ([97]).

Sendo assim, os AEs são constituídos por processos iterativos. Fazendo uma analogia com o processo de seleção natural, cada iteração corresponde a uma geração. Cada geração é composta por uma população de indivíduos, a qual corresponde a um conjunto de alternativas de solução para o problema. Cada indivíduo é composto por genes, os quais armazenam valores para os parâmetros da solução.

Inicialmente, a população da primeira geração é selecionada de forma aleatória. Após a inicialização da população, todos os indivíduos correspondentes são avaliados. Na etapa da avaliação, a adaptabilidade de cada indivíduo é

graduada através de uma função-objetivo, a qual indica o grau de satisfação da alternativa de solução para o problema em questão. Os indivíduos mais bem-adaptados tendem a obter uma elevada graduação pela função-objetivo. Após a avaliação da primeira população, inicia-se o processo iterativo dos AEs. Os operadores dos AEs (mutação, recombinação e reprodução) são executados, com o intuito de compor uma nova geração de indivíduos. Os primeiros dois operadores simplesmente inserem modificações nos genes dos indivíduos da população corrente, a fim de permitir o surgimento de soluções com características diferentes daquelas determinadas pela população inicial. O operador de reprodução seleciona os indivíduos melhor adaptados (graduação elevada pela função-objetivo) de uma geração, com o intuito de compor a nova geração. O fluxograma da Figura 37 ilustra o processo dos AEs descrito anteriormente.

Figura 37 – O processo dos AEs

3.2 OS ALGORITMOS EVOLUTIVOS APLICADOS AO PROBLEMA DE ESTIMAÇÃO DE FUNÇÕES RACIONAIS

A ideia básica do presente trabalho é definir os valores para os parâmetros de funções racionais escritas de forma similar àquela definida pela equação (28) que melhor aproximem a resposta em frequência obtida pela execução da varredura em frequência na parte do sistema a ser substituída pelo equivalente de rede. Por simplicidade, a resposta em frequência é considerada em termos da admitância equivalente, ao invés da impedância. A equação (28) ilustra uma maneira pela qual as funções racionais podem ser escritas, a partir das suas frações parciais, e que permite a representação adequada do comportamento da resposta em frequência de redes de transporte de energia elétrica.

$$G(s) = \sum_{n=1}^N \frac{z_n}{s - p_n} + d + se \quad (28)$$

Onde:

- N : refere-se ao número máximo de polos considerados;
- p_n : refere-se ao valor complexo ou real do polo da fração n da função;
- z_n : refere-se ao valor complexo ou real do zero da fração n da função;
- d : constante real para ajuste da parte real da função;
- e : constante real para ajuste da parte imaginária da função.

Portanto, de maneira análoga à metodologia do “Vector Fitting”, um número máximo de polos N é previamente definido.

Em [50], os autores definem como pode ser feita a elaboração dos circuitos elétricos a partir dos parâmetros de uma função racional. De acordo com

[50], a partir de uma função racional como a definida pela equação (28), pode-se elaborar um circuito como o ilustrado na Figura 38.

Observando a Figura 38, pode-se notar que o circuito equivalente é composto por uma série de ramos em paralelo. O ramo composto pela capacitância C_0 é único e definido de acordo com o valor do parâmetro “ e ”. O ramo composto pela resistência R_0 é também é único, só que seu valor é definido de acordo com o valor do parâmetro “ d ”. As equações (29) e (30) ilustram a relação entre a função racional e os parâmetros dos ramos C_0 e R_0 correspondentes no circuito elétrico equivalente.

Figura 38 – Formato padrão para o circuito elaborado a partir dos parâmetros de uma função racional como a definida pela equação (28)

$$C_0 = e \quad (29)$$

$$R_0 = \frac{1}{d} \quad (30)$$

O número de ramos do tipo RL depende do número de polos reais que compõem a função racional. E o número do tipo RLCG depende do número de polos complexos conjugados que compõem a função racional. Então, pode-se reescrever a equação (28) conforme a maneira ilustrada pela equação (31), de maneira diferenciar os polos em seus polos complexos e polos reais.

$$G(s) = \sum_{n=1}^{N_R} \frac{z_n}{s - p_n} + \sum_{m=1}^{N_C} \left(\frac{c_m + jd_m}{s - (a_m + jb_m)} + \frac{c_m - jd_m}{s - (a_m - jb_m)} \right) + d + se \quad (31)$$

Onde:

- N_R : refere-se ao número máximo de polos reais;
- N_C : refere-se ao número máximo de polos complexos;
- z_n : refere-se ao valor real do zero da fração n da função;
- p_n : refere-se ao valor real do polo da fração n da função;
- $(c_m + jd_m)$ e $(c_m - jd_m)$: refere-se ao par de zeros conjugados referentes da fração m da função;
- $(a_m + jb_m)$ e $(a_m - jb_m)$: refere-se ao par de polos conjugados referentes da fração m da função;
- d : constante real para ajuste da parte real da função;
- e : constante real para ajuste da parte imaginária da função.

As equações (32) - (37) ilustram a relação entre a função racional e os parâmetros dos ramos RL e RLCG correspondentes no circuito elétrico equivalente.

$$R_{N_R} = -\frac{p_n}{z_n} \quad (32)$$

$$L_{N_R} = \frac{1}{z_n} \quad (33)$$

$$L_{N_C} = \frac{1}{2c_m} \quad (34)$$

$$R_{N_C} = (-2a_m + 2(c_m a_m + d_m b_m)L_{N_C})L_{N_C} \quad (35)$$

$$\frac{1}{C_{N_C}} = (c_m^2 + d_m^2 + 2(c_m a_m + d_m b_m)R_{N_C})L_{N_C} \quad (36)$$

$$G_{N_C} = -2(c_m a_m + d_m b_m)C_{N_C}L_{N_C} \quad (37)$$

3.2.1 Codificação da Solução

Apenas os valores para os polos da função racional foram considerados na codificação dos indivíduos, a fim de reduzir a quantidade de parâmetros a serem estimados diretamente pelo AE e ajudar na convergência do problema. Os valores para os zeros da função racional, e para as constantes “ d ” e “ e ” foram obtidos através do método dos mínimos quadrados, durante o processo de avaliação dos indivíduos.

Três codificações diferentes para os indivíduos foram avaliadas ao longo do trabalho. O caso mais simples foi ilustrado na Figura 39. Tal codificação considera que a função racional é composta por polos reais apenas.

	<u>Polo #1</u>		<u>Polo #N</u>
<u>Valor</u>	γ_1	...	γ_N
<u>Desvio</u>	Δ_1		Δ_N

Figura 39 – Codificação por Polos Reais

Dessa forma, o circuito elaborado a partir da função racional que considera apenas polos reais apresentará o formato padrão ilustrado na Figura 40.

Figura 40 – Formato padrão para o circuito elaborado a partir dos parâmetros de uma função racional com polos reais apenas

A segunda codificação foi ilustrada na Figura 41. Ela considera que a função racional é composta apenas por polos complexos. Como os polos complexos aparecem em pares conjugados, o número de polos que são codificados na realidade por esta codificação é $N/2$. O valor do polo complexo conjugado correspondente é considerado durante a avaliação da solução. No entanto, o

número de valores a serem estimados (número de genes do indivíduo) continua a ser N , devido às partes reais e imaginárias dos polos complexos.

	<u>Polo #1</u>		...	<u>Polo #N/2</u>	
	<u>Parte Real</u>	<u>Parte Imaginária</u>		<u>Parte Real</u>	<u>Parte Imaginária</u>
<u>Valor</u>	α_1	β_1		$\alpha_{N/2}$	$\beta_{N/2}$
<u>Desvio</u>	δ_1	Δ_1		$\delta_{N/2}$	$\Delta_{N/2}$

Figura 41 – Codificação por Polos Complexos

Dessa forma, o circuito elaborado a partir da função racional que considera apenas polos complexos apresentará o formato padrão ilustrado na Figura 42.

Figura 42 – Formato padrão para o circuito elaborado a partir dos parâmetros de uma função racional com polos complexos apenas

A terceira codificação foi ilustrada na Figura 43. Ela considera que a função racional é composta tanto por polos reais como por polos complexos. Esta codificação agrega as particularidades das codificações anteriores. A intenção da mesma é permitir que o processo de convergência tivesse uma flexibilidade maior para a determinação da aproximação.

POLOS COMPLEXOS						POLOS REAIS	
	<u>Polo #1</u>		...	<u>Polo #N/2</u>		<u>Polo #(N/2)+1</u>	<u>Polo #M</u>
	<u>Parte Real</u>	<u>Parte Imaginária</u>		<u>Parte Real</u>	<u>Parte Imaginária</u>		
<u>Valor</u>	α_1	β_1		$\alpha_{N/2}$	$\beta_{N/2}$	$\gamma_{(N/2)+1}$	γ_{1M}
<u>Desvio</u>	δ_1	Δ_1		$\delta_{N/2}$	$\Delta_{N/2}$	$\Delta_{(N/2)+1}$	Δ_M

Figura 43 – Codificação por Polos Complexos

Dessa forma, o circuito elaborado a partir da função racional que considera apenas polos reais apresentará o formato padrão ilustrado na Figura 44.

Figura 44 – Formato padrão para o circuito elaborado a partir dos parâmetros de uma função racional com polos complexos apenas

3.2.2 Função-Objetivo – Avaliação das Alternativas de Solução

Inicialmente, verifica-se a passividade de cada alternativa de solução. Isto é feito calculando-se os valores de admitância correspondentes a cada das frequências consideradas no processo de estimação. Se algum dos valores de admitância apresentar parte real negativa, conclui-se que a função racional não tem a sua passividade garantida e atribui-se uma nota nula para a alternativa correspondente, a fim de fazer com que a mesma não seja selecionada durante a execução da reprodução. Caso a parte real seja positiva para todos os valores de admitância, conclui-se que a função racional tem a sua passividade garantida, e dá-se continuidade a avaliação da alternativa.

Para o caso das codificações que levam em conta pares de polos complexos conjugados, verifica-se também a estabilidade da solução. Caso a solução não seja estável, isto é, apresente polos com a parte real positiva, é executado o rebatimento do polo para o plano real negativo. Dessa forma, todos os indivíduos apresentarão polos estáveis obrigatoriamente.

A qualidade da aproximação feita por cada alternativa de solução é feita através do inverso do erro RMS entre os valores originais da resposta em frequência do sistema (obtidos através da varredura de frequência) e a os valores calculados através da função racional da alternativa de solução correspondente. A equação (38) exhibe o cálculo que é executado para cada alternativa de solução.

$$f_{OBJETIVO} = \frac{1}{\sqrt{\sum_{n=1}^M \frac{(\bar{Y}_n^{Original} - \bar{Y}_n^{Calculado})^2}{\bar{Y}_n^{Original}}}} \quad (38)$$

Onde:

- M : refere-se ao número valores de admitância consideradas na resposta em frequência;
- $Y_n^{Original}$: refere-se ao n -ésimo valor de admitância obtido através da varredura em frequência;
- $Y_n^{Calculado}$: refere-se ao n -ésimo valor de admitância obtido através da função de transferência aproximada.

3.2.3 População Inicial

Com o intuito de gerar a população inicial, o intervalo de frequência correspondente aos dados de resposta em frequência, é dividido em 100 partições. Em seguida, a fim de definir o valor inicial para cada polo, uma partição é selecionada aleatoriamente, e um valor aleatório dentro dos limites da partição previamente selecionada é selecionado. O desvio do polo corresponde à metade da diferença entre os limites superior e inferior da partição previamente selecionada.

No caso da codificação por polos complexos, a parte imaginária dos polos é definida de acordo com o procedimento descrito anteriormente. Já a parte real e o seu desvio são definidos dividindo-se o valor da parte imaginária correspondente por 100.

3.2.4 Reprodução

Uma estratégia evolucionária do tipo (μ, λ, k) foi utilizada no presente capítulo. Isto significa que λ indivíduos foram gerados a partir de uma população de μ indivíduos (onde $\lambda \geq \mu$). Ou seja, inicialmente, a população de cada geração era

formada através da execução dos operadores mutação e recombinação. Dessa forma, novos indivíduos eram agregados à população da geração em formação. Posteriormente, 25% dos melhores indivíduos da população da geração anterior, isto é, 25% dos indivíduos mais bem adaptados eram agregados a população da geração em formação.

Tal estratégia também define o número máximo k de gerações por indivíduo a serem consideradas, isto é, a “idade” máxima de cada indivíduo. De acordo com esse critério, os indivíduos que atingem o número máximo de k gerações são substituídos por novos, criados aleatoriamente, de acordo com o processo descrito para composição da população inicial. Essa característica permite que novas alternativas sejam inseridas no conjunto de alternativas, removendo aquelas que foram menos favoráveis para a convergência do processo.

3.2.5 Recombinação

O operador recombinação é o operador dos AEs que combina as características de duas alternativas de solução em uma nova alternativa. Ele é executado no momento de composição da população de uma nova geração. Para a execução do operador recombinação, um valor entre 0 e 100 é sorteado para cada um dos indivíduos da população da geração anterior. Se esse valor for inferior a uma probabilidade, previamente definida para a execução do processo de evolução do AE, o indivíduo correspondente é, então, selecionado para execução do operador recombinação, e outro indivíduo da população é aleatoriamente, a fim de constituir um novo indivíduo.

Neste capítulo, o operador recombinação foi feito calculando-se a média dos valores e dos desvios dos genes. A Figura 45 ilustra a execução do operador recombinação para a codificação por polos reais.

γ_1	γ_2	γ_3	γ_4	γ_5
Δ_1	Δ_2	Δ_3	Δ_4	Δ_5

a) Indivíduo #1

γ_6	γ_7	γ_8	γ_9	γ_{10}
Δ_6	Δ_7	Δ_8	Δ_9	Δ_{10}

b) Indivíduo #2

$(\gamma_1+\gamma_6)/2$	$(\gamma_2+\gamma_7)/2$	$(\gamma_3+\gamma_8)/2$	$(\gamma_4+\gamma_9)/2$	$(\gamma_5+\gamma_{10})/2$
$(\Delta_1+\Delta_6)/2$	$(\Delta_2+\Delta_7)/2$	$(\Delta_3+\Delta_8)/2$	$(\Delta_4+\Delta_9)/2$	$(\Delta_5+\Delta_{10})/2$

c) Novo Indivíduo

Figura 45 – Operador de Recombinação

3.2.6 Mutação

O operador mutação define os valores e os desvios para os genes do novo indivíduo, de acordo com os genes do indivíduo selecionado para mutação. Uma abordagem auto-adaptativa foi utilizada, de acordo com o exposto nas equações (39) e (40).

$$\Delta_n^{\text{nov}} = \Delta_n \cdot e^{(\tau' \cdot N(0,1) + \tau \cdot N_n(0,1))} \quad (39)$$

$$\gamma_n^{\text{nov}} = \gamma_n + \Delta_n^{\text{nov}} \cdot N_n(0,1) \quad (40)$$

Onde:

- $N(0,1)$: valor aleatório selecionado através de uma distribuição normal com valor médio nulo e desvio padrão unitário para cada indivíduo.
- $N_n(0,1)$: valor aleatório selecionado através de uma distribuição normal com valor médio nulo e desvio padrão unitário para cada gene.
- τ' : taxa de aprendizado dos indivíduos
- τ : taxa de aprendizado dos genes.

De acordo com essa abordagem, ao longo do processo iterativo, os genes com valores que favorecem a obtenção de indivíduos com boas avaliações tendem a

ter os desvios reduzidos a cada geração. Dessa maneira, o AE é capaz de vasculhar melhores valores para esses genes com uma precisão cada vez maior.

Já para o caso dos genes com valores que não favorecem a obtenção de indivíduos com boas avaliações, essa abordagem faz com que os desvios tendam a ser cada vez maiores, de maneira a permitir que o AE vasculhe outras regiões no universo de possíveis soluções. Sendo assim, os AEs tornam-se capazes de verificar mais precisamente a região ao redor de cada um dos polos, de maneira a determinar uma solução melhor. Através dessa abordagem, a chance do operador mutação perturbar a convergência do processo também é reduzida.

3.3 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia baseada nos AEs com os dados de quatro diferentes respostas em frequência, obtidos através de varreduras em frequência redes elétricas.

A fim de permitir aferir o desempenho da metodologia proposta, os resultados foram comparados com aqueles obtidos através da metodologia “Vector Fitting”. A metodologia do “Vector Fitting”, assim como a metodologia apresentada no presente capítulo, determina uma função racional capaz de aproximar os dados da varredura de frequência. Inicialmente, valores aleatórios para os polos são utilizados. Em seguida, determinam-se, utilizando o método dos mínimos quadrados, os valores para os zeros e novos valores para os polos. Os novos valores para os polos podem ser utilizados novamente pelo método dos mínimos quadrados, tornando o processo iterativo. A cada iteração, a aproximação realizada diminui as diferenças entre os valores fornecidos pela função racional e os valores originais. Vale ressaltar que pela metodologia do “Vector Fitting” não há restrição com relação aos tipos dos polos. Tanto polos reais como polos complexos podem surgir ao longo do processo de solução.

A fim de proporcionar uma comparação compatível entre os resultados obtidos pelas duas metodologias, considerou-se que o número de iterações a ser utilizado pela metodologia do “Vector Fitting” seria igual ao número total de indivíduos

avaliados ao longo do processo de convergência na metodologia baseada nos AEs (produto entre o número de indivíduos e o número de gerações).

Os três primeiros resultados correspondem à aplicação da metodologia considerando as três estratégias para codificação dos indivíduos. O último resultado apresentado ilustra um caso para o qual a metodologia baseada nos AEs foi capaz de determinar um equivalente passivo, mas a metodologia do “Vector Fitting” não.

3.3.1 Codificação por Polos Reais

Inicialmente, foi executada a avaliação considerando a codificação por polos reais apenas, a qual foi referenciada neste capítulo como Caso #1. A Tabela XXI exibe os parâmetros da função racional obtida. O erro RMS para a aproximação feita através da função racional obtida também é apresentada na mesma tabela. Note que as funções apresentam um comportamento gráfico semelhante, apesar de valores diferentes para os parâmetros. Tal aspecto evidência a existência de mais de uma possível função racional para representar um mesmo comportamento.

Para o Caso #1, a simulação foi executada considerando 20 gerações, 10 indivíduos por geração, 100% de probabilidade de recombinação e 10 mutações por indivíduo. A metodologia do “Vector Fitting” foi executada 200 vezes. Tempo de processamento foi de aproximadamente 3 minutos. A Figura 46 ilustra o circuito correspondente à função racional aproximada.

Tabela XXI – Parâmetros da Função Racional para o Caso #1

	Codificação com Polos Reais	Vector Fitting
<u>Zero #1</u>	$4.18e^{+1}$	$2.67e^{+2}$
<u>Polo #1</u>	$-3.40e^{+3}$	$-1.81e^{-2}$
<u>Zero #2</u>	$2.69e^{+2}$	$4.03e^{+1}$
<u>Polo #2</u>	$-1.85e^{+2}$	$-2.92e^{+3}$
<u>Parâmetro “d”</u>	$1.27e^{-3}$	$1.69e^{-3}$
<u>Parâmetro “e”</u>	$1.66e^{-5}$	$1.66e^{-5}$
<u>Erro RMS %</u>	0.94	0.74

A Figura 47 exibe graficamente a comparação entre os dados originais (obtidos através da varredura em frequência), a aproximação feita utilizando a metodologia do “Vector Fitting” e a aproximação feita utilizando a metodologia proposta neste capítulo. Como pode ser observado, não existe diferença visual entre os valores originais e aqueles apresentados pela função racional aproximada.

Figura 46 – Circuito Equivalente correspondente ao Caso #1

3.3.2 Codificação por Polos Complexos

Também foi executada uma avaliação considerando a codificação por polos complexos apenas, a qual foi referenciada neste capítulo como Caso #2. A Tabela XXII exibe os parâmetros da função racional obtida. O erro RMS para a aproximação feita através da função racional obtida também é apresentada.

Para o Caso #2, a simulação foi executada considerando 100 gerações, 200 indivíduos por geração, 100% de probabilidade de recombinação e 10 mutações por indivíduo. A fim de permitir uma comparação justa, a metodologia do “Vector Fitting” foi executada 20.000 vezes. Tempo de processamento foi de aproximadamente 30 minutos. A Figura 48 ilustra o circuito correspondente à função racional aproximada.

A Figura 49 exibe graficamente a comparação entre os dados originais (obtidos através da varredura em frequência), a aproximação feita utilizando a metodologia do “Vector Fitting” e a aproximação feita utilizando a metodologia proposta neste capítulo. Como pode ser observado, não existe diferença visual entre os valores originais e aqueles apresentados pela função racional aproximada.

Figura 47 – Resposta em Frequência para o Caso#1

Tabela XXII – Parâmetros da Função Racional para o Caso #2

	Codificação com Polos Complexos	Vector Fitting
<u>Zero #1</u>	$2.09e^{+1} - j5.31e^{+4}$	$1.51e^{+2}$
<u>Polo #1</u>	$-6.51e^{+3} + j9.38$	$-6.14e^{+1}$
<u>Zero #2</u>	$2.09e^{+1} + j5.31e^{+4}$	$1.56e^{+2}$
<u>Polo #2</u>	$-6.51e^{+3} - j9.38$	$-3.96e^{+3}$
<u>Zero #3</u>	$4.30e^{+2} + j8.81e^{-1}$	$-3.71e^{-1} - j4.37$
<u>Polo #3</u>	$-7.73e^{+2} + j1.31e^{+4}$	$-4.67 - j3.11e^{+2}$
<u>Zero #4</u>	$4.30e^{+2} - j8.81e^{-1}$	$-3.71e^{-1} + j4.37$
<u>Polo #4</u>	$-7.73e^{+2} - j1.31e^{+4}$	$-4.67 + j3.11e^{+2}$
<u>Zero #5</u>	$7.54e^{+1} - j1.49e^{-10}$	$4.34e^{+2} - j4.37$
<u>Polo #5</u>	$-7.32e^{+1}$	$-7.82e^{+2} - j1.31e^{+4}$
<u>Zero #6</u>	$7.54e^{+1} + j1.49e^{-10}$	$4.34e^{+2} + j4.37$
<u>Polo #6</u>	$-7.32e^{+1}$	$-7.82e^{+2} + j1.31e^{+4}$
<u>Parâmetro “d”</u>	$1.08e^{-2}$	$4.07e^{-3}$
<u>Parâmetro “e”</u>	$1.82e^{-6}$	$2.10e^{-6}$
<u>Erro RMS%</u>	1.55	1.09

Figura 48 – Circuito Equivalente correspondente ao Caso #2

Figura 49 – Resposta em Frequência para o Caso#2

3.3.3 Codificação por Polos Reais e Complexos

Também foi executada uma avaliação considerando a codificação por polos reais e complexos, a qual foi referenciada neste capítulo como Caso #3. A Tabela XXIII exhibe os parâmetros da função racional obtida. O erro RMS para a aproximação feita através da função racional obtida também é apresentada.

Para o Caso #3, a simulação foi executada considerando 100 gerações, 100 indivíduos por geração, 100% de probabilidade de recombinação e 10 mutações por indivíduo. A fim de permitir uma comparação justa, a metodologia do “Vector Fitting” foi executada 10.000 vezes. Tempo de processamento foi de aproximadamente 12 minutos. A

Figura 50 ilustra o circuito correspondente à função racional aproximada.

Tabela XXIII – Parâmetros da Função Racional para o Caso #3

	Codificação com Polos Reais e Complexos	Vector Fitting
<u>Zero #1</u>	$3.03e^{+1}$	$2.82e^{+1}$
<u>Polo #1</u>	$-3.74e^{+4}$	$-5.39e^{+1}$
<u>Zero #2</u>	$-1.35e^{+5}$	$5.43e^{+1}$
<u>Polo #2</u>	$-6.64e^{+1}$	$-1.74e^{+3}$
<u>Zero #3</u>	$6.33-j1.45$	$-1.33e^{+3}$
<u>Polo #3</u>	$-1.20e^{+2}-j2.67e^{+4}$	$-1.01e^{+04}$
<u>Zero #4</u>	$6.33+j1.45$	$5.91-j9.65e^{-1}$
<u>Polo #4</u>	$-1.20e^{+2}+j2.67e^{+4}$	$-1.16e^{+2}-j2.67e^{+3}$
<u>Zero #5</u>	$5.06e^{+2}$	$5.91+j9.65e^{-1}$
<u>Polo #5</u>	$-4.87e^{+3}$	$-1.16e^{+2}+j2.67e^{+3}$
<u>Parâmetro “d”</u>	3.50	$1.15e^{-1}$
<u>Parâmetro “e”</u>	$-7.50e^{-5}$	$-2.40e^{-6}$
<u>Erro RMS%</u>	6.62	7.01

A Figura 51 exhibe graficamente a comparação entre os dados originais (obtidos através da varredura em frequência), a aproximação feita utilizando a

metodologia do “Vector Fitting” e a aproximação feita utilizando a metodologia proposta neste capítulo.

Figura 50 – Circuito Equivalente correspondente ao Caso #3

Como pode ser observado, a diferença visual entre os valores originais e aqueles apresentados pela função racional aproximada é muito pequena.

O comportamento do processo de convergência do AE foi ilustrado através das Figuras 52 - 57. A Figura 52 ilustra o progresso do melhor indivíduo ao longo das gerações, enquanto que as demais ilustram o comportamento dos desvios de cada uma dos genes. Observa-se que a convergência ocorre de maneira bastante rápida. Na 25ª geração, o melhor indivíduo já apresenta uma solução muito próxima da solução final. Os desvios são reduzidos consideravelmente, indicando, assim, a convergência dos AEs. Além dos valores correspondentes ao melhor indivíduo de cada geração, mostraram-se os valores correspondentes à média, ao mínimo e ao máximo tanto para o gráfico do progresso das avaliações, como para os gráficos dos desvios.

Figura 51 – Resposta em Frequência para o Caso#3

Figura 52 – Avaliação do melhor indivíduo para o Caso #3

Figura 53 – Comportamento do desvio do primeiro gene do melhor indivíduo para o Caso#3

Figura 54 – Comportamento do desvio do segundo gene do melhor indivíduo para o Caso#3

Figura 55 – Comportamento do desvio do terceiro gene do melhor indivíduo para o Caso#3

Figura 56 – Comportamento do desvio do quarto gene do melhor indivíduo para o Caso#3

Figura 57 – Comportamento do desvio do quinto gene do melhor indivíduo para o Caso#3

3.3.4 Garantia da Passividade

Foi executada uma avaliação para demonstrar a capacidade da metodologia baseada nos AEs em determinar equivalentes de rede passivos. Nesta simulação optou-se pela codificação considerando por polos complexos apenas, a qual foi referenciada neste capítulo como Caso #4. A Tabela XXIV exhibe os parâmetros da função racional obtida. O erro RMS para a aproximação feita através da função racional obtida também é apresentada.

Para o Caso #4, a simulação foi executada considerando 100 gerações, 100 indivíduos por geração, 100% de probabilidade de recombinação e 10 mutações por indivíduo. A fim de permitir uma comparação justa, a metodologia do “Vector Fitting” foi executada 10.000 vezes. Tempo de processamento foi de aproximadamente 15 minutos. A Figura 58 ilustra o circuito correspondente à função racional aproximada.

A Figura 59 exhibe graficamente a comparação entre os dados originais, a aproximação feita utilizando a metodologia do “Vector Fitting” e a aproximação feita utilizando a metodologia proposta neste capítulo. Como pode ser observado, a diferença visual entre os valores originais e aqueles apresentados pela função racional aproximada é muito pequena.

Como pode ser observado na Figura 59, a aproximação feita pela metodologia do “Vector Fitting” não foi capaz de acompanhar o ângulo dos dados originais nas frequências mais baixas. Vale ressaltar também que é justamente esse comportamento que faz o equivalente determinado pela metodologia do “Vector Fitting” não ser passivo. Note que o ângulo torna-se inferior a -90° . Isso faz com que o equivalente passe a assumir valores negativos para a parte real da admitância equivalente.

É importante lembrar que a passividade é determinada pelo comportamento de todo o circuito equivalente, ao longo da faixa de frequência considerada. Logo, o equivalente será passivo apenas quanto a sua parte real for maior ou igual a zero para todo o intervalo de frequência. Assim, o equivalente pode

apresentar elementos com parâmetros negativos. O fato de esses parâmetros serem negativos não indica que o equivalente não é passivo. Esses parâmetros negativos apenas permitem que o equivalente, isto é, a atuação conjunta de todos os elementos do circuito correspondente seja capaz de produzir uma resposta similar àquela correspondente aos dados originais.

Tabela XXIV – Parâmetros da Função Racional para o Caso #4

	Codificação com Polos Complexos	Vector Fitting
<u>Zero #1</u>	$2.08e^{+1} + j5.29e^{-2}$	$2.09e^{+1} + j4.89e^{-3}$
<u>Polo #1</u>	$-1.57e^{+2} - j3.04e^{+3}$	$-1.60e^{+2} + j3.04e^{+3}$
<u>Zero #2</u>	$2.08e^{+1} - j5.29e^{-2}$	$2.09e^{+1} - j4.89e^{-3}$
<u>Polo #2</u>	$-1.57e^{+2} + j3.04e^{+3}$	$-1.60e^{+2} - j3.04e^{+3}$
<u>Zero #3</u>	$-1.23e^{+2} - j2.55e^{+3}$	$1.64e^{+1} + j5.13e^{-1}$
<u>Polo #3</u>	$-2.24e^{-4} - j8.51e^{-1}$	$-2.30e^{+1} - j1.94e^{+3}$
<u>Zero #4</u>	$-1.23e^{+2} + j2.55e^{+3}$	$1.64e^{+1} - j5.13e^{-1}$
<u>Polo #4</u>	$-2.24e^{-4} + j8.51e^{-1}$	$-2.30e^{+1} + j1.94e^{+3}$
<u>Zero #5</u>	$1.64e^{+1} + j2.58e^{-1}$	$1.07e^{+3}$
<u>Polo #5</u>	$-2.29e^{+1} - j1.94e^{+3}$	$-1.21e^{+4}$
<u>Zero #6</u>	$1.64e^{+1} - j2.58e^{-1}$	$-2.45e^{+2}$
<u>Polo #6</u>	$-2.29e^{+1} + j1.94e^{+3}$	$-2.09e^{+1}$
<u>Parâmetro "d"</u>	$-5.54e^{-4}$	$-8.17e^{-2}$
<u>Parâmetro "e"</u>	$4.76e^{-6}$	$1.17e^{-5}$
<u>Erro RMS%</u>	2.90	1.49

Figura 58 – Circuito Equivalente correspondente ao Caso #4

O comportamento do processo de convergência do AE foi ilustrado através das Figuras 60 - 66. A Figura 60 ilustra o progresso do melhor indivíduo ao longo das gerações, enquanto que as demais ilustram o comportamento dos desvios de cada uma dos genes. Observa-se que a convergência ocorre de maneira bastante rápida. Na 35^a geração, o melhor indivíduo já apresenta uma solução muito próxima da solução final.

Figura 59 – Resposta em Frequência para o Caso#4

Figura 60 – Avaliação do melhor indivíduo para o Caso #4

Figura 61 – Comportamento do desvio do primeiro gene do melhor indivíduo para o Caso#4

Figura 62 – Comportamento do desvio do segundo gene do melhor indivíduo para o Caso#4

Figura 63 – Comportamento do desvio do terceiro gene do melhor indivíduo para o Caso#4

Figura 64 – Comportamento do desvio do quarto gene do melhor indivíduo para o Caso#4

Figura 65 – Comportamento do desvio do quinto gene do melhor indivíduo para o Caso#4

Figura 66 – Comportamento do desvio do sexto gene do melhor indivíduo para o Caso#4

3.4 CONCLUSÕES

Uma nova metodologia para a determinação de funções racionais a partir de dados de resposta em frequência foi introduzida neste capítulo.

Para três casos (Caso #1, Caso #2 e Caso #4), os resultados obtidos pela metodologia do “Vector Fitting” apresentaram erros menores do que aqueles obtidos através da metodologia baseada nos AEs. Para o Caso #3, o erro obtido através da metodologia baseada nos AEs foi menor que aquele obtido pela metodologia do “Vector Fitting”. Em todos os casos os erros foram comparáveis, logo, pode-se dizer que em termos de precisão as metodologias são análogas.

Um aspecto importante a ser ressaltado refere-se à garantia de passividade. Conforme ilustrado, a metodologia do “Vector Fitting” falhou na determinação de um equivalente passivo para o Caso #4, enquanto que a metodologia baseada nos AEs foi capaz de determinar uma aproximação passiva. Tal aspecto é bastante importante na representação de modelos dependentes da frequência, pois indica que o equivalente não injetará potência ativa qualquer que

seja a frequência considerada. Tal aspecto indica a robustez do equivalente ao longo da frequência, uma vez que dessa maneira o mesmo não irá inserir distorções na durante a avaliação.

Assim como no caso do “Vector-Fitting”, a sintetização de funções racionais é bastante importante para a caracterização correta de equivalentes de rede. Através dessas metodologias, obtêm-se equivalentes que viabilizam simulações de grandes sistemas elétricos, sem o comprometimento da precisão quando são abordadas frequências diferentes da fundamental. O diferencial da metodologia proposta na presente tese está na garantia de equivalentes passivos. Tal aspecto não é garantido pelo “Vector-Fitting”, correspondendo assim a contribuição feita através do trabalho apresentado neste capítulo.

CAPÍTULO 4

ESTIMAÇÃO DE ESTADO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

O objetivo do presente capítulo é apresentar uma metodologia determinística capaz de garantir que todas as variáveis de estado de um sistema elétrico de potência possam ser monitoradas direta ou indiretamente. A metodologia é baseada na configuração topológica das redes de transporte de energia elétrica e configuração do sistema de monitoração. Através dessa abordagem, apenas a imprecisão atrelada às medições e aos valores das impedâncias das linhas e demais elementos de conectividade são considerados como as fontes de erros do processo de estimação. A contribuição do presente capítulo está na alteração de alguns aspectos da metodologia, permitindo que a mesma se torne mais aderente à realidade das redes de transporte de energia elétrica. Duas abordagens para a alocação dos medidores foram desenvolvidas: uma baseada no algoritmo “Branch-and-Bound” e outra baseada em Algoritmos Genéticos. A eficiência da estimação de estado foi verificada através da comparação com resultados obtidos através de simulações no domínio do tempo para as redes IEEE 14 barras e IEEE 30 barras. Com o intuito de ilustrar a aplicação da metodologia em redes de reais, foi executada a alocação de medidores em um alimentador de distribuição de energia elétrica.

A estimação de estado das distorções harmônicas nos sistemas elétricos de potência pode ser definida como o processo de determinação dos níveis de distorção presentes nas variáveis de estado (tensões e correntes), a partir de informações provindas das medições de apenas algumas das variáveis de estado.

O conceito de observabilidade de um sistema elétrico de potência é comumente empregado na abordagem do presente tópico. Esse conceito surgiu com a estimação de estado tradicional nos sistemas elétricos de potência, a qual

considera apenas o comportamento das variáveis de estado na frequência fundamental. Basicamente, ele se refere ao número de variáveis “observáveis” de um sistema. Isto é, ele se refere ao número de correntes e tensões das quais o processo é capaz de caracterizar o comportamento, seja diretamente, através das informações provenientes das medições, seja indiretamente, através da execução de simulações.

Esse tópico tem ganhado destaque atualmente devido ao maior rigor das normas nacionais e internacionais no estabelecimento de limites para distorções harmônicas. De acordo com a sinalização dessa tendência, as empresas concessionárias de energia elétrica deverão estar aptas a prever os níveis de distorção harmônica em suas redes, a fim de permitir o planejamento adequado dos seus sistemas.

Com a realidade distribuída das injeções de distorções harmônicas nas redes de transporte de energia, a preocupação com a previsão do comportamento dos níveis de perturbação torna-se ainda mais crítica, uma vez que ao longo do dia os mesmos podem variar significativamente, devido à influência dos hábitos de consumo dos diversos tipos de consumidores conectados ao sistema e que, no contexto atual, também constituem cargas produtoras de harmônicos relevantes.

Inicialmente, as metodologias para a estimação de estado das distorções harmônicas normalmente derivaram daquelas comumente aplicadas para a estimação de estado na frequência fundamental. Tradicionalmente, os autores buscavam resolver o sistema linear representativo do sistema elétrico de potência sem o conhecimento de algumas variáveis de estado, isto é, as metodologias para a estimação de estado das distorções harmônicas eram baseadas na solução de sistemas subdeterminados [32], [40], [46] e [54]. Para tanto, eles comumente recorreriam à técnica de Decomposição em Valores Singulares. Nesses casos, apenas algumas variáveis (aquelas mais relevantes e que possuíam medição direta) eram utilizadas. Fica claro então que, além de introduzir erros no processo de estimação, essa abordagem não permitia a estimação de todas as variáveis de estado e algumas vezes, dependendo da configuração do próprio sistema, não podiam ser aplicadas.

Outra abordagem comumente utilizada na estimação de estado tradicional são aquelas baseadas no Método dos Mínimos Quadrados. Assim como no caso da técnica da Decomposição em Valores Singulares, a aplicação dessa técnica também foi estendida para a estimação de estado das distorções harmônicas. Em [7] o autor utiliza o Método dos Mínimos Quadrados para determinar as possíveis injeções de correntes harmônicas. A metodologia é baseada no fluxo de potência harmônico e parte do princípio de que os fluxos em algumas linhas e os fluxos injetados em algumas barras são conhecidos, enquanto que os fluxos nas demais linhas e os fluxos injetados nas demais barras do sistema elétrico de potência não são conhecidos. Na metodologia, ainda pode-se assumir que as potências injetadas em algumas barras não são relevantes. Através dessa abordagem o problema de fluxo de carga harmônico é formulado, mas contém um número de equações maior que o número de variáveis. O sistema sobre-determinado é, então, solucionado através do Método dos Mínimos Quadrados, de maneira que os valores definidos para as variáveis desconhecidas satisfaçam todas as equações utilizadas, produzindo o menor desvio quadrático.

Em [19], os autores também utilizam uma variante da abordagem baseada no Método dos Mínimos Quadrados. Ao invés de basear-se no de fluxo de potência, os autores utilizam os valores medidos das variáveis de corrente e tensão para solucionar a equação nodal do sistema elétrico de potência. Nessa abordagem, também parte-se do princípio que algumas correntes harmônicas injetadas e tensões harmônicas são conhecidas, e outras não. Logo, assim como em [40], procede-se para a solução de um sistema linear sobre-determinado, de maneira que os valores definidos para as correntes e tensões desconhecidas satisfaçam todas as equações, com o menor desvio quadrático possível.

Fica claro então que, a abordagem através do Método dos Mínimos Quadrados constitui uma aproximação e, dependendo das variáveis conhecidas (aquelas das quais se disponibilizam informações de medição), os erros atingidos podem ser consideráveis. Além disso, algumas vezes, dependendo da configuração do sistema e da configuração do sistema de monitoração, pode ser impossível determinar o valor aproximado de algumas variáveis desconhecidas, uma vez que as equações do sistema não relacionam as com outras variáveis conhecidas.

Uma extensão da abordagem baseada no Método dos Mínimos Quadrados tradicional consiste no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Assim como no caso da estimação de estados para a frequência fundamental, a utilização dessa abordagem tenta ilustrar os diferentes graus de confiança que umas medições podem apresentar sobre outras. Em alguns trabalhos ([24] e [9]), o grau de confiança é representado através do comportamento estatístico de cada uma das medições. As medições com uma variação menor tendem a ter um grau de confiança elevado, logo, na aproximação feita pelo Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, o respectivo valor medido terá um peso maior, no intuito de fazer com a o desvio sobre esse valor seja minimizado em relação aos demais valores medidos.

Diversas outras abordagens alternativas com considerações estatísticas também foram aplicadas na estimação de estado das distorções harmônicas, com o intuito de considerar as imprecisões das variáveis conhecidas (medições) na determinação das soluções para o problema de estimação de estado. Entre elas, pode-se destacar a utilização de filtros de Kalman para considerar diretamente a variação das medições no processo de estimação ([10], [31] e [59]).

Devido ao trabalho apresentado em [13], uma nova linha de pesquisa relacionada com a estimação de estados das distorções harmônicas passa a ganhar destaque cada vez maior. Trata-se da alocação de medidores, de maneira que os resultados obtidos através da estimação de estados tornem-se mais precisos. Dentro desse contexto, diversos trabalhos foram publicados, utilizando as técnicas discutidas anteriormente como base para realizar a estimação de estados, a qual é utilizada na avaliação da configuração de medidores ([60], [15], [46] e [61]).

Em [15], os autores utilizam o Método dos Mínimos Quadrados nas estimações feitas a partir de diferentes configurações de medidores. Através de uma análise de sensibilidade, determina-se qual a melhor configuração dos mesmos, de maneira que a estimação feita a partir das medições feitas pelos mesmos seja a mais precisa possível. Já em [60], os autores empregam a Decomposição em Valores Singulares nas estimações feitas por diferentes configurações de medidores. Através de uma análise de sensibilidade, determina-se qual a melhor configuração

dos medidores, de maneira que a estimação a ser realizada a partir das medições seja a mais precisa possível.

Técnicas de inteligência artificial também foram aplicadas na estimação de estados das distorções harmônicas com o intuito de obter soluções mais precisas para as variáveis de estado não monitoradas ([96], [61], [8] e [62]). Normalmente, a aplicação dessas técnicas está relacionada com a determinação da configuração de medidores que proporciona a melhor estimação de estado ([61], [8] e [62]).

Já em [96] os autores aplicaram AEs realmente na estimação de estados das distorções harmônicas, dando origem, assim, a uma nova metodologia de estimação de estados. A ideia básica da nova metodologia de estimação era determinar a distorção harmônica de tensão em todas as barras de uma rede elétrica com relativa precisão, a partir de medições dos valores das tensões harmônicas em apenas algumas barras. O inconveniente desses métodos deve-se a imprecisão na determinação das distorções presentes nas variáveis de corrente, as quais são essenciais para determinar a contribuição das cargas produtoras de harmônicos conectadas nos sistemas elétricos de potência.

Alguns questionamentos com relação à relevância da estimação de estados das distorções harmônicas foram levantados por alguns trabalhos ([51]). Basicamente, os autores questionavam a validade da aplicação do fluxo de potência harmônico, o qual é amplamente aplicado pelo processo de estimação de estados. Em [91] os autores respondem a todos esses questionamentos, e reforçam a validade do fluxo de potência harmônico tanto no seu aspecto teórico, quanto no aspecto prático.

Os questionamentos se concentravam na dificuldade de sincronismo das medições, uma vez que erros de um grau na medição do ângulo de fase para os fasores de tensão e/ou corrente na frequência fundamental podem representar erros consideráveis nas demais ordens harmônicas, inviabilizando a determinação dos fluxos de potência. Atualmente, tal aspecto já se encontra solucionado, conforme pode ser verificado em [67], a aquisição sincronizada da medição apresenta erros da ordem de $5\mu\text{s}$, permitindo a estimação confiável das variáveis de estado harmônicas.

Vale ressaltar que erros na magnitude devido a não linearidade da resposta em frequência dos transdutores não foram considerados, uma vez que parte-se do pressuposto que equipamentos destinados à monitoração de harmônicos serão dimensionados adequadamente para esse propósito.

Em [72] uma abordagem alternativa para realizar a estimação de estados de distorções harmônicas foi utilizada. Nesse trabalho, os pontos estratégicos da rede de transporte de energia elétrica a serem monitorados foram determinados através da maximização da esparsidade do sistema linear.

De forma similar, em [68] uma série de regras de conectividade topológica que garantem a possibilidade de estimação de algumas variáveis de estado a partir da medição de outras foi utilizada. Nesse trabalho, como o objetivo principal é definir a configuração para um sistema de monitoração, essas regras são utilizadas como restrições para o processo de otimização, de maneira que todas as variáveis de estado sejam “observáveis”.

As vantagens de [68] sobre as demais abordagens é no fato dela ser uma abordagem determinística. Isto é, devido à conectividade existente entre os elementos de rede, o conhecimento sobre o comportamento de uma determinada variável de estado permite a estimação direta do comportamento de outras variáveis de estado. Não há qualquer aspecto de aproximação atrelado a essa abordagem. Os erros oriundos desse processo de estimação seriam devidos apenas à imprecisão presente no cálculo dos parâmetros de linha (impedâncias em série e capacitâncias em paralelo), ou de quaisquer outros elementos de ligação e à precisão dos medidores.

Outro trabalho ([78]) também já utilizou a abordagem descrita em [68] na tentativa de otimizar o processo da alocação ótima de medidores através de técnica “Branch-and-Bound”. Devido às alterações feitas na metodologia do presente trabalho, mostra-se que a utilização de tal técnica é inviável e algoritmos de busca mais inteligentes tornam-se necessários para a aplicação da metodologia em redes reais.

Sendo assim, o intuito do presente capítulo é ampliar a abordagem descrita em [68], permitindo que restrições práticas sejam levadas em consideração para a determinação da alocação ótima dos medidores, e assim, permitindo que a estimação de estados das distorções harmônicas seja executada de forma precisa.

4.1 METODOLOGIA

Conforme foi abordado na seção anterior, a metodologia para a estimação de estados das distorções harmônicas utilizada no capítulo em questão é baseada na topologia das redes elétricas e na configuração do sistema de monitoração.

Nesse sentido, as posições de instalação dos medidores em uma rede elétrica de transporte de energia determinam quais variáveis de estado são “observáveis” de forma direta, isto é, quais tensões e correntes devem ser medidas. Enquanto que através topologia da rede de transporte de energia elétrica, determina-se quais variáveis de estado são “observáveis” de forma indireta, isto é, quais tensões e correntes podem ser calculadas através dos valores das impedâncias dos elementos de ligação e dos valores das tensões e correntes medidas.

4.1.1 Configuração do Sistema de Monitoração: Vetor Alocação

O “*Vetor-Alocação*” **VA** indica explicitamente a configuração do sistema de monitoração permanente, ou seja, ele informa os locais onde os medidores estão instalados, bem como a forma de instalação dos mesmos. A forma de instalação de um medidor nesse caso é definida pela barra e trecho onde o medidor está conectado.

Na abordagem utilizada no trabalho apresentado no capítulo em questão, permite-se que cada medidor monitore no máximo um trecho da rede elétrica. Nesse caso, não é permitido que o número de canais para a medição de corrente seja proporcional ao número de seções conectadas em uma determinada barra, conforme considerado pelos autores de [68].

Por exemplo, de acordo com a abordagem feita em [68], a existência de um medidor instalado na barra j da Figura 67 seria suficiente para monitorar as correntes que fluem pelos três trechos que se conectam a barra j (i_{ij} , i_{jk} e i_{jl}).

Figura 67– Rede simplificada #1

Já na abordagem utilizada no trabalho apresentado no capítulo em questão, considera-se a limitação, comumente encontrada na prática, de três ou quatro canais para a medição de corrente. Dessa forma, o tamanho do “*Vetor-Alocação*” é definido pela soma de seções conectadas em cada barra da rede de transporte de energia elétrica em avaliação. A equação (41) ilustra a determinação do tamanho do “*Vetor-Alocação*”.

$$\text{Tamanho}(VA) = \sum_{i=1}^n (\# \text{ de Trechos conectados na Barra } i) \quad (41)$$

Onde:

- n : é o número de barras da rede elétrica.

Sendo assim, cada posição no “*Vetor-Alocação*” representa uma combinação de barra e trecho na rede de transporte de energia elétrica onde um medidor pode ser instalado. A equação (42) ilustra a lógica para o preenchimento das posições do “*Vetor-Alocação*”:

$$va(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{quando existe um medidor} \\ & \text{conectado na barra } i \text{ e no trecho } j \\ 0, & \text{quando NÃO existe um medidor} \\ & \text{conectado na barra } i \text{ e no trecho } j \end{cases} \quad (42)$$

A fim de ilustrar o “*Vetor- Alocação*”, a Figura 68 exibe um exemplo para a rede simplificada exibida na Figura 67, no qual o medidor mede a tensão na barra j e a corrente do trecho jl .

(v_i, i_{ij})	(v_j, i_{ij})	(v_j, i_{jk})	(v_j, i_{jl})	(v_k, i_{jk})	(v_l, i_{jl})
0	0	0	1	0	0

Figura 68– Exemplo de “*Vetor- Alocação*”

4.1.2 Influência da Topologia

De forma simplificada, pode-se dizer que, de acordo com a topologia de uma rede elétrica, é possível verificar se seria possível calcular o valor para uma variável de estado em especial, a partir das medições fornecidas por uma determinada configuração do sistema de monitoração.

A topologia de uma rede de transporte de energia elétrica pode influenciar a determinação dos valores das variáveis de estado de duas maneiras:

- Através da Lei das Malhas (ou 2ª Lei de Kirchhoff);
- Através da Lei das Correntes (ou 1ª Lei de Kirchhoff).

4.1.2.1 Influência da Conectividade

A influência da conectividade na estimação de estados é uma regra baseada na 2ª Lei de Kirchhoff. Através dela, é possível determinar (dependendo da conexão da rede e das impedâncias dos trechos) as tensões que podem ser calculadas diretamente, a partir das medições. Por exemplo, assumindo um medidor medindo a tensão v_i e a corrente i_{ij} na rede simplificada da Figura 69, pode-se dizer que a tensão na barra j pode ser calculada diretamente utilizando os valores das medições de v_i e i_{ij} , e da impedância do trecho ij (z_{ij}).

Figura 69 – Rede simplificada #2

A equação (43) ilustra matematicamente o critério de preenchimento da “*Matriz de Conectividade*”.

$$mc(v_i, (v_i, i_{ij})) = \begin{cases} 1, & \text{quando } v_i \text{ é “observável” devido à instalação} \\ & \text{de medidor conectado em } (v_i, i_{ij}) \\ 0, & \text{quando } v_i \text{ NÃO é “observável” devido à} \\ & \text{instalação de medidor conectado em } (v_i, i_{ij}) \end{cases} \quad (43)$$

A fim de aplicar essa regra para avaliar quais variáveis de estado podem ser estimadas diretamente a partir das medições de tensão fornecidas pelo sistema de monitoração, torna-se necessário fazer a sua representação matricial, através a “*Matriz de Conectividade*” **MC**. Cada linha da “*Matriz de Conectividade*” corresponde a uma variável de estado (de tensão ou corrente), portanto o número de linhas dessa matriz é definido pelo número de variáveis de estado presentes no sistema elétrico de potência em avaliação. Cada coluna da “*Matriz de Conectividade*” corresponde a uma possível combinação de barra e trecho em que um medidor pode ser conectado, portanto o número de colunas dessa matriz é igual ao tamanho do “*Vetor-Alocação*”. A Figura 70 ilustra a “*Matriz de Conectividade*” para a rede simplificada da Figura 67.

Multiplicando a “*Matriz de Conectividade*” pelo “*Vetor-Alocação*”, obtém-se o “*Vetor-Conectividade*” **VC**. Logo, o tamanho do “*Vetor-Conectividade*” é igual ao número de variáveis de estado do sistema elétrico de potência considerado. Cada posição do “*Vetor-Conectividade*” indica quantos medidores do sistema de

monitoração “observam” a variável de estado correspondente. A equação (44) ilustra como o “*Vetor-Conectividade*” é obtido.

		(v_i, i_{ij})	(v_j, i_{ij})	(v_j, i_{jk})	(v_j, i_{jl})	(v_k, i_{jk})	(v_l, i_{jl})	
...	...	...	...	...	...	...	...	...
v_i	...	1	1	0	0	0	0	...
v_j	...	1	1	1	1	1	1	...
v_k	...	0	0	1	1	0	0	...
v_l	...	0	0	0	0	1	1	...
i_{ij}	...	1	1	0	0	0	0	...
i_{jk}	...	0	0	1	1	0	0	...
i_{jl}	...	0	0	0	0	1	1	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...

Figura 70 – Exemplo da “*Matriz de Conectividade*”

$$VC = MC \times VA^t \quad (44)$$

4.1.2.2 Influência da Redundância

A influência da redundância na estimação de estados também é uma regra baseada na 2ª Lei de Kirchhoff. Ela pode ser entendida como a extensão da regra anterior. A rede simplificada ilustrada na Figura 71 exemplifica o propósito da influência da redundância.

Figura 71 – Rede simplificada #3

Considerando que os medidores estão medindo as variáveis v_i , i_{ij} , v_l e i_{kl} ; logo, as variáveis v_j e v_k podem ser calculadas de acordo com a regra da influência da conectividade. Como os valores para as tensões tornam-se conhecidas, possibilita-se a determinação do valor da corrente i_{jk} , através da queda de tensão

definida por $\mathbf{v}_j$ e $\mathbf{v}_k$, e pelo valor da impedância do trecho jk ($\mathbf{z}_{jk}$). Matematicamente, a regra da influência da redundância pode ser escrita conforme ilustrado na equação (45).

$$\begin{aligned} \text{Se } \text{vc}(\mathbf{v}_j) \geq 1 \text{ e } \text{vc}(\mathbf{v}_k) \geq 1, \\ \text{então } i_{jk} \text{ pode ser estimado} \end{aligned} \quad (45)$$

A influência da redundância é representada por duas matrizes diferentes:

- “*Matriz de Redundância-De*”, **MRD**;
- “*Matriz de Redundância-Para*”, **MRP**.

A “*Matriz de Redundância-De*” e a “*Matriz de Redundância-Para*” são bastante similares à “*Matriz de Conectividade*”, isto é, o número de linhas dessas matrizes também é igual ao número de variáveis de estado do sistema elétrico de potência em análise; e o número de colunas dessas matrizes corresponde às linhas da “*Matriz de Conectividade*”.

A finalidade da “*Matriz de Redundância-De*” e da “*Matriz de Redundância-Para*” é determinar quais variáveis de estado de corrente podem ser estimadas, a partir das variáveis de estado de tensão a serem estimadas de acordo com a regra da influência da conectividade. Dessa forma, são atribuídos valores nulos às linhas correspondentes às variáveis de estado de tensão. Para as linhas correspondentes às variáveis de estado de corrente, o preenchimento é feito de acordo com os valores das linhas correspondentes na “*Matriz de Conectividade*”, conforme o critério descrito pelas equações (46) e (47).

$$\text{mrd}(i_{jk,:}) = \begin{cases} \text{mc}(\mathbf{v}_{j,:}) \\ 0 \end{cases} \quad (46)$$

$$\text{mrp}(i_{jk,:}) = \begin{cases} \text{mc}(\mathbf{v}_{k,:}) \\ 0 \end{cases} \quad (47)$$

Basicamente, as linhas da “*Matriz de Redundância-De*” indicam quando a tensão da “*barra-de*” do trecho correspondente “observável”, enquanto que as linhas da “*Matriz de Redundância-Para*” indicam quando a tensão da “*barra-para*” do trecho correspondente será “observável”.

Multiplicando a “*Matriz de Redundância-De*” pelo “*Vetor-Alocação*” e “*Matriz de Redundância-Para*” pelo “*Vetor-Alocação*”, obtém-se o “*Vetor-Redundância-De*”, **VRD**, e o “*Vetor-Redundância-Para*”, **VRP**, respectivamente. Logo, os tamanhos do “*Vetor-Redundância-De*” e do “*Vetor-Redundância-Para*” são iguais ao número de variáveis de estado do sistema elétrico de potência considerado. Cada posição do “*Vetor-Redundância-De*” indica quantos medidores do sistema de monitoração “observam” a variável de estado correspondente. O mesmo é válido para o “*Vetor-Redundância-Para*”. As equações (48) e (49) ilustram como o “*Vetor-Redundância-De*” e o “*Vetor-Redundância-Para*” são obtidos.

$$\mathbf{VRD} = \mathbf{MRD} \times \mathbf{VA}^t \quad (48)$$

$$\mathbf{VRP} = \mathbf{MRP} \times \mathbf{VA}^t \quad (49)$$

Uma variável de estado de corrente é “observável” de acordo com a regra da influência da redundância quando a posição correspondente a ela no “*Vetor-Redundância-De*” e no “*Vetor-Redundância-Para*” não for nula. Matematicamente, tal condição pode ser representada através de um “*Vetor-Redundância*”, **VR**, que corresponde à intersecção do “*Vetor-Redundância-De*” com o “*Vetor-Redundância-Para*”. A equação (50) ilustra tal condição.

$$\mathbf{VR} = \mathbf{VRD} \cap \mathbf{VRP}$$

$$\begin{aligned} &\text{Se } \mathbf{VRD}(i_{jk}) \geq 1 \text{ e } \mathbf{VRP}(i_{jk}) \geq 1, \quad (50) \\ &\text{então } i_{jk} \text{ pode ser estimado} \end{aligned}$$

4.1.2.3 Influência da Co-Conectividade

A influência da co-conectividade na estimação de estados é uma regra baseada na 1ª Lei de Kirchhoff. Basicamente, esta regra estabelece que o a tensão

em uma determinada barra será “observável”, quando todas as tensões nas barras que ficam nas extremidades opostas dos trechos que se conectam a esta determinada barra também forem “observáveis”. Apesar de o critério ser único para qualquer barra da rede elétrica, existem nuances a serem consideradas no processo de estimação, as quais obrigam a diferenciação entre as barras que possuem elementos de carga e/ou geração e as barras que não possuem esses elementos conectados. Sendo assim, esta regra pode ser dividida em duas outras, dependendo da presença de elementos de geração e/ou carga conectados nas barras do sistema elétrico de potência sob análise:

a. Influência da Co-conectividade para Barras sem Geração/Carga

Observando a Figura 72, percebe-se que caso as tensões nas barras i , k e l sejam conhecidas, torna-se possível o cálculo da tensão na barra j . A equação (51) ilustra matematicamente como a regra da co-conectividade pode ser aplicada para o circuito da Figura 72.

$$\begin{aligned}
 i_{ij} + i_{kj} + i_{lj} &= i_j \rightarrow \\
 (i_j &= 0) \rightarrow \\
 \frac{v_i - v_j}{z_{ij}} + \frac{v_k - v_j}{z_{kj}} + \frac{v_l - v_j}{z_{lj}} &= 0 \rightarrow \\
 v_j &= \frac{z_{kj} \cdot z_{lj} \cdot v_i + z_{ij} \cdot z_{lj} \cdot v_k + z_{ij} \cdot z_{kj} \cdot v_l}{z_{kj} \cdot z_{lj} + z_{ij} \cdot z_{lj} + z_{ij} \cdot z_{kj}}
 \end{aligned} \tag{51}$$

Figura 72 – Exemplo da Influência da Co-conectividade

b. Influência da Co-conectividade para Barras com Geração/Carga

Para o caso em que existir geração ou carga conectada na barra j , torna-se necessário o conhecimento do comportamento da característica de Tensão x Corrente dessas, de maneira a definir a corrente injetada i_j . Dessa forma, a determinação da tensão v_j depende da modelagem adotada para representar o comportamento do(a) gerador(carga). A equação (52) ilustra o cálculo para o caso da carga modelada como uma impedância, conforme ilustrado na Figura 73.

$$\begin{aligned}
 i_{ij} + i_{kj} + i_{lj} &= i_j \rightarrow \\
 \left(i_j = \frac{v_j}{z_j} \right) &\rightarrow \\
 \frac{v_i - v_j}{z_{ij}} + \frac{v_k - v_j}{z_{kj}} + \frac{v_l - v_j}{z_{lj}} &= \frac{v_j}{z_j} \rightarrow \quad (52) \\
 v_j &= \frac{z_{kj} \cdot z_{lj} \cdot v_i + z_{ij} \cdot z_{lj} \cdot v_k + z_{ij} \cdot z_{kj} \cdot v_l}{z_{kj} \cdot z_{lj} + z_{ij} \cdot z_{lj} + z_{ij} \cdot z_{kj}} - \frac{1}{z_j}
 \end{aligned}$$

Figura 73 – Exemplo da Influência da Co-conectividade para barra com carga

O impacto da influência da co-conectividade na estimação de estados é representado através do “Vetor-Co-Conectividade”, **VCC**. Cada posição deste vetor corresponde a uma variável de estado de tensão. A variável de estado de tensão é “observável” de acordo com a regra da influência da co-conectividade quando a posição correspondente a ela no “Vetor-Co-Conectividade” não for nula. O “Vetor-Co-Conectividade” é obtido através do “Vetor-Conectividade”. Para o caso da Figura

72 e da Figura 73, o preenchimento da posição correspondente à variável de estado de tensão v_j no “*Vetor-Co-Conectividade*” é ilustrado na pela equação (53).

$$vcc(v_j) = vc(v_i) \cdot vc(v_k) \cdot vc(v_l) \quad (53)$$

4.1.3 Avaliação da Observabilidade

Através da aplicação das regras topológicas expostas nos itens anteriores, fica claro como os valores para algumas variáveis de estado podem ser calculados a partir do conhecimento dos valores de outras variáveis de estado. Logo, o processo de estimação depende da medição de algumas variáveis de estado, de maneira que outras possam ser calculadas com base nos valores medidos. O processo de estimação pode ser dividido em quatro estágios, conforme ilustrado no fluxograma apresentado na Figura 74.

Os estágios identificados no processo de estimação são:

- Aquisição de Medições: nesse estágio, os valores medidos de corrente e tensão são aqisitados pelo sistema de monitoração sincronizado e concentrados para permitir a execução do processamento centralizado. A sincronização torna-se necessária para garantir que as medições ilustrem a real situação do fluxo de distorções harmônicas no sistema.
- Verificação da Influência da Conectividade: nesse estágio, os valores medidos são utilizados para calcular as tensões nas barras opostas aos trechos com medição de corrente. O cálculo é feito através do valor de corrente medido, do valor de tensão medido para a outra barra do respectivo trecho e do valor de impedância do trecho.
- Verificação da Influência da Redundância: nesse estágio, verifica-se a existência de trechos que não tiveram a respectiva corrente calculada ou medida. Caso existam trechos satisfazendo essa condição, verifica-se então se as tensões nas barras desses trechos são “observáveis”, isto é, se elas foram medidas ou se

tiveram seus valores determinados pela Verificação da Influência da Conectividade. Caso as tensões em ambas as extremidades dos trechos sejam “observáveis”, determinam-se os valores das suas respectivas correntes, a partir dos valores das impedâncias dos trechos.

Figura 74 – Fluxograma para o processo de estimação de estado

- Verificação da Influência da Co-Conectividade: nesse estágio, verifica-se a existência de barras que não tiveram a respectiva tensão calculada ou medida. Caso existam barras satisfazendo

essa condição, verifica-se então se as tensões das barras opostas dos trechos se conectam a essas barras são “observáveis”. Caso as tensões nas extremidades opostas dos trechos que se conectam a essas barras sejam todas “observáveis”, determinam-se os valores das tensões, a partir dos valores das impedâncias dos trechos.

O processo continua até que todas as variáveis de estado “observáveis” tenham seus valores determinados. A determinação de quais variáveis de estado são “observáveis” através da abordagem topológica é feita através da união do “*Vetor-Conectividade*”, com o “*Vetor-Redundância*” e com o “*Vetor-Co-Conectividade*”, conforme ilustrado na equação. Essa união dá origem ao “*Vetor-Observabilidade*”, **VO**, que indica o grau de observabilidade de cada variável de estado, ou seja, se a variável de estado correspondente pode ser determinada por influência da conectividade, ou por influência da redundância ou por influência da co-conectividade. A equação (54) ilustra a determinação do “*Vetor-Observabilidade*”.

$$\begin{aligned} VO &= VC \cup VR \cup VCC \\ \text{Se } vo(i) &\geq 1 \forall i, \text{ todas as} \\ \text{variáveis de estado} &\text{ são "observáveis"} \end{aligned} \quad (54)$$

4.1.4 Alocação Ótima de Medidores

Conforme pode ser encontrado em diferentes trabalhos relacionados com a estimação de estados em sistemas elétricos de potência, a alocação ótima de medidores tem sido um tópico comumente encontrado. Basicamente, qualquer processo de estimação de estado leva em consideração que os valores para parte das variáveis de estado serão determinados através de medição. As medições afetam a precisão do processo de estimação e, algumas vezes, determinam até mesmo se determinadas variáveis de estado podem ser estimadas ou não.

Dentro desse contexto, a alocação ótima de medidores determina, então, a configuração do sistema de monitoração, definindo o número mínimo de medidores e a forma pela qual eles devem ser instalados, de maneira a minimizar os

custo do sistema de monitoração e maximizar a observabilidade sobre o sistema elétrico de potência.

No presente capítulo, além da extensão da metodologia de estimação de estado para a consideração da limitação do número de canais imposta pelos medidores reais, foi feita uma metodologia para a alocação ótima de medidores através da abordagem topológica. Devido a essa abordagem, a alocação ótima de medidores é determinada através de um processo de otimização, onde diversas possíveis configurações para o sistema de monitoração são avaliadas a fim de determinar aquela que atenderá todas as restrições do problema, satisfazendo o objetivo da melhor maneira possível.

4.1.4.1 Função Objetivo

De forma bastante simplificada, pode-se dizer que o custo do sistema de monitoração é composto pelo custo do hardware responsável pelo processamento/armazenamento das medições e pelo custo dos transdutores que possibilitam a aquisição dos sinais elétricos (TPs, TCs).

Em uma abordagem inicial, pode-se intuir que reduzindo o número de medidores necessários para compor o sistema de monitoração, o custo do mesmo será reduzido. Logo, definindo-se o número mínimo de medidores necessário definir-se-ia o valor mínimo para o sistema de monitoração. Porém, nota-se que, dependendo do nível de tensão e da corrente demandada pelos trechos nas possíveis combinações candidatas para a instalação dos medidores, o custo do sistema de monitoração pode variar. Esta variação é, basicamente, devida ao custo dos transdutores necessários para a captação dos sinais, os quais variam de acordo com o nível de tensão do local e da corrente demandada.

A fim de contornar essa dificuldade, definiu-se o “*Vetor-Custo*” $\mathbf{C}$, indicando o custo da instalação de um medidor de acordo com uma possível combinação de barra e trecho do sistema elétrico de potência a ser monitorado. Portanto, assim como no caso do “*Vetor-Alocação*”, o tamanho do “*Vetor-Custo*” também é definido pela soma de seções conectadas em cada barra da rede de

transporte de energia elétrica em avaliação. A equação (55) ilustra a lógica para o preenchimento das posições do “*Vetor-Custo*”.

$$c(v_j, i_{ij}) = \begin{array}{l} \text{custo da instalação de um medidor monitorando} \\ \text{a tensão da barra } \mathbf{j} \text{ e a corrente no trecho } \mathbf{ij} \end{array} \quad (55)$$

Sendo assim, nota-se que o custo do sistema de monitoração pode ser obtido através da multiplicação do “*Vetor-Alocação*” pelo “*Vetor-Custo*”. Logo, a equação (56) exhibe a função-objetivo a ser considerada no processo de otimização, a fim de minimizar o custo do sistema de monitoração.

$$\min(VA \times C^t) = \min\left(\sum_{i=1}^n (va(i) \times c(i))\right) \quad (56)$$

Onde:

- n : é o número total de possíveis combinações de barra e trecho para a instalação de um medidor

Vale ressaltar que a determinação do número mínimo de medidores necessários para monitorar toda uma rede elétrica, independentemente do nível de tensão das barras e das correntes demandadas nos trechos de rede, pode ser obtida atribuindo-se valor unitário para todas as posições do “*Vetor-Custo*”.

4.1.4.2 Restrições

As restrições do processo de otimização são determinadas pelo “*Vetor-Observabilidade*”, pois é este vetor que permite mensurar a observabilidade do sistema de monitoração sobre a rede de transporte de energia elétrica. Para o caso de observabilidade completa, todas as posições do “*Vetor-Observabilidade*” devem ser não nulas. Já para o caso de maximização de observabilidade, o número de posições nulas no “*Vetor-Observabilidade*” deve ser minimizado.

4.1.4.3 Otimização

4.1.4.3.1 “Branch-and-Bound”

Inicialmente, para solucionar o problema de otimização, foi utilizada a técnica tradicional de busca conhecida como “Branch-and-Bound”. De forma simplificada, pode-se dizer que a técnica “Branch-and-Bound” corresponde a uma busca exaustiva inteligente. Isto é, o algoritmo avalia cada nó da árvore de possíveis soluções para o problema, a fim de verificar o atendimento das mesmas às restrições. A busca prossegue para níveis inferiores da árvore enquanto as restrições não forem completamente atendidas. A solução final é aquela que melhor atender ao objetivo do problema no nível em que todas as restrições do problema foram atendidas por pelo menos uma das possíveis soluções. A Figura 75 ilustra a estrutura da árvore de soluções a ser percorrida pelo algoritmo “Branch-and-Bound” no processo de busca pela melhor alternativa para o sistema de monitoração.

Figura 75 – Estrutura da Árvore de Soluções para o processo de busca “Branch-and-Bound”

Através do trabalho executado para a elaboração do presente capítulo, foi constatado que o algoritmo “Branch-and-Bound” apresenta um ótimo desempenho para problemas com um universo de soluções muito pequeno. Para a rede IEEE 14 barras [98], a utilização de tal técnica foi possível, uma vez que o universo de soluções correspondia a uma ordem de $2^{40} \approx 10^{12}$, pois, para essa rede, o número de combinações de barras e trechos possíveis para a instalação dos medidores era de 40 combinações. Já para redes um pouco maiores, como a IEEE 30 barras [99], o número de possíveis combinações é de 82 combinações possíveis. Portanto o universo de soluções é da ordem de $2^{82} \approx 10^{25}$, inviabilizando a utilização do

algoritmo “Branch-and-Bound”, devido ao excessivo tempo gasto na avaliação de soluções inviáveis (explosão combinatória).

4.1.4.3.2 Algoritmos Genéticos (AGs)

Assim como os AEs, os AGs também constituem um ramo da computação evolucionária, a qual consiste em um processo meta-heurístico de otimização genérico baseado em populações de alternativas de soluções ([97]). Em [4] podem ser encontrados maiores detalhes sobre a formulação de AGs, bem como da aplicação dos mesmos em problemas combinatórios.

A preferência pela aplicação de AGs para a determinação de uma solução para o problema de otimização em questão é devida a experiência adquirida com os trabalhos desenvolvidos em [93] e [102]. Apesar de conceitualmente se tratar do mesmo problema (alocação de medidores de qualidade de energia), vale ressaltar que existem nuances que fazem com que a abordagem atual seja completamente diferente daquela utilizada em [93] e [102]. Nesses trabalhos, a alocação de medidores focava a alocação de medidores para a monitoração de variações de tensão de curta duração (VTCDs) ocasionadas por curto-circuitos, enquanto que na presente tese o enfoque está na estimação de distorções harmônicas. A diferença do tipo de fenômeno a ser monitorado (em [93] e [102] tratava-se fenômenos transitórios e nesta tese trabalhou-se com fenômenos de regime permanente) faz com que as restrições do problema de otimização sejam completamente diferentes, apesar das similaridades existentes na codificação e nas funções de avaliação.

Assim como o caso dos AEs, nos AGs são formuladas populações de indivíduos, as quais correspondem a possíveis soluções para o problema. Em cada etapa (geração), são aplicados operadores que inserem variabilidade nas alternativas de solução (operadores recombinação e mutação) representadas por cada indivíduo. Isto faz com que uma parte considerável do universo de soluções seja percorrida, reduzindo a possibilidade de convergência para mínimos locais. O desempenho das alterações inseridas nas alternativas de solução é avaliado através da execução do operador reprodução. Este operador é responsável pela convergência do AG. Basicamente, ele avalia a adaptabilidade de cada indivíduo,

isto é, ele verifica se cada alternativa de solução respeita as restrições e quantifica o quanto a mesma satisfaz o objetivo do problema. Os indivíduos melhores adaptados, (isto é, aqueles com melhores avaliações) são, então, favorecidos para compor a população da próxima etapa do processo iterativo. O fluxograma apresentado na Figura 37, utilizado para representar o processo dos AEs no capítulo anterior, também pode ser aplicado para a representação dos AGs. A seguir, descreve-se as particularidades da codificação, avaliação e dos operadores do AG, de modo a elucidar como o processo de otimização foi desenvolvido no presente trabalho.

4.1.4.3.2.1 Codificação da Solução

Ao invés de seguir a abordagem feita para a composição dos "*Vetores-Alocação*" (considerando as configurações possíveis para a instalação dos equipamentos de medição), a codificação das alternativas de solução nos AGs levou em consideração apenas o número de barras presentes na rede em avaliação. Dessa forma, cada posição do indivíduo (gene) corresponderia a uma barra da rede em avaliação. A decisão pela instalação ou não de um medidor, bem como as possíveis configurações para a medição de corrente, seriam determinadas pelo valor armazenado no gene correspondente. A equação (57) ilustra o procedimento utilizado para o preenchimento de um gene n em um indivíduo.

$$\text{Indivíduo}(n) = \text{random}(1 \rightarrow 2 \times m) \quad (57)$$

Onde:

- n : corresponde à barra $\#n$ na rede avaliada e a posição (gene) $\#n$ dos indivíduos.
- m : corresponde ao total de trechos conectados na barra $\#n$.

Logo, cada gene poderia assumir um valor que corresponderia ao dobro de trechos conectados na barra correspondente. No caso do valor ser maior que o número de trechos conectados, a avaliação da alternativa não consideraria a barra correspondente para a instalação dos medidores. Assim, na determinação dos valores dos genes feita tanto na formação da população inicial, como na execução

do operador mutação, promovia-se uma probabilidade 50% pela não instalação de medidor na barra correspondente.

A Figura 76 ilustra um indivíduo hipotético para uma rede de 10 barras. Note que o número de trechos conectados em cada barra foi apresentado logo abaixo de cada gene. Sendo assim, apenas os genes correspondentes às barras #3, #5, #8 e #10 indicam a instalação de medidores. Vale ainda ressaltar que através da codificação em questão, o trecho onde a corrente deve ser monitorada já é definido pelo valor presente em cada gene. Isto é, para o gene correspondente a barra #3, por exemplo, deve-se monitorar o trecho #2 conectado ao mesmo.

Barras da Rede									
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
2	4	2	3	4	7	5	1	3	1
# de trechos conectados	1	3	5	2	7	4	3	2	2

Figura 76 – Exemplo de um indivíduo do AG

Através dessa abordagem, apesar dos tamanhos consideráveis para os “Vetores-Alocação”, o tamanho dos indivíduos é reduzido e limitado ao número de barras da rede em avaliação. Essa redução é interessante devido aos benefícios ocasionados na convergência do AG, conforme verificado em [93].

4.1.4.3.2.2 Avaliação

Inicialmente, na avaliação de uma população, determinam-se os “Vetores-Alocação” correspondentes a cada um dos indivíduos. Com os “Vetores-Alocação”, calculam-se os valores do objetivo para cada indivíduo, conforme descrito na equação (58). A função objetivo determinará o custo do sistema de monitoração sugerido pela alternativa de solução codificada no indivíduo correspondente.

$$f_{objetivo}(indivíduo) = \sum_{i=1}^n (va(i) \times c(i)) \quad (58)$$

Na sequência, determinam-se os “Vetores-Observabilidade” correspondentes a cada um dos indivíduos população em avaliação. Com os “Vetores-Observabilidade”, calculam-se os valores de penalização para cada

indivíduo, conforme descrito na equação (59). A função de penalização determinará o número de barras ou trechos, cujos respectivos valores de tensão ou corrente não podem ser estimados através da configuração para o sistema de monitoração sugerida por um indivíduo.

$$f_{penaliza}(indivíduo) = \# \text{ posições nulas do VO} \quad (59)$$

Com os valores de objetivo e de penalização, calculam-se os valores avaliação para cada indivíduo, conforme descrito na equação (60).

$$f_{avalia}(indivíduo) = \frac{1}{f_{objetivo} + k \times f_{penaliza}} \quad (60)$$

Onde:

- k : é uma constante inteira maior que 1 (no caso do trabalho apresentado nesta tese, utilizou-se $k = 100$).

A função de avaliação faz com que os indivíduos que sugerem um sistema de monitoração de baixo custo (dado pelo valor da função-objetivo) sejam bem avaliados. Ela também piora a avaliação daqueles indivíduos cuja configuração para o sistema de medição que não permita estimar todas as variáveis de estado.

4.1.4.3.2.3 Operador Reprodução

O operador reprodução seleciona os indivíduos da população da geração corrente do AG que irão compor a população da nova geração. Dentre as possíveis técnicas de reprodução, utilizou-se a técnica denominada Torneio na presente tese, devido a sua simplicidade de execução. Segundo esta técnica um grupo de indivíduos bastante reduzido é formado por indivíduos da população da geração corrente, sorteados de forma aleatória. Em seguida, comparam-se os valores obtidos através da função de avaliação para cada um deles. Aquele que tiver o maior valor é, então, selecionado para compor a população da geração seguinte. Esse procedimento é repetido até que a população da geração seguinte seja completada. A Figura 77 ilustra a execução do operador reprodução.

Figura 77 – Execução do operador reprodução

4.1.4.3.2.4 Operador Mutação

A execução do operador mutação é vinculada a uma probabilidade fixa fornecida no momento inicial da execução do AG. Basicamente, para cada gene de cada um dos indivíduos da população da nova geração, sorteia-se um valor no intervalo de 0 a 100. Caso esse valor seja inferior ao valor da probabilidade fornecida, altera-se o valor armazenado no gene. Os valores dos genes são alterados de acordo com a equação (57), respeitando-se, assim, o número de trechos conectados em cada barra.

4.1.4.3.2.5 Operador Recombinação

A execução do operador recombinação é vinculada a outra probabilidade fixa fornecida no momento inicial da execução do AG. Para cada indivíduo da população da nova geração, sorteia-se um valor no intervalo de 0 a 100. Caso esse valor seja inferior ao valor da probabilidade fornecida, seleciona-se o indivíduo correspondente para a execução da recombinação. Nesse caso, seleciona-se aleatoriamente um segundo indivíduo. Sorteia-se, então, um gene, a partir do qual a recombinação será executada, conforme ilustrado na Figura 78.

Figura 78 – Execução do operador recombinação

4.2 RESULTADOS

4.2.1 Rede IEEE 14 barras – “Branch-and-Bound”

Para a execução da simulação, não foi considerado qualquer conhecimento sobre o comportamento dos geradores e cargas. Dessa forma, a configuração do sistema de monitoração definida pela alocação ótima de medidores torna-se aplicável para qualquer situação de despacho da rede de transporte de energia elétrica em avaliação. O processo de otimização determinou diferentes alternativas de configuração para o sistema de monitoração. Uma delas foi ilustrada

na Tabela XXV. A Figura 80 ilustra graficamente as configurações para a instalação dos medidores. Observando a Figura 80, nota-se que os medidores devem ser instalados nas barras indicadas pelas elipses vermelhas, e nos trechos ressaltados pelas linhas vermelhas contínuas.

A fim de verificar a eficiência da estimação de estados das distorções harmônicas, foi realizada a simulação no domínio do tempo para a rede IEEE 14 barras utilizando MATLAB Simulink®, conforme ilustrado na Figura 79. Os resultados dessa simulação foram utilizados como referência para o processo de estimação, sendo referidos nesta tese como os valores “reais”.

Por simplicidade, foram consideradas apenas duas cargas produtoras de distorções harmônicas de 3ª ordem. As cargas foram modeladas como fontes de corrente, conforme os parâmetros descritos na Tabela XXVI.

Tabela XXV – Configuração do Sistema de Monitoração – IEEE 14 Barras

Barras a serem Medidas	Seções a serem Medidas	
	Barra De	Barra Para
Barra #2	Barra #1	Barra #5
Barra #5	Barra #2	Barra #3
Barra #6	Barra #4	Barra #9
Barra #8	Barra #6	Barra #12
Barra #9	Barra #7	Barra #8
Barra #10	Barra #10	Barra #11
Barra #14	Barra #13	Barra #14

Figura 80 – Configuração do Sistema de Monitoração para a Rede IEEE 14 Barras

Tabela XXVI – Cargas Harmônicas – 3ª Ordem Harmônica

Barra de Conexão	Magnitude [pu]	Fase [°]
Barra #4	0.50	-45
Barra #14	0.25	75

Os valores para as variáveis de estado listadas na Tabela XXV, que foram obtidos através da simulação no domínio do tempo, foram considerados como os

valores “medidos” para o processo de estimação. Em outras palavras, para o processo de estimação foram utilizados os valores das tensões e das correntes harmônicas obtidas através da simulação no MATLAB Simulink® apenas para as barras e seções listadas na Tabela XXV. Com esses valores, foram calculados os valores para as demais tensões e correntes harmônicas utilizando as leis de Kirchhoff, conforme descrito pelas regras de influência topológica. A comparação entre os valores “reais” obtidos através da estimação de estado foi apresentada na Tabela XXVII para as variáveis de estado de tensão e na Tabela XXVIII para as variáveis de estado de corrente. As tabelas também apresentam os erros relativos para cada variável de estado, calculados através da razão entre o módulo da diferença fasorial das variáveis e o módulo do valor medido.

Tabela XXVII – Valores “Reais” e Estimados – Tensões

	“Reais”		Estimado		Erro
	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
Barra #1	0.000	0.0	0.000	0.0	0.0000%
Barra #3	0.104	-26.3	0.104	-26.3	0.0002%
Barra #4	0.174	-9.5	0.174	-9.5	0.0002%
Barra #7	0.311	4.9	0.311	4.9	0.0001%
Barra #11	0.289	19.1	0.289	19.1	0.0001%
Barra #12	0.289	27.2	0.289	27.2	0.0001%
Barra #13	0.295	27.6	0.295	27.6	0.0000%

Tabela XXVIII – Valores “Reais” e Estimados – Correntes

Barra De	Barra Para	“Reais”		Estimado		Erro
		Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
#1	#2	0.000	0.0	0.000	0.0	0.0000%
#2	#4	0.327	86.7	0.327	86.7	0.0675%
#2	#5	0.257	94.0	0.257	94.0	0.0383%
#3	#4	0.155	109.9	0.155	109.9	0.1460%
#4	#5	0.344	-116.6	0.344	-116.6	0.1327%
#4	#7	0.238	111.9	0.238	111.9	0.0476%
#5	#6	0.243	141.7	0.243	141.7	0.0470%
#6	#11	0.084	37.8	0.084	37.8	0.0871%
#6	#13	0.032	87.6	0.032	87.7	0.2357%
#7	#9	0.069	-177.5	0.069	-177.4	0.1997%
#9	#10	0.057	-119.3	0.057	-119.3	0.0284%
#9	#14	0.160	-163.9	0.160	-163.9	0.0435%
#12	#13	0.010	153.8	0.010	153.8	0.4438%

4.2.2 Rede IEEE 30 barras – Algoritmos Genéticos

Para a execução da simulação, não foi considerado qualquer conhecimento sobre o comportamento dos geradores e cargas. Dessa forma, a configuração do sistema de monitoração definida pela alocação ótima de medidores torna-se aplicável para qualquer situação de despacho da rede de transporte de energia elétrica em avaliação. O AG foi executado diversas vezes considerando 500 indivíduos, 100 gerações, probabilidade de cruzamento de 75% e probabilidade de mutação de 5%. Todos os casos convergiram para a uma configuração com 14 equipamentos. Três alternativas de configuração para o sistema de monitoração determinada pelo AG foram ilustradas na Tabela XXIX.

Tabela XXIX – Configurações para o Sistema de Monitoração – IEEE 30 Barras

Alternativa #1			Alternativa #2			Alternativa #3		
Barras	Seções		Barras	Seções		Barras	Seções	
	De	Para		De	Para		De	Para
Barra #1	Barra #1	Barra #3	Barra #1	Barra #1	Barra #3	Barra #1	Barra #1	Barra #3
Barra #2	Barra #2	Barra #4	Barra #4	Barra #4	Barra #2	Barra #2	Barra #2	Barra #4
Barra #7	Barra #7	Barra #5	Barra #5	Barra #5	Barra #7	Barra #5	Barra #5	Barra #7
Barra #10	Barra #10	Barra #20	Barra #8	Barra #8	Barra #28	Barra #11	Barra #11	Barra #9
Barra #11	Barra #11	Barra #9	Barra #11	Barra #11	Barra #9	Barra #13	Barra #13	Barra #12
Barra #13	Barra #13	Barra #12	Barra #13	Barra #13	Barra #12	Barra #14	Barra #14	Barra #15
Barra #15	Barra #15	Barra #14	Barra #14	Barra #14	Barra #15	Barra #16	Barra #16	Barra #17
Barra #17	Barra #17	Barra #16	Barra #16	Barra #16	Barra #17	Barra #18	Barra #18	Barra #19
Barra #19	Barra #19	Barra #18	Barra #19	Barra #19	Barra #18	Barra #20	Barra #20	Barra #10
Barra #21	Barra #21	Barra #10	Barra #20	Barra #20	Barra #10	Barra #21	Barra #21	Barra #22
Barra #24	Barra #24	Barra #23	Barra #21	Barra #21	Barra #10	Barra #24	Barra #24	Barra #23
Barra #25	Barra #25	Barra #26	Barra #23	Barra #23	Barra #24	Barra #26	Barra #26	Barra #25
Barra #28	Barra #28	Barra #8	Barra #25	Barra #25	Barra #26	Barra #28	Barra #28	Barra #8
Barra #30	Barra #30	Barra #29	Barra #30	Barra #30	Barra #29	Barra #29	Barra #29	Barra #30

A Figura 81 ilustra graficamente as configurações para a instalação dos medidores de acordo com a Alternativa #1. Observando a Figura 81, nota-se que os medidores devem ser instalados nas barras indicadas pelas elipses vermelhas, e nos trechos ressaltados pelas linhas vermelhas contínuas. A convergência do processo iterativo pode ser observada no gráfico ilustrado na Figura 82.

Por simplicidade, foram consideradas apenas quatro cargas produtoras de distorções harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordens. As cargas foram modeladas como fontes de corrente, conforme os parâmetros descritos na Tabela XXX. Vale ressaltar que as cargas na frequência fundamental foram as mesmas especificadas nos arquivos de dados da rede IEEE 30 barras.

Figura 81 – Configuração do Sistema de Monitoração para a Rede IEEE 30 Barras de acordo com a Alternativa #1

Os valores para as variáveis de estado listadas para a Alternativa #1 na Tabela XXIX, que foram obtidos através da simulação no domínio do tempo, foram considerados como os valores “medidos” para o processo de estimação. Com esses valores, foram calculados os valores para as demais tensões e correntes, tanto para a fundamental como para as ordens harmônicas, utilizando as leis de Kirchhoff, conforme descrito pelas regras de influência topológica. A comparação entre os valores “reais” obtidos através da estimação de estado foi apresentada nas Tabela XXXI - Tabela XXXIV para as variáveis de estado de tensão e nas Tabela XXXV - Tabela XXXVIII para as variáveis de estado de corrente.

Figura 82 – Convergência do AG para Alternativa #1

Tabela XXX – Cargas Harmônicas – 3ª, 5ª e 7ª Ordens Harmônicas.

Barra de Conexão	3ª Ordem		5ª Ordem		7ª Ordem	
	Magnitude [pu]	Fase [°]	Magnitude [pu]	Fase [°]	Magnitude [pu]	Fase [°]
Barra #17	-	-	-0.35	-65	0.20	85
Barra #21	0.50	-45	0.15	25	-	-
Barra #28	0.25	75	-	-	0.10	-35
Barra #30	0.20	175	-	-	0.15	15

Figura 83 – Rede IEEE 30 barras modelada utilizando MATLAB Simulink®

Tabela XXXI – Valores “Reais” e Estimados – Tensões da ordem fundamental

	Fundamental				Erro
	“Reais”		Estimado		
	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
	1.0223	-7.5875	1.0223	-7.5868	0.001%
Barra #4	1.0138	-9.3492	1.0138	-9.3488	0.001%
Barra #5	1.0094	-14.3873	1.0094	-14.3872	0.000%
Barra #6	1.0098	-11.1489	1.0098	-11.1487	0.000%
Barra #8	1.0096	-11.9089	1.0096	-11.9091	0.001%
Barra #9	1.0188	-14.4368	1.0188	-14.4350	0.003%
Barra #12	1.0020	-15.2747	1.0020	-15.2749	0.000%
Barra #14	0.9889	-16.2227	0.9889	-16.2227	0.000%
Barra #16	0.9959	-15.9831	0.9959	-15.9833	0.000%
Barra #18	0.9811	-17.0264	0.9811	-17.0265	0.000%
Barra #20	0.9866	-17.0259	0.9866	-17.0260	0.000%
Barra #22	0.9934	-16.6169	0.9934	-16.6169	0.000%
Barra #23	0.9800	-16.7539	0.9800	-16.7541	0.000%
Barra #26	0.9625	-16.7993	0.9625	-16.7993	0.000%
Barra #27	0.9875	-15.7814	0.9875	-15.7813	0.000%
Barra #29	0.9685	-16.9996	0.9685	-16.9997	0.000%

Tabela XXXII – Valores “Reais” e Estimados – Tensões de 3ª Ordem

	3ª Ordem				Erro [%]
	“Reais”		Estimado		
	Mag. [pu]	Fase [º]	Mag. [pu]	Fase [º]	
Barra #3	0.0628	37.5198	0.0627	37.5204	0.044%
Barra #4	0.0767	37.4256	0.0767	37.4259	0.010%
Barra #5	0.0584	12.4259	0.0584	12.4372	0.008%
Barra #6	0.0893	38.4304	0.0893	38.4311	0.005%
Barra #8	0.0952	36.7177	0.0952	36.7168	0.007%
Barra #9	0.2700	45.6938	0.2701	45.7006	0.012%
Barra #12	0.2012	40.2271	0.2012	40.2263	0.002%
Barra #14	0.2102	37.9834	0.2103	37.9835	0.000%
Barra #16	0.2258	47.1195	0.2258	47.1224	0.001%
Barra #18	0.2454	38.9830	0.2454	38.9836	0.000%
Barra #20	0.2712	41.7748	0.2712	41.7773	0.000%
Barra #22	0.3423	45.0128	0.3423	45.0128	0.000%
Barra #23	0.2380	36.8880	0.2380	36.8874	0.002%
Barra #26	0.1485	10.7797	0.1485	10.7808	0.001%
Barra #27	0.1172	-21.4118	0.1172	-21.4153	0.002%
Barra #29	0.1779	-56.7633	0.1780	-56.7705	0.001%

Tabela XXXIII – Valores “Reais” e Estimados – Tensões de 5ª Ordem

	5ª Ordem				Erro [%]
	“Reais”		Estimado		
	Mag. [pu]	Fase [º]	Mag. [pu]	Fase [º]	
Barra #3	0.0089	-57.0670	0.0089	-57.0518	0.112%
Barra #4	0.0107	-56.9366	0.0107	-56.9217	0.074%
Barra #5	0.0083	-169.4254	0.0083	-169.3820	0.053%
Barra #6	0.0090	-81.7556	0.0090	-81.8330	0.045%
Barra #8	0.0140	-85.2666	0.0140	-85.2692	0.044%
Barra #9	0.0371	175.5959	0.0373	175.5880	0.090%
Barra #12	0.0584	-29.1710	0.0585	-29.1725	0.006%
Barra #14	0.0572	-29.9327	0.0572	-29.9296	0.001%
Barra #16	0.0527	-19.8016	0.0527	-19.7887	0.006%
Barra #18	0.0524	-22.4125	0.0524	-22.4081	0.002%
Barra #20	0.0492	-13.8410	0.0492	-13.8236	0.002%
Barra #22	0.0774	2.8481	0.0774	2.8481	0.000%
Barra #23	0.0610	-19.9262	0.0610	-19.9133	0.007%
Barra #26	0.0435	-21.5463	0.0435	-21.5423	0.003%
Barra #27	0.0305	-26.5978	0.0305	-26.5984	0.006%
Barra #29	0.0295	-33.4192	0.0295	-33.4250	0.006%

Tabela XXXIV – Valores “Reais” e Estimados – Tensões de 7ª Ordem

	7ª Ordem				Erro [%]
	“Reais”		Estimado		
	Mag. [pu]	Fase [º]	Mag. [pu]	Fase [º]	
Barra #3	0.0300	-31.6961	0.0299	-31.7035	0.256%
Barra #4	0.0355	-31.3963	0.0354	-31.4049	0.022%
Barra #5	0.0216	-165.0529	0.0215	-164.9360	0.020%
Barra #6	0.0500	-20.7121	0.0499	-20.6853	0.008%
Barra #8	0.1284	-32.0098	0.1281	-31.9771	0.005%
Barra #9	0.0420	71.1340	0.0417	71.1816	0.079%
Barra #12	0.0592	-89.9809	0.0596	-89.9783	0.006%
Barra #14	0.0305	-93.0037	0.0305	-93.0080	0.001%
Barra #16	0.0378	93.1411	0.0380	93.1549	0.008%
Barra #18	0.0371	71.3553	0.0372	71.3744	0.003%
Barra #20	0.0782	77.5387	0.0783	77.5650	0.001%
Barra #22	0.1246	84.2281	0.1246	84.2281	0.000%
Barra #23	0.0521	93.0266	0.0523	93.0501	0.008%
Barra #26	0.1797	115.3959	0.1798	115.4090	0.001%
Barra #27	0.2302	132.0317	0.2303	132.0430	0.001%
Barra #29	0.3732	136.1843	0.3735	136.2060	0.000%

Tabela XXXV – Valores “Reais” e Estimados – Correntes da ordem fundamental

		Fundamental				Erro
		“Reais”		Estimado		
		Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
Barra De	Barra Para	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
#1	#2	1.6850	7.0833	1.6851	7.0837	0.002%
#3	#4	0.8088	-4.2481	0.8089	-4.2442	0.017%
#2	#5	0.7980	-6.8478	0.7981	-6.8469	0.007%
#2	#6	0.5747	-6.2299	0.5747	-6.2290	0.005%
#4	#6	0.7441	-0.9954	0.7442	-0.9934	0.017%
#6	#7	0.3901	-6.4950	0.3901	-6.4915	0.016%
#6	#8	0.3079	4.2447	0.3080	4.2457	0.030%
#6	#9	0.2831	-3.9794	0.2830	-3.9803	0.040%
#6	#10	0.1593	-16.0217	0.1594	-16.0168	0.035%
#9	#10	0.3029	-37.6555	0.3034	-37.5992	0.170%
#4	#12	0.4095	-18.7327	0.4096	-18.7275	0.031%
#12	#14	0.0741	-28.6101	0.0742	-28.6117	0.010%
#12	#15	0.1663	-28.7732	0.1663	-28.7746	0.008%
#12	#16	0.0627	-16.6162	0.0627	-16.6069	0.034%
#15	#18	0.0524	-15.1864	0.0525	-15.1781	0.025%
#19	#20	0.0845	131.4571	0.0845	131.4360	0.038%
#10	#17	0.0976	-66.8170	0.0976	-66.8254	0.015%
#10	#22	0.0889	-49.7484	0.0889	-49.7453	0.005%
#21	#22	0.0207	140.5822	0.0207	140.5700	0.029%
#15	#23	0.0420	-33.2890	0.0420	-33.2447	0.089%
#22	#24	0.0686	-52.8538	0.0686	-52.8454	0.015%
#24	#25	0.0245	-164.8157	0.0245	-164.7990	0.111%
#25	#27	0.0552	153.6565	0.0553	153.6740	0.049%
#28	#27	0.1828	-28.8061	0.1829	-28.7998	0.020%
#27	#29	0.0599	-30.8907	0.0599	-30.8895	0.010%
#27	#30	0.0678	-28.9699	0.0678	-28.9691	0.006%
#6	#28	0.1818	-11.8197	0.1819	-11.8150	0.033%

Tabela XXXVI – Valores “Reais” e Estimados – Correntes de 3ª Ordem

		3ª Ordem				Erro
		“Reais”		Estimado		
Barra De	Barra Para	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
#1	#2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000%
#3	#4	0.1226	133.5849	0.1226	133.5840	0.003%
#2	#5	0.0978	106.9656	0.0979	106.9740	0.057%
#2	#6	0.1678	134.6983	0.1678	134.7000	0.033%
#4	#6	0.1025	139.8676	0.1027	139.8660	0.229%
#6	#7	0.0810	-3.9005	0.0811	-3.8771	0.045%
#6	#8	0.0529	108.5498	0.0529	108.5530	0.022%
#6	#9	0.2912	139.2565	0.2914	139.2630	0.089%
#6	#10	0.1293	140.2818	0.1294	140.2750	0.043%
#9	#10	0.1037	145.7344	0.1035	145.6720	0.230%
#4	#12	0.1622	131.9586	0.1623	131.9480	0.079%
#12	#14	0.0156	96.5082	0.0156	96.4827	0.051%
#12	#15	0.0518	114.3559	0.0518	114.3430	0.029%
#12	#16	0.0588	-170.9933	0.0588	-170.9680	0.072%
#15	#18	0.0388	147.3878	0.0388	147.3920	0.067%
#19	#20	0.0601	177.3562	0.0603	177.3700	0.171%
#10	#17	0.2414	-65.6281	0.2415	-65.6264	0.043%
#10	#22	0.0875	130.3189	0.0875	130.3220	0.043%
#21	#22	0.2341	-22.7275	0.2342	-22.7222	0.044%
#15	#23	0.0301	123.9033	0.0302	123.8970	0.102%
#22	#24	0.1611	-8.4832	0.1612	-8.4771	0.045%
#24	#25	0.1398	-16.0582	0.1398	-16.0566	0.039%
#25	#27	0.1346	-16.6246	0.1347	-16.6181	0.048%
#28	#27	0.0928	36.2924	0.0929	36.2894	0.063%
#27	#29	0.0843	3.7435	0.0843	3.7513	0.081%
#27	#30	0.1202	5.2073	0.1203	5.2107	0.040%
#6	#28	0.1520	-65.0051	0.1520	-65.0059	0.011%

Tabela XXXVII – Valores “Reais” e Estimados – Correntes de 5ª Ordem

		5ª Ordem				Erro
		“Reais”		Estimado		
		Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
Barra De	Barra Para	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
#1	#2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000%
#3	#4	0.0099	37.6020	0.0099	37.6018	0.004%
#2	#5	0.0083	-76.6987	0.0083	-76.6566	0.128%
#2	#6	0.0101	12.0299	0.0102	11.9379	0.165%
#4	#6	0.0219	-87.6439	0.0220	-87.5731	0.328%
#6	#7	0.0126	-120.9199	0.0126	-120.9420	0.123%
#6	#8	0.0244	1.8144	0.0245	2.0045	0.383%
#6	#9	0.0384	-107.0451	0.0387	-106.9790	0.649%
#6	#10	0.0175	101.5937	0.0175	101.5880	0.094%
#9	#10	0.1560	88.6931	0.1566	88.6808	0.354%
#4	#12	0.0384	66.6781	0.0385	66.6521	0.197%
#12	#14	0.0011	-81.5129	0.0011	-82.5422	3.177%
#12	#15	0.0039	-174.8788	0.0039	-174.0370	1.750%
#12	#16	0.0107	-166.7797	0.0108	-166.5700	0.627%
#15	#18	0.0059	-150.9200	0.0059	-150.8940	0.237%
#19	#20	0.0111	-178.2824	0.0111	-178.2150	0.553%
#10	#17	0.0164	1.8940	0.0165	1.9125	0.125%
#10	#22	0.0379	101.4755	0.0380	101.4820	0.123%
#21	#22	0.0529	-60.5420	0.0530	-60.5350	0.126%
#15	#23	0.0080	134.4946	0.0080	134.5520	0.268%
#22	#24	0.0205	-25.7068	0.0205	-25.7015	0.128%
#24	#25	0.0152	-79.0863	0.0152	-79.0784	0.088%
#25	#27	0.0142	-83.8343	0.0142	-83.8271	0.084%
#28	#27	0.0118	83.2299	0.0118	83.2247	0.071%
#27	#29	0.0018	-39.4425	0.0018	-39.4307	0.201%
#27	#30	0.0020	-39.8792	0.0020	-39.8715	0.127%
#6	#28	0.0116	56.1572	0.0117	56.2113	0.520%

Tabela XXXVIII – Valores “Reais” e Estimados – Correntes de 7ª Ordem

		7ª Ordem				Erro
		“Reais”		Estimado		
		Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
Barra De	Barra Para	Mag. [pu]	Fase [°]	Mag. [pu]	Fase [°]	
#1	#2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.000%
#3	#4	0.0216	62.8742	0.0216	62.8692	0.025%
#2	#5	0.0155	-73.1173	0.0155	-72.9883	0.297%
#2	#6	0.0404	71.9764	0.0404	72.0101	0.074%
#4	#6	0.0577	94.4459	0.0578	94.5113	0.218%
#6	#7	0.0470	-92.0450	0.0470	-91.9391	0.194%
#6	#8	0.2725	53.3714	0.2726	53.4103	0.069%
#6	#9	0.0455	-149.9615	0.0454	-149.8140	0.285%
#6	#10	0.0370	-166.9021	0.0371	-166.9400	0.194%
#9	#10	0.1079	179.6772	0.1085	179.5830	0.552%
#4	#12	0.0283	-36.6561	0.0285	-36.2691	1.073%
#12	#14	0.0160	-172.8467	0.0163	-172.8850	1.809%
#12	#15	0.0553	-177.7831	0.0559	-177.7580	1.027%
#12	#16	0.0694	-174.8861	0.0700	-174.8720	0.890%
#15	#18	0.0292	170.9246	0.0293	170.9400	0.391%
#19	#20	0.0312	-175.8365	0.0315	-175.7850	1.014%
#10	#17	0.0406	-106.9776	0.0407	-106.9710	0.252%
#10	#22	0.0017	-117.0814	0.0017	-117.0710	0.227%
#21	#22	0.0191	-104.3565	0.0191	-104.3440	0.239%
#15	#23	0.0427	-171.7335	0.0430	-171.7100	0.570%
#22	#24	0.0208	-105.3942	0.0208	-105.3820	0.238%
#24	#25	0.0368	-102.3218	0.0369	-102.3100	0.257%
#25	#27	0.0422	-97.7281	0.0424	-97.7248	0.400%
#28	#27	0.0849	-130.5862	0.0851	-130.5790	0.275%
#27	#29	0.0494	-122.8770	0.0497	-122.8400	0.464%
#27	#30	0.0732	-117.7293	0.0733	-117.7230	0.217%
#6	#28	0.0969	-146.6750	0.0969	-146.7290	0.097%

4.2.3 Alimentador Real

A metodologia para alocação de medidores também foi aplicada em um alimentador de distribuição de energia elétrica, a fim de comprovar que a utilização de AGs contornou as dificuldades encontradas para a determinação de sistemas de monitoração em redes de transporte de energia reais. Para essa simulação, também foi utilizado o alimentador canadense real ilustrado na Figura 22. O alimentador em questão foi reduzido, de maneira a ficar composto por 333 barras e 334 trechos

apenas. Devido às características topológicas do alimentador, foram verificadas 344 possíveis configurações para a instalação dos equipamentos de medição.

Para a execução da simulação, não foi considerado qualquer conhecimento sobre o comportamento dos geradores e cargas. Dessa forma, a configuração do sistema de monitoração definida pela alocação ótima de medidores torna-se aplicável para qualquer situação de despacho da rede de transporte de energia elétrica em avaliação. O AG foi executado considerando 100 indivíduos, 400 gerações, probabilidade de cruzamento de 75% e probabilidade de mutação de 5%.

A metodologia determinou a instalação de 54 medidores, conforme destaque em verde presente na Figura 84. A Figura 85 ilustra o processo de convergência. Nota-se que a penalização devido a não monitoração de variáveis de estado é atendida logo nas primeiras gerações. O AG converge, então, lentamente, devido ao vasto espaço de soluções.

Figura 84 – Configuração do sistema de monitoração

Figura 85 – Convergência do AG

A Figura 86 indica em vermelho as barras e os trechos que serão estimados a partir das medições de tensão e corrente, feitas de acordo o sistema de monitoração da Figura 84. Através da Figura 87, pode-se notar que o alimentador será completamente observado pelo sistema de monitoração.

Figura 86 – Variáveis de estado a serem estimadas

Figura 87 – Observabilidade completa sobre o alimentador

Vale ressaltar que para o caso do alimentador real não foi possível a realização de um processo de estimação, devido a ausência de quantidade significativa de medições. No entanto, a aplicação da metodologia de alocação de medidores no mesmo ilustra a possibilidade de realização de estimação de estado em redes de distribuição com uma quantidade de equipamentos relativamente pequena, se comparado com o número de barras e trechos presente no sistema.

4.3 CONCLUSÕES

A estimação de estados das distorções harmônicas pela abordagem topológica mostrou-se bastante eficiente. O maior erro obtido foi inferior a 2%, o qual deve ter sido causado, provavelmente, pelos arredondamentos dos diferentes processos de cálculos.

A extensão da metodologia considerando um número de canais limitados para os equipamentos de medição teve impacto significativo no processo de otimização, mostrando que as abordagens feitas em dois outros trabalhos na mesma

linha de pesquisa tornam-se inviáveis, devido ao excessivo número de combinações de barras e trechos existentes para a instalação dos medidores. Através da utilização dos AGs, foi possível contornar tal limitação.

Notou-se que com a presença de malhas, os sistemas de monitoração tendem a apresentar um número de equipamentos de medição proporcionalmente maior que sistemas radiais. Para a rede IEEE 14 barras, a relação entre número de equipamentos e número de barras foi de 50%. Já para a rede IEEE 30 barras, o valor para essa relação foi de aproximadamente 47%. Para o alimentar considerado, a relação entre número de medidores e barras foi de 16%.

É interessante comparar os resultados obtidos através das modificações na metodologia topológica apresentadas na presente tese, com aqueles obtidos em [68]. Em [68], os autores determinam que a observabilidade completa sobre a rede IEEE 30 barras poderia ser alcançada através da instalação de 10 medidores. Porém, como descrito anteriormente, os autores também assumem que os medidores deveriam ser capazes de monitorar as correntes de todos os trechos conectados na barra em que estão instalados. Devido a esta restrição, o sistema de monitoração deveria monitorar 47 variáveis de estado (10 variáveis de tensão e 37 variáveis de corrente).

De acordo com os resultados obtidos na metodologia apresentada nesta tese, a observabilidade total poderia ser alcançada através da monitoração de 28 variáveis de estado (14 variáveis de tensão e 14 variáveis de corrente). Além disso, a presente tese considerou outros aspectos aderentes à realidade das redes de transporte de energia elétrica e que impactavam na determinação das possíveis configurações para a instalação dos equipamentos de medição. Por exemplo, para o caso da rede IEEE 30 barras, não foi permitida a instalação de medidor para a monitoração da tensão da barra #9, pois a mesma corresponde a um ponto fictício, presente apenas no equivalente do transformador de três enrolamentos. Em [68], os autores não levaram em consideração tal aspecto. Logo, a metodologia em questão foi capaz de determinar uma alternativa mais econômica, contornando um número de restrições maior para o problema.

CAPÍTULO 5

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram destacadas as contribuições de cada um dos tópicos abordados na presente tese. As dificuldades encontradas nos desenvolvimentos feitos em cada tópico são apontadas, de modo a permitir que o leitor interessado possa aprimorar o trabalho aqui desenvolvido.

Ainda são apontados possíveis tópicos para continuidade da pesquisa envolvendo fontes distribuídas de harmônicos. Esses tópicos foram identificados ao longo do desenvolvimento do trabalho e da pesquisa bibliográfica, mas infelizmente não foi possível a abordagem dos mesmos no presente trabalho.

Conforme exposto nos capítulos anteriores, os métodos e modelos comumente empregados na avaliação do desempenho das redes de transporte de energia elétrica não são mais adequados devido à realidade distribuída da geração de harmônicos. As injeções de distorções harmônicas com magnitudes semelhantes ao longo dos sistemas elétricos de potência tornaram necessária a consideração de aspectos que antes podiam ser ignorados na avaliação harmônica, dentre eles pode-se destacar:

- A dependência da tensão de fornecimento para determinação das injeções harmônicas por parte das cargas;
- A precisão na modelagem dos pontos de conexão do sistema, a fim de permitir a verificação real da propagação das distorções;
- A precisão dos métodos de estimação de estados, a fim de evitar a utilização de técnicas de aproximação para a determinação do fluxo das distorções harmônicas pelas redes de transporte de energia elétrica.

Sendo assim, a pesquisa realizada para a elaboração da presente tese fundamentou a sua investigação nesses três tópicos com o intuito de permitir que a nova realidade dos sistemas elétricos de potência pudesse ser levada em consideração na modelagem dos elementos e rede e na avaliação das redes elétricas, proporcionando, assim, resultados mais aderentes com a realidade existente.

5.1 MODELAGEM AGREGADA DE CARGA

As bases conceituais foram apresentadas no capítulo relacionado com a modelagem agregada de cargas produtoras de harmônicos. Uma metodologia foi desenvolvida para a obtenção de circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados a partir de medições. Dessa forma, permite-se que as concessionárias de energia elétrica caracterizem as injeções harmônicas de seus consumidores de forma similar ao processo similar ao de caracterização de consumo energia.

O impacto das diferentes modelagens foi avaliado através da medição de dez transformadores de distribuição, os quais compõem um alimentador urbano que supre cargas predominantemente residenciais. Os resultados exaltaram a importância da consideração de admitâncias em paralelo as fontes de corrente para representar as cargas produtoras de harmônicos. Nesse sentido, tanto a modelagem através de equivalentes de Norton, como a modelagem através de equivalentes de Norton harmonicamente acoplados produziram resultados melhores que a modelagem através de fontes de corrente.

Devido às simplificações feitas para execução da simulação, pode-se deduzir que a modelagem por fontes de corrente provavelmente tenderiam a ser ainda piores. Como apenas o tronco do alimentador foi considerado nas simulações, a impedância referente aos ramais do mesmo não foram consideradas. As interações entre essas impedâncias e as correntes injetadas pelas fontes de corrente tenderiam a causar distorções ainda maiores na barra da subestação. Infelizmente, devido às limitações das ferramentas utilizadas na elaboração desta tese, tal verificação não pode ser avaliada.

No entanto, a pesquisa realizada sobre esse tópico abre novas oportunidades de investigação. Através de um processo mais detalhado para caracterização da carga harmônica, considerando diferentes classes de consumidores e diferentes faixas de consumo, e através de uma modelagem mais detalhada das redes elétricas, conclusões mais específicas poderão ser feitas.

5.2 EQUIVALENTES DE REDE

A presente tese apresentou uma metodologia para a determinação de funções racionais que aproximam o comportamento de pontos de fronteira. Foram apresentadas diferentes formas de configuração do problema utilizando os AEs. A flexibilidade e facilidade proporcionada pelos AEs permitiu a obtenção de equivalentes passivos, algo que não foi obtido através da metodologia do “Vector Fitting”. A garantia da passividade proporcionada pela metodologia proposta nesta tese permite a execução de simulações mais precisas, sem a interferência do sistema ao longo da faixa de frequência considerada.

Ao longo do trabalho realizado neste tópico em particular, identificou-se a ausência de trabalhos caracterizando o impacto das imprecisões na representação dos pontos de fronteira nas simulações de desempenho dos sistemas elétricos de potência. Desde já nota-se uma dificuldade considerável para a realização da avaliação de tal impacto, uma vez que sistemas elétricos de potência são normalmente estudados de forma segmentada. A realização de tais estudos necessitaria de uma representação mais detalhada dos elementos a montante dos pontos de fronteira. No entanto, nem sempre essas informações estão disponíveis, inviabilizando estudos nesse sentido.

De qualquer forma, uma vez que o impacto dos erros causados pelas imprecisões nos modelos dos pontos de fronteira seja quantificado, dependendo das magnitudes desses erros, a forma de avaliação dos sistemas de potência poderá ser obrigada sofrer alterações, requerendo um maior número de informações para caracterização dos pontos de fronteira.

5.3 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS

A investigação sobre o tópico referente à estimação de estados das distorções harmônicas feita no respectivo capítulo indicou a possibilidade teórica de estimar níveis de distorção harmônica com elevada precisão.

As alterações feitas na abordagem baseada na topologia das redes de transporte de energia elétrica permitiu que a alocação de medidores ficasse mais aderente com a realidade dos sistemas de monitoração. A utilização de técnicas de busca inteligentes permitiu a aplicação da metodologia em redes de grande porte, mais aderentes com a realidade dos sistemas elétricos de potência.

O trabalho realizado na presente tese subsidiou conceitualmente a possibilidade de estimar níveis de distorção harmônica com elevada precisão para a caracterização do comportamento das redes de transporte de energia elétrica. No entanto, tal ponto ainda carece de uma aplicação prática, através de instalação de múltiplos medidores em redes reais.

Conforme já sinalizado em discussões das forças de trabalho responsáveis pelo estabelecimento de normas que orientem a instalação de sistemas de monitoração permanente, apenas experiências reais e bem sucedidas por empresas concessionárias do setor elétrico teriam força suficiente para estabelecer que todo um sistema elétrico de potência pudesse ser caracterizado por um conjunto limitado de medições, sem a necessidade de instalar medidores em todas as barras.

5.4 TRABALHOS FUTUROS

A princípio, existem duas linhas a serem seguidas para a evolução natural dos trabalhos desenvolvidos na presente tese. A primeira linha se refere à utilização simultânea da modelagem agregada de carga baseada nos circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados e de equivalentes de rede dependentes da frequência. A utilização dessas duas técnicas simultaneamente na avaliação

harmônica de sistemas elétricos de potência poderia, então, ser comparada com avaliações que considerem técnicas tradicionais, isto é, modelagem de agregada de cargas baseada em fontes de corrente e equivalentes de rede obtidos de forma mais simplificada, através da impedância a 60 Hz. Nesse sentido, o tópico referente aos equivalentes de rede dependentes da frequência ainda podem ser mais explorados, identificando casos em que o equivalente determinado por metodologias tradicionais (“Vector Fitting”) não sejam passivos. Os erros causados por essas imperfeições nas técnicas de modelagens poderiam também ser comparados com medições realizadas em campo, determinando claramente a magnitude da imprecisão a que se incorre.

A segunda linha que foi originada com o trabalho refere-se à aplicação da estimação de estado em redes reais. A aplicação em redes reais possibilitará eventuais adaptações na metodologia, a fim de adequá-la a realidade das medições obtidas, bem como para permitir a execução dos algoritmos em tempo real. É claro que a avaliação da metodologia proposta nesta tese requer um considerável número de equipamentos de medição, tornando-se uma tarefa relativamente complexa nesse sentido. No entanto, vale lembrar que tal abordagem está consideravelmente aderente com a tendência atual de redes inteligentes. Com a disponibilização de uma considerável infraestrutura de comunicação, com a reposição de equipamentos de medição de faturamento, e com a regulação cada vez mais exigente, nota-se uma tendência no maior controle por parte das injeções de perturbações nas redes elétricas. Dessa forma, a aplicação de técnicas de estimação de estado para determinação dos níveis de perturbação torna-se cada vez mais viável.

BIBLIOGRAFIA

- [1] D. J. Pileggi, N. H. Chandra, A. E. Emanuel, "Prediction of Harmonic Voltages in Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 3, Mar. 1981
- [2] M. F. McGranaghan, R. C. Dugan, J. A. King, W. T. Jewell, "Distribution Feeder Harmonic Study Methodology", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, Vol. PER-4, No. 12, Dez. 1984.
- [3] A. E. Emanuel, S. R. Kaprielian, "Contribution to the Theory of Stochastically Periodic Harmonics in Power Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 1 No. 3, Jul. 1986.
- [4] D. E. Golberg, "Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning" - Addison-Wesley, 1989
- [5] Y. Baghzouz, O. T. Tan, "Probabilistic Modeling of Power System Harmonics", *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. IA-23, No. 1, Jan./Fev. 1987.
- [6] E. W. Kazibwe, T. H. Ortmeyer, M. S. A. A. Hammam, "Summation of Probabilistic Harmonic Vectors", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, Jan. 1989.
- [7] G. T. Heydt, "Identification of harmonic sources by a state estimation technique", *IEEE Trans. on Power Delivery*, No. 1, Jan. 1989.
- [8] R. K. Hartana and G. G. Richards, "Harmonic source monitoring and identification using neural networks", *IEEE Trans. Power System*, Vol. 5, No. 4, Nov. 1990.
- [9] M. Y. Najjar, G. T. Heydt, "A hybrid nonlinear-least squares estimation of harmonic signal levels in power systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 6, No. 1, Jan. 1991.
- [10] H. M. Beides and G. T. Heydt, "Dynamic state estimation of power system harmonics using Kalman filter methodology", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 6, No. 4, Out. 1991.

- [11] A. E. Emanuel, J. A. Orr, D. Cyganski, E. M. Gulachenski, "A survey of harmonic voltages and currents at distribution substations", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 6 No. 4, Out. 1991.
- [12] IEEE Recommended Practice and Requirement for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Std. 519, 1992.
- [13] A. P. S. Meliopoulos, Fan Zhang; S. Zelingher, "Hardware and Software Requirements for a Transmission System Harmonic Measurement System", V International Conference on Harmonics in Power Systems, ICHPS, Set. 1992.
- [14] A. E. Emanuel, J. A. Orr, D. Cyganski, E. M. Gulachenski, "A survey of harmonic voltages and currents at the customer's bus", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, Jan. 1993.
- [15] J. E. Farach, W. M. Grady, and A. Arapostathis, "An optimal procedure for placing sensors and estimating the locations of harmonic sources in power systems", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 8, No. 3, Jul. 1993.
- [16] Y. Wang, L. Pierrat, "Probabilistic Modelling of Current Harmonics Produced by an AC/DC Converter under Voltage Unbalance", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 8, No. 4, Out. 1993.
- [17] N. Mohan, T. M. Undeland and W. P. Robbins: "Power Electronics: Converters, Applications and Design". John Wiley & Sons, 2a. Edição, 1994.
- [18] L. M. Silveira, I. M. Elfadel, and J. K. White, "Efficient frequency domain modelling and circuit simulation of transmission lines", Proc. 31st Design Automat. Conf., San Diego, CA, Jun. 1994.
- [19] A. P. S. Meliopoulos, Fan Zhang, S. Zelingher, "Power system harmonic state estimation", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, Jul. 1994.
- [20] A. Cavallini, M. Cacciari, M. Loggini, G. C. Montanari, "Evaluation of Harmonic Levels in Electrical Networks by Statistical Indexes", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 30, No. 4, Jul./Ago. 1994.
- [21] A. Mansoor, W. M. Grady, A. H. Chowdhury, M. J. Samotyi: "An Investigation of Harmonics Attenuation and Diversity among Distributed Single-Phase Power Electronic Loads", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan. 1995.
- [22] A. E. Emanuel, J. Janczak, D. J. Pileggi, E. M. Gulachenski, M. Breen, T. J. Gentile, D. Sorensen, "Distribution Feeders with Nonlinear Loads in the

- Northeast USA. I. Voltage Distortion Forecast", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10 No. 1, Jan. 1995.
- [23] D. J. Pileggi, E. M. Gulachenski, M. Breen, T. J. Gentile, D. Sorensen, A. E. Emanuel, J. Janczak, "Distribution Feeders with Nonlinear Loads in the Northeast USA. II. Economic Evaluation of Harmonic Effects", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan. 1995.
- [24] C. N. Lu, J. H. Teng e W. E. Liu, "Distribution system state estimation", IEEE Trans. Power System, Vol. 10, No. 1, Fev. 1995.
- [25] A. Cavallini, G. C. Montanaril, M. Cacciari, "Stochastic Evaluation of Harmonics at Network Buses", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 3, Jul. 1995.
- [26] A. Mansoor, W. M. Grady, R. S. Thallam, M. T. Doyle, S. D. Krein, M. J. Samotyj, "Effect of supply voltage harmonics on the input current of single-phase diode bridge rectifier loads", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 3, Jul. 1995.
- [27] A. Mansoor, W. M. Grady, P. T. Staats, R. S. Thallam, M. T. Doyle, S. D. Krein, M. J. Samotyj, "Predicting the net harmonic currents produced by large numbers of distributed single-phase computer loads". IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 10, No. 4, Out. 1995.
- [28] Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 3: Limits -Section 6: Assessment of Emission Limits for Distorting Loads in MV and HV Power Systems, IEC 10003 - 6, 1996.
- [29] A. Bonner, T. Grebe, E. Gunther, L. Hopkins, M. B. Marz, J. Mahseredjian, N. W. Miller, T. H. Ortmeyer, V. Rajagopalan, S. J. Ranade, P. F. Ribeiro, B. R. Shperling, T. R. Sims, W. Xu, "Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks - Part I: Concepts, Models, and Simulation Techniques", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, Jan. 1996.
- [30] A. Bonner, T. Grebe, E. Gunther, L. Hopkins, M. B. Marz, J. Mahseredjian, N. W. Miller, T. H. Ortmeyer, V. Rajagopalan, S. J. Ranade, P. F. Ribeiro, B. R. Shperling, T. R. Sims, W. Xu, "Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks - Part II: Sample systems and Examples", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, Jan. 1996.
-

- [31] H. Ma and A. A. Girgis, "Identification and tracking of harmonic sources in a power system using a Kalman filter", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 11, No. 3, Jul. 1996.
- [32] J. Arrillaga, "Power system harmonic analysis", Chichester, Wiley, 1997.
- [33] R. Lamedica, A. Prudenzi, E. Tironi, D. Zaninelli, "A Model of Large Load Areas for Harmonic Studies in Distributions Networks", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No 1. Jan. 1997.
- [34] A. Cavallini, G. C. Montanari, "A Deterministic/Stochastic Framework for Power System Harmonics Modeling", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fev. 1997.
- [35] J. G. Mayordomo, L. F. Beites, R. Asensi, F. Orzaez, M. Izzeddine, L. Zabala, "A New Frequency Domain Arc Furnace Model for Iterative Harmonic Analysis", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Out. 1997.
- [36] M. Fauri, "Harmonic Modeling of Non-Linear Load by means of Crossed-Frequency Admittance Matrix", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 4, Nov. 1997.
- [37] IEEE Std 399-1997, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis, 1998.
- [38] J. G. Mayordomo, L. F. Beites, R. Asensi, F. Orzaez, M. Izzeddine, L. Zabala, "A Contribution for Modeling Controlled and Uncontrolled AC/DC Converters in Harmonic Power Flows", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 13 , No. 4, Out. 1998.
- [39] E. Thunberg, L. Soder, "A Norton Approach to Distribution Network Modeling for Harmonic Studies", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, No. 1, Jan. 1999.
- [40] Z. P. Du, J. Arrillaga, N. R. Watson, S. Chen, "Identification of harmonic sources of power systems using state estimation", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 146, No. 1, Jan. 1999.
- [41] R. Abu-hashim, R. Burch, G. Chang, M. Grady, E. Gunther, M. Halpin, C. Hatziadoniu, Y. Liu, M. Marz, T. Ortmeier, V. Rajagopalan, S. Ranade, P. Ribeiro, T. Sims, W. Xu, "Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14, No. 2, Abr. 1999.

- [42] B. Gustavsen and A. Semlyen, "Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 14, No. 3, Jul. 1999.
- [43] I. M. Nejdawi, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi, M. J. Corridori, R. D. Archambeault, "Harmonics Trend in NE USA: a Preliminary Survey", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 14 No. 4, Out. 1999.
- [44] Y. Zhongming, E. Lo, K. H. Yuen, M. H. Pong, "Probabilistic Characterization of Current Harmonics of Electrical Traction Power Supply System by Analytic Method", the 25th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Nov. 1999.
- [45] E. Thunberg, L. Soder, "Influence of the network impedance on distribution system harmonic Norton models", Proceedings International Conference on Power System Technology - PowerCon 2000, 2000.
- [46] N. R. Watson, J. Arrillaga, Z. P. Du, "Modified symbolic observability for harmonic state estimation," Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib., Vol. 147, No. 2, Mar. 2000.
- [47] B. Gustavsen, A. Semlyen, "Enforcing passivity for admittance matrices approximated by rational functions", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 16, No. 1, Fev. 2001.
- [48] O. BaSudan, Y. G. Hegazy, "Probabilistic Modeling of Distribution System Loads for Harmonic Studies", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Jul. 2001.
- [49] Y. Wang, R. M. O'Connell, and G. Brownfield, "Modeling and Prediction of Distribution System Voltage Distortion Caused by Nonlinear Residential Loads", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, Out. 2001.
- [50] B. Gustavsen, "Computer code for rational approximation of frequency dependent admittance matrices," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 17, No. 4, Out. 2002.
- [51] W. Xu, X. Liu, Y. Liu, "An Investigation on the Validity of Power-Direction Method for Harmonic Source Determination", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 18, No. 1, Jan. 2003.
- [52] R. Burch, G. Chang, C. Hatziaioniu, M. Grady, Y. Liu, M. Marz, T. Ortmeyer, S. Ranade, P. Ribeiro, W. Xu, "Impact of Aggregate Linear Load Modeling on

- Harmonic Analysis: A Comparison of Common Practice and Analytical Models”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 18, No. 2, Abr. 2003.
- [53] Y. G. Hegazy, M. M. A. Salama, “Calculations of diversified harmonic currents in electric distribution systems”, Proceedings-IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 6, Nov. 2003.
- [54] K. K. C. Yu, N. R. Watson, “Three-phase harmonic state estimation using SVD for partially observable systems”, 2004 International Conference on Power System Technology - PowerCon 2004, 2004.
- [55] B. Gustavsen, A. Semlyen, “A robust approach for system identification in the frequency domain”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 19, No. 3, Jul. 2004.
- [56] E. Ngandui, P. Sicard, “Probabilistic Models of Harmonic Currents Produced by Twelve-Pulse AC/DC Converters”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19 No. 4, Out. 2004.
- [57] N. Kagan, F. S. El Hage, “An Evolutionary Algorithm for the Optimisation of Distributed Generation Dispatch”, International Conference on Electricity Distribution - CIRED, 2005, Torino.
- [58] T. Noda, “Identification of a multiphase network equivalent for electromagnetic transient calculations using partitioned frequency response,” IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 20, No. 3, Abr. 2005.
- [59] K. K. C. Yu, N. R. Watson, and J. Arrillaga, “An adaptive Kalman filter for dynamic harmonic state estimation and harmonic injection tracking”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 20, No. 2, Abr. 2005.
- [60] C. Madtharad, S. Premrudeepreechacharn, N. R. Watson, Ratchai Saeng-Udom, “An optimal measurement placement method for power system harmonic state estimation”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, Abr. 2005.
- [61] A. Kumar, B. Das, and J. Sharma, “Genetic algorithm-based meter placement for static estimation of harmonic sources”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 20, No. 2, Abr. 2005.
- [62] W.-M. Lin, C.-H. Lin, K.-P. Tu, and C.-H. Wu, “Multiple harmonic source detection and equipment identification with cascade correlation network”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 20, No. 3, Jul. 2005.
-

- [63] E. E. Ahmed, W. Xu, G. Zhang, "Analyzing systems with distributed harmonic sources including the attenuation and diversity effects", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 4, Out. 2005.
- [64] L. Wang, K. Liu, "A Study on Randomly Varying Harmonic Currents and Total Harmonic Distortion of Currents in Power Systems", International Conference on Future Power Systems, Nov. 2005.
- [65] J. A. Suarez, G. di Mauro, D. Anaut, C. Agüero, "Analysis of the Harmonic Distortion and the Effects of Attenuation and Diversity in Residential Areas", IEEE Latin America Trans., Vol. 3, No. 5, Dez. 2005.
- [66] A. M. Variz, "Cálculo de fluxo harmônico em sistemas trifásicos utilizando método de injeção de correntes". Tese submetida à Universidade Federal do Rio de Janeiro para obtenção do título de doutor em engenharia elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2006.
- [67] I. C. Decker, D. Dotta, M. N. Agostini, S. L. Zimath, A. S. E. Silva, "Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazilian Power System", Power Systems Conference and Exposition - PSCE '06, 2006, Atlanta.
- [68] M. A. Eldery, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama and A. Vannelli, "A Novel Power Quality Monitoring Allocation Algorithm", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 21, No. 2, Abr. 2006.
- [69] B. Gustavsen, "Improving the poles relocating properties of vector fitting," IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 21, No. 3, Jul. 2006.
- [70] M. T. Au, J. V. Milanovic, "Planning Approaches for the Strategic Placement of Passive Harmonic Filters in Radial Distribution Networks", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, Jan. 2007.
- [71] M. T. Au; J.V. Milanovic, "Development of Stochastic Aggregate Harmonic Load Model Based on Field Measurements", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, Jan. 2007.
- [72] H. Liao, "Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, Fev. 2007

- [73] J. A. Pomilio, S. M. Deckmann, "Characterization and Compensation of Harmonics and Reactive Power of Residential and Commercial Loads", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 2, Abr. 2007.
- [74] M. T. Au; J.V. Milanovic, "Establishing Harmonic Distortion Level of Distribution Network Based on Stochastic Aggregate Harmonic Load Models", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 2, Abr. 2007.
- [75] B. Gustavsen, "Computed Code for Passivity Enforcement of Rational Macromodels by Residue Perturbation", IEEE Trans. Advanced Packaging, Vol. 30, No.2, Maio 2007.
- [76] E. E. Ahmed, W. Xu, "Assessment of harmonic distortion level considering the interaction between distributed three-phase harmonic sources and power grid", IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 1, No. 3, Maio 2007.
- [77] G. W. Chang, H. Wang, S. Chu, "A Probabilistic Approach for Optimal Passive Harmonic Filter Planning", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 3, Jul. 2007.
- [78] D. C. S. dos Reis, "Um Algoritmo Branch and Bound para O Problema Da Alocação Ótima De Monitores De Qualidade De Energia Elétrica em Redes de Transmissão", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora - Faculdade de Engenharia e Arquitetura, Ago. 2007.
- [79] E. E. Nino, W. Xu, "Measurement of Harmonic Sources in Three-Wire Single-Phase Supply Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 22, No. 4, Out. 2007.
- [80] Y. Sun, G. Zhang, W. Xu, J. G. Mayordomo, "A Harmonically Coupled Admittance Matrix Model for AC/DC Converters", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 4, Nov. 2007.
- [81] G. Nicholson, V.J. Gosbell, A. Parsotam, "Analysis of Harmonic Distortion Levels on a Distribution Network", Australasian Universities Power Engineering Conference, Dez. 2007.
- [82] B. Gustavsen, USER'S GUIDE FOR vectfit3.m (Fast, Relaxed Vector Fitting), SINTEF Energy Research, 2008.
- [83] E. Carpaneto, G. Chicco, "Probabilistic Characterization of the Aggregated Residential Load Patterns". Generation, Transmission & Distribution, IET Vol. 2, No. 3, Maio 2008.

- [84] A. A. Romero, H. C. Zini, G. Ratta, and R. Dib, "A Novel Fuzzy Number Based Method to Model Aggregate Loads for Harmonic Load Flow Calculation", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Oct. 2008.
- [85] B. Gustavsen, "Fast Passivity Enforcement for Pole-Residue Models by Perturbation of Residue Matrix Eigenvalues", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 23, No. 4, Oct. 2008.
- [86] B. Gustavsen and C. Heitz, "Modal vector fitting: A tool for generating rational models of high accuracy with arbitrary terminal conditions," IEEE Trans. Advanced Packaging, Vol. 31, No. 4, Nov. 2008.
- [87] G. Nicholson, V.J. Gosbell, A. Parsotam, "Factor Analysis of Power Quality Variation Data on a Distribution Network", 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Nov. 2008.
- [88] G. W. Chang, Hung-Lu Wang, Gen-Sheng Chuang, Shou-Yung Chu, "Passive Harmonic Filter Planning in a Power System With Considering Probabilistic Constraints", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 1, Jan. 2009.
- [89] N. R. Watson, T. L. Scott, J. J. Hirsch, "Implications for Distribution Networks of High Penetration of Compact Fluorescent Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, Jul. 2009.
- [90] A. B. Nassif, W. Xu "Characterizing the Harmonic Attenuation Effect of Compact Fluorescent Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, Jul. 2009.
- [91] W. A. Omran, H. S. K. El-Goharey, M. Kazerani, M. M. A. Salama, "Identification and Measurement of Harmonic Pollution for Radial and Nonradial Systems" IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, Jul. 2009.
- [92] S. A. Arefifar, W. Xu, "Online Tracking of Power System Impedance Parameters and Field Experiences" IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 24, No. 4, Oct. 2009.
- [93] C. F. M. Almeida, N. Kagan, "Aplicação de algoritmos genéticos e teoria dos conjuntos Fuzzy no dimensionamento de sistemas de monitoração para redes de transmissão de energia elétrica", Controle & Automação, Vol. 21, 2010.
- [94] A. Meffe, T. P. L. Arango, F. L. Lange, F. S. El Hage, C. C. Santos, "Análise de Partida de Motores de Indução em Redes de Distribuição Utilizando

- Circuito Elétrico Equivalente Obtido por Algoritmo Evolutivo” CIDEL 2010 - Congreso Internacional de Distribución Eléctrica, 2010, Buenos Aires.
- [95] A. B. Nassif, J. Yong, W. Xu, “Measurement-Based Approach for Constructing Harmonic Models of Electronic Home Appliances”, IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 4 , No. 3, Mar. 2010.
- [96] E. F. Arruda, N. Kagan, P. F. Ribeiro, “Harmonic Distortion State Estimation using an Evolutionary Strategy”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, Abr. 2010.
- [97] Wikipedia, “Evolutionary Algorithms”, Available at http://en.wikipedia.org/wiki/Evolutionary_algorithm. Acessado em 20/12/2010.
- [98] University of Washington. Data files for the test cases of IEEE 14 buses power system. Available at <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Acessado em: 20/12/2010.
- [99] University of Washington. Data files for the test cases of IEEE 30 buses power system. Available at <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Acessado em: 20/12/2010.
- [100] ONS - Operador Nacional do Sistema, Procedimentos de Rede Módulo 2.8 - Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e dos Barramentos dos Transformadores de Fronteira e de seus Componentes. Disponível em: <http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/frmApresentalO?O penForm&NumeroIO=2.8>. Acessado em: 03/03/2011.
- [101] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Versão vigente: Revisão #2 Data de Vigência: 01/01/2011. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_2.pdf. Acessado em: 03/03/2011.
- [102] C. F. M. Almeida, N. Kagan, “Using Genetic Algorithms and Fuzzy Programming to Monitor Voltage Sags and Swells”, IEEE Intelligent Systems, Vol. 26, No. 2, Mar./Abr. 2011.
- [103] H. E. Mazin, E. E. Nino, W. Xu, J. Yong, “A Study on the Harmonic Contributions of Residential Loads”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 26, No. 3, Jul. 2011.
-

ANEXO 1

MODELOS PARA OS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A.1 TRANSFORMADOR 37MN5

A.1.1 Período: Manhã

Figura 88 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN5 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela XXXIX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN5 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	7.53782E-05	-6.924E+00	1.10871E-05	6.56421E-06
5 ^a Ordem	5.75262E-05	-1.832E+01	6.98124E-06	4.81230E-06
7 ^a Ordem	2.58452E-05	-2.184E+01	3.67072E-06	2.49929E-06
9 ^a Ordem	1.59524E-05	-3.374E+01	2.21729E-06	1.34333E-06
11 ^a Ordem	2.65380E-06	-6.441E+01	2.05386E-06	1.78155E-06
13 ^a Ordem	4.60181E-06	-2.702E+00	1.41167E-06	1.62607E-06
15 ^a Ordem	4.33426E-06	-1.822E+01	8.49697E-07	1.04861E-06

Tabela XL – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN5 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	5.37310E-04-j1.37368E-03	3.94535E-05	+1.541E+02
5 ^a Ordem	-1.02711E-03-j7.03606E-04	6.40594E-05	+1.712E+02
7 ^a Ordem	-4.23439E-04+j9.28149E-05	2.92932E-05	+1.578E+02
9 ^a Ordem	1.98503E-03-j1.33980E-03	1.33279E-05	+1.669E+02
11 ^a Ordem	-7.47962E-04+j7.07961E-04	3.77776E-06	+1.105E+02
13 ^a Ordem	2.08605E-03-j4.83917E-03	1.70668E-06	+4.667E+01
15 ^a Ordem	8.24552E-04+j2.16768E-04	3.97565E-06	-1.017E+01

Tabela XLI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MVA – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		8.4971E-05	-9.09700E+01
5 ^a Ordem		8.58669E-05	-105800E+02
7 ^a Ordem		5.04855E-05	-108800E+02
9 ^a Ordem		3.09620E-05	-124600E+02
11 ^a Ordem		197966E-05	-132 00E+02
13 ^a Ordem		5.6853E-06	-5.53800E+01
15 ^a Ordem		1.3692E-05	2.01200E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	17 ^a Ordem	19 ^a Ordem	21 ^a Ordem
-3.51997E-04+j3.23664E-03	1.77250E-05-j2.72729E-03	1.75421E-04-j2.85849E-03	6.55145E-03-j1.44060E-02	-7.61735E-03+j5.59605E-03	-1.3317E-02+j1.5729E-02	2.56076E-03+j4.55082E-03	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
-1.25668E-04-j1.31204E-03	-6.27693E-05-j3.09665E-03	1.0720E-03-j4.4707E-03	3.2834E-03-j1.39316E-02	3.8772E-03-j2.3460E-03	-4.11130E-03+j3.87440E-03	2.50199E-03-j6.12875E-03	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
1.78456E-05-j6.1254E-04	-1.79086E-04-j1.71415E-03	1.20392E-05-j2.9363E-03	2.36963E-03-j6.93567E-03	2.8894E-03-j2.26900E-04	-4.15570E-03+j1.43275E-03	-3.2479E-04+j4.79070E-04	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
-1.33912E-04-j6.8767E-04	-7.18637E-04-j8.20931E-04	-4.97558E-04-j1.3825E-03	10.6001E-03-j3.53669E-03	7.8979E-05-j2.86184E-03	-6.79987E-04-j1.72045E-03	-4.74645E-04+j1.0022E-03	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
-1.159145E-04-j2.7865E-04	-6.7126E-04-j4.44910E-04	-6.6641E-04-j6.84856E-04	9.33968E-04-j2.0624E-04	-1.73426E-03-j4.07068E-03	1.01834E-03-j4.9838E-03	6.36728E-04+j6.15345E-04	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
-1.18733E-04-j1.51442E-04	-1.25791E-04-j1.29182E-04	-1.42964E-04-j1.98478E-04	4.76801E-04-j8.02232E-04	-1.09879E-03-j2.0683E-03	9.51182E-04-j4.9822E-03	9.69456E-04-j7.3301E-04	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02
9.85667E-05-j8.43865E-05	4.04800E-04-j6.92822E-05	4.96030E-04-j2.64789E-04	1.06604E-03-j8.59918E-04	-4.54786E-04-j4.3065E-04	1.59536E-03-j1.05814E-03	1.06122E-03-j9.0604E-04	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02	-1.1331E-02+j1.3311E-02

A.1.2 Período: Tarde

Figura 89 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN5 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela XLII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN5 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	9.12240E-05	-1.074E+01	2.26024E-05	1.22892E-05
5 ^a Ordem	6.25593E-05	-2.240E+01	8.72468E-06	9.22702E-06
7 ^a Ordem	2.51386E-05	-2.896E+01	4.05063E-06	4.02251E-06
9 ^a Ordem	1.37847E-05	-4.576E+01	2.31941E-06	1.64366E-06
11 ^a Ordem	3.66036E-06	+5.386E+01	1.69140E-06	2.69094E-06
13 ^a Ordem	6.26111E-06	-5.209E+00	8.70182E-07	2.78966E-06
15 ^a Ordem	3.38274E-06	-2.372E+01	1.01188E-06	1.11552E-06

Tabela XLIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN5 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	3.49762E-03-j5.64830E-03	1.32653E-04	+2.996E+01
5 ^a Ordem	-1.69389E-03-j8.93997E-04	8.00013E-05	+1.695E+02
7 ^a Ordem	2.97221E-04+j7.38603E-04	2.53624E-05	+1.369E+02
9 ^a Ordem	-3.12998E-04-j1.99242E-03	1.60280E-05	+1.489E+02
11 ^a Ordem	-1.04587E-03+j9.78611E-04	4.16426E-06	+6.329E+01
13 ^a Ordem	2.02288E-03-j4.60054E-03	2.65299E-06	+2.270E+01
15 ^a Ordem	7.99133E-04-j7.19578E-06	2.85080E-06	-7.292E+00

Tabela XLIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN5 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	183374E-04 453700E+01
5 ^a Ordem	2.83535E-05 12800E+01
7 ^a Ordem	5.80877E-05 -149900E+02
9 ^a Ordem	5.08814E-05 -147900E+02
11 ^a Ordem	2.3872E-05 -148600E+02
13 ^a Ordem	5.30243E-06 148000E+02
15 ^a Ordem	105838E-05 125500E+01

Matriz de Admitâncias [pu]							
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	
4.85634E-03;14.62078E-03	158687E-03;12.52491E-03	-1.10918E-04;16.64862E-04	7.24470E-03;12.20663E-03	1.6173E-02;1180602E-02	-161726E-02;1125115E-02	197118E-03;1142681E-02	
1.10747E-03;12.1955E-03	5.82460E-04;12.24908E-03	2.69471E-03;13.4072E-04	18.4477E-03;14.1944E-03	2.57954E-04;15.01615E-04	-102766E-03;19.1078E-03	-3.16795E-03;19.1231E-05	
-3.80825E-04;17.09903E-05	-1.37207E-03;1107.867E-03	-7.19591E-04;1104200E-03	16.1068E-03;13.05678E-03	-3.84891E-03;13.52417E-03	-3.03911E-03;15.30596E-05	-6.63014E-03;1107567E-03	
-5.73442E-04;14.94747E-05	-6.48065E-04;16.41034E-04	-1.10437E-03;111980E-03	5.24291E-05;14.90365E+03	-1.30885E-03;12.0612E-03	-134232E-03;1103324E-03	-2.45734E-04;15.71550E-04	
-2.7791E-04;11.7286E-04	-7.44508E-05;14.02494E-04	-4.29303E-04;13.70804E-04	4.82418E-04;1185034E-03	-1.99560E-04;13.62903E-03	8.63252E-04;13.76492E-03	1.44368E-03;1148664E-03	
-8.98139E-05;12.6920E-04	-3.03145E-05;17.45446E-05	109513E-04;1166306E-06	3.2804E-04;18.56487E-04	-1.78154E-04;112.787E-03	2.00586E-04;15.46894E-03	-2.65953E-05;15.3797E-04	
-4.1629E-05;11.47.82E-06	2.10096E-04;1153302E-04	16.7394E-04;12.26887E-04	5.43005E-04;1122886E+03	-9.78201E-04;1169259E-04	3.23579E-04;1140743E-03	5.30425E-05;1163078E-03	

A.1.3 Noite

Figura 90 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN5 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela XLV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN5 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.20418E-04	-1.260E+01	1.19427E-05	1.08560E-05
5 ^a Ordem	6.70644E-05	-2.528E+01	7.75772E-06	5.78020E-06
7 ^a Ordem	3.06371E-05	-3.627E+01	3.60709E-06	3.86314E-06
9 ^a Ordem	1.15424E-05	-6.583E+01	1.52516E-06	1.81935E-06
11 ^a Ordem	5.48620E-06	+4.833E+00	1.68936E-06	1.59628E-06
13 ^a Ordem	1.03172E-05	-3.355E+01	2.03188E-06	1.41527E-06
15 ^a Ordem	3.10725E-06	-3.092E+01	1.18263E-06	1.12466E-06

Tabela XLVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN5 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-1.54819E-03-j2.33679E-03	8.15218E-05	-1.308E+02
5 ^a Ordem	-7.79556E-04-j5.76614E-04	7.66898E-05	+1.638E+02
7 ^a Ordem	-8.36111E-04-j7.68907E-04	3.66510E-05	+1.529E+02
9 ^a Ordem	5.64669E-04-j1.47413E-03	1.03866E-05	+1.336E+02
11 ^a Ordem	-1.02286E-04-j5.99253E-04	5.63673E-06	+3.854E+00
13 ^a Ordem	-1.27333E-03-j4.02491E-03	7.30974E-06	-5.678E+00
15 ^a Ordem	-1.28548E-03-j6.58288E-04	5.02496E-06	-3.952E+01

Tabela XLVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNS – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	2.84288E-05 -176300E+02
5 ^a Ordem	125469E-04 -141900E+02
7 ^a Ordem	7.05535E-05 -145900E+02
9 ^a Ordem	4.17450E-05 -109600E+02
11 ^a Ordem	195233E-05 -859300E+01
13 ^a Ordem	128794E-05 145300E+02
15 ^a Ordem	3.1337E-06 5.48700E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	-1.16832E-03+j3.34640E-03	-6.74797E-04+j180505E-03	-4.11852E-03+j3.29602E-04	-102406E-02+j4.87438E-03	-9.8929E-03+j15497E-02	-177302E-02+j7.53084E-03	-1.18024E-02+j3.94149E-03		
5 ^a Ordem	-1.27245E-04+j3.1614E-03	-2.6633E-03+j3.18060E-03	-102440E-03+j4.37064E-03	-2.4735E-03+j84707E-03	-2.03344E-03+j2.1605E-03	-5.59806E-05+j106890E-02	-9.79873E-04+j2.93247E-04		
7 ^a Ordem	-3.84541E-04+j6.0486E-04	-8.47720E-04+j1.14851E-03	-1.55210E-03+j2.34590E-03	-107244E-03+j6.85929E-03	4.05715E-05+j2.00907E-03	-1.66443E-03+j3.84627E-03	-1.30570E-03+j3.83858E-03		
9 ^a Ordem	9.05431E-05+j6.3090E-04	-4.96422E-04+j1.28643E-03	-1.54777E-04+j2.02980E-03	2.49284E-03+j7.1244E-03	-1.12913E-03+j3.08534E-03	8.18050E-04+j1.26125E-03	-1.76637E-04+j1.34657E-03		
11 ^a Ordem	4.9195E-05+j1.2995E-04	-1.7810E-04+j7.25213E-04	-1.48592E-04+j7.6365E-04	2.61033E-03+j1.94848E-03	-1.82598E-03+j5.07049E-03	1.25440E-03+j3.62804E-03	2.90188E-04+j1.38247E-03		
13 ^a Ordem	-7.5217E-05+j4.39419E-04	-2.07340E-04+j7.86492E-05	-1.75894E-04+j3.5964E-04	1.48463E-04+j1.23840E-04	-1.81885E-03+j1.92084E-03	2.08924E-04+j5.57994E-03	1.62591E-04+j3.03114E-03		
15 ^a Ordem	-1.1520E-04+j2.09467E-04	1.4131E-04+j1.70501E-04	-3.90095E-05+j1.98392E-04	2.9129E-04+j6.40450E-04	-1.65434E-03+j4.18537E-04	5.62599E-04+j2.43786E-03	-3.7290E-04+j4.50192E-03		

A.2 TRANSFORMADOR 37MN15

A.2.1 Madrugada

Figura 91 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN15 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela XLVIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN15 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	9.56041E-05	-2.901E+00	9.15161E-06	6.53371E-06
5 ^a Ordem	6.90412E-05	-2.709E+01	6.49726E-06	5.81936E-06
7 ^a Ordem	2.63589E-05	-4.656E+01	2.63070E-06	3.74886E-06
9 ^a Ordem	1.28835E-05	-5.743E+01	1.80646E-06	1.37166E-06
11 ^a Ordem	3.20094E-06	+1.723E+01	1.63682E-06	1.76306E-06
13 ^a Ordem	7.17485E-06	-3.782E+01	1.71839E-06	1.27636E-06
15 ^a Ordem	4.11455E-06	-2.173E+01	5.84918E-07	7.87060E-07

Tabela XLIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN15 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.03535E-02+j3.20064E-05	3.08554E-05	+1.387E+02
5 ^a Ordem	6.69668E-04-j2.80709E-03	7.72774E-05	+1.702E+02
7 ^a Ordem	-1.55194E-03-j1.15420E-03	3.27192E-05	+1.404E+02
9 ^a Ordem	-7.23177E-04+j3.62045E-05	7.76304E-06	+1.472E+02
11 ^a Ordem	2.22578E-03-j9.67017E-04	2.75492E-06	+4.625E+01
13 ^a Ordem	-1.84278E-03+j6.17985E-05	5.11471E-06	+1.039E+01
15 ^a Ordem	-1.16210E-03-j4.73196E-03	3.64951E-06	-1.967E+01

Tabela L – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN15 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente		
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	6.90677E-05	-127000E+02
5 ^a Ordem	3.0812E-05	-108600E+02
7 ^a Ordem	5.44058E-05	-117300E+02
9 ^a Ordem	3.34020E-05	-125200E+02
11 ^a Ordem	1.6457E-05	-135100E+02
13 ^a Ordem	2.7689E-06	130200E+02
15 ^a Ordem	1.1745E-05	6.3300E+01

Matriz de Admitâncias [pu]							
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
3 ^a Ordem	-6.99233E-04+j3.03738E-03	-1.66374E-03+j1.62615E-03	-2.93194E-03+j3.39342E-03	-3.0945E-03+j1.64947E-03	-1.18947E-03+j3.93660E-03	-1.5035E-02+j7.7166E-03	2.08367E-03+j1.44301E-02
5 ^a Ordem	-2.66566E-05+j1.74892E-03	-1.23976E-03+j1.77566E-03	-4.62546E-04+j3.06104E-03	3.86939E-03-j8.28377E-04	4.94232E-04-j1.46908E-03	-1.2935E-02+j1.98452E-04	-2.37092E-03-j7.4687E-03
7 ^a Ordem	-5.0665E-04-j1.4678E-03	-1.2741E-03-j1.35602E-03	-2.24079E-03-j3.6833E-03	-6.04326E-04-j4.5411E-03	1.25505E-03-j3.0207E-03	-8.97329E-03-j1.7522E-03	-4.9317E-04-j8.60599E-04
9 ^a Ordem	-3.27248E-04-j4.74250E-04	-4.95852E-04-j7.00273E-04	-7.03792E-04-j1.19953E-03	7.89790E-04-j4.3970E-03	4.03272E-04-j2.37555E-03	-7.68075E-04-j2.5468E-04	-3.85653E-05-j1.66786E-03
11 ^a Ordem	-1.40104E-04-j1.4585E-04	-1.05796E-04-j2.29948E-04	-1.5574E-04-j5.88225E-06	1.05409E-03-j2.43041E-04	-5.65065E-04-j2.8279E-03	1.1748E-03-j3.5975E-03	1.4764E-03-j2.42199E-03
13 ^a Ordem	-1.4528E-04-j2.92684E-04	-2.0317E-05-j1.38019E-04	1.30061E-05-j2.6638E-04	4.52978E-04-j7.06559E-04	-6.78532E-04-j1.0733E-04	-7.54942E-04-j4.2688E-03	1.7497E-03-j2.93236E-04
15 ^a Ordem	5.05094E-05-j2.2334E-04	2.06890E-04-j3.1549E-04	9.26782E-05-j3.8857E-04	3.27636E-04-j9.54970E-04	-6.4938E-04-j1.2662E-03	-1.4495E-04-j1.2749E-03	-8.25537E-04-j1.09446E-03

A.2.2 Manhã

Figura 92 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN15 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela LI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN15 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	9.44807E-05	-3.037E+00	9.25115E-06	1.10328E-05
5 ^a Ordem	6.44333E-05	-2.058E+01	7.22494E-06	5.42465E-06
7 ^a Ordem	2.37198E-05	-3.189E+01	4.47011E-06	3.40141E-06
9 ^a Ordem	1.18886E-05	-4.506E+01	2.89105E-06	2.47643E-06
11 ^a Ordem	2.87260E-06	+8.065E+00	2.16448E-06	1.89762E-06
13 ^a Ordem	7.36654E-06	-2.129E+01	1.71661E-06	1.77277E-06
15 ^a Ordem	4.85309E-06	-1.022E+01	1.05346E-06	1.69218E-06

Tabela LII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN15 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-1.02734E-03-j1.60919E-03	6.14805E-05	-1.524E+02
5 ^a Ordem	-1.09395E-03-j5.11496E-04	7.31102E-05	+1.674E+02
7 ^a Ordem	-9.10766E-04+j4.24359E-04	3.24074E-05	+1.477E+02
9 ^a Ordem	7.50701E-04-j1.84676E-03	1.26188E-05	+1.591E+02
11 ^a Ordem	-2.39205E-04+j2.51263E-04	2.95404E-06	+1.380E+01
13 ^a Ordem	-6.34212E-04-j4.62391E-03	4.91135E-06	+1.660E+01
15 ^a Ordem	2.46427E-04+j1.93986E-03	3.28576E-06	-2.247E+01

Tabela LIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN15 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	4,56590E-05 -131500E+02
5 ^a Ordem	5,72012E-05 -112700E+02
7 ^a Ordem	5,58985E-05 -109600E+02
9 ^a Ordem	3,55635E-05 -108600E+02
11 ^a Ordem	1,49185E-05 -102900E+02
13 ^a Ordem	9,84839E-06 -9,10200E+00
15 ^a Ordem	9,26873E-06 2,89800E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	-8,82586E-04;1,0355E-03	3,22682E-04;17,05682E-05	9,81004E-04;12,77396E-04	2,71751E-03;16,96372E-04	-1,86724E-03;10,4416E-02	-9,78093E-03;16,36406E-03	-1,70160E-02;14,38393E-04		
5 ^a Ordem	-3,21928E-04;19,05770E-04	-3,76626E-04;14,5543E-03	1,46191E-03;17,5462E-03	8,08749E-03;13,63350E-03	1,82699E-03;17,4393E-03	-4,33354E-03;18,62494E-03	-1,471969E-03;16,10221E-03		
7 ^a Ordem	-3,0252E-04;16,44939E-04	-1,83512E-04;14,8503E-03	-6,59678E-04;12,26325E-03	3,78144E-03;16,05640E-03	1,87637E-03;11,4016E-03	-3,77754E-03;14,93067E-03	2,53893E-04;13,13384E-03		
9 ^a Ordem	-2,28024E-04;19,24888E-04	-5,46075E-04;10,6899E-03	-9,60865E-04;17,153E-03	6,34077E-04;15,17098E-03	4,44785E-05;13,57678E-03	-1,60706E-03;13,5281E-04	1,78889E-03;15,2916E-04		
11 ^a Ordem	-1,06336E-05;14,78911E-04	-3,51155E-04;14,95479E-04	-8,24483E-04;18,78955E-04	7,82438E-04;15,0245E-03	-1,08283E-03;14,60708E-03	-3,29389E-04;1,89305E-03	3,33519E-03;13,76280E-04		
13 ^a Ordem	-2,08276E-05;12,57894E-04	-6,73091E-05;13,56959E-05	-8,59698E-05;13,13372E-04	6,98303E-04;14,37709E-04	-8,01359E-04;12,0518E-03	-1,20958E-03;14,47449E-03	2,32509E-03;14,5756E-04		
15 ^a Ordem	8,554E-05;12,42097E-04	2,54596E-04;13,4070E-04	4,86538E-04;19,97283E-05	10,6579E-03;10,2376E-03	-1,00833E-04;17,72200E-04	-1,11472E-03;12,29986E-03	3,29015E-04;15,63648E-04		

A.2.3 Tarde

Figura 93 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN15 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela LIV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN15 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.07916E-04	-6.480E+00	1.66350E-05	9.60259E-06
5 ^a Ordem	7.17870E-05	-1.996E+01	7.61221E-06	7.34059E-06
7 ^a Ordem	2.37297E-05	-3.339E+01	4.04326E-06	4.13209E-06
9 ^a Ordem	1.17132E-05	-5.613E+01	2.73816E-06	2.95305E-06
11 ^a Ordem	4.56427E-06	+7.234E+00	2.23889E-06	2.54601E-06
13 ^a Ordem	8.06565E-06	-2.195E+01	2.44386E-06	2.36489E-06
15 ^a Ordem	5.02497E-06	-1.615E+01	1.64146E-06	1.44706E-06

Tabela LV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN15 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.64825E-03-j4.15596E-03	4.13686E-05	+3.533E+01
5 ^a Ordem	-7.53442E-04-j7.47115E-04	7.76656E-05	+1.678E+02
7 ^a Ordem	-3.45109E-04-j7.29214E-05	2.64514E-05	+1.500E+02
9 ^a Ordem	2.14905E-05-j2.98889E-03	1.42530E-05	+1.525E+02
11 ^a Ordem	-3.58382E-04-j9.03568E-04	4.17008E-06	+4.730E+00
13 ^a Ordem	7.90066E-04-j4.77457E-03	4.15826E-06	+1.654E+01
15 ^a Ordem	8.93384E-04-j5.09232E-04	5.06071E-06	-1.297E+00

Tabela LVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNI5 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		5,4488E-05	-157500E+01
5 ^a Ordem		3,79612E-05	-112500E+02
7 ^a Ordem		7,09598E-05	-119700E+02
9 ^a Ordem		4,64888E-05	-119700E+02
11 ^a Ordem		2,08086E-05	-110300E+02
13 ^a Ordem		1,31376E-05	513300E+01
15 ^a Ordem		1,91922E-05	195000E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
3,44780E-03;16,8052E-03	-2,4408E-03;19,239E-03	3,5612E-05;15,77562E-03	-3,7399E-04;17,38086E-03	-18,2487E-03;47,83576E-03	-7,52339E-03;12,3997E-03	-19,8752E-03;11,6827E-03			
1,1266E-03;12,67342E-03	-2,34337E-03;1,66669E-03	-8,43804E-04;14,49932E-03	4,22912E-03;16,4682E-03	-3,47804E-03;44,05179E-03	-5,77830E-03;13,86032E-03	-2,56798E-03;14,26622E-03			
-15,1869E-04;10,683E-03	-12,1380E-03;1,96294E-03	-1,37662E-03;13,75580E-03	2,69012E-03;18,17755E-03	-1,45100E-03;11,49749E-03	-2,21378E-03;11,6101E-03	2,39587E-03;12,5462E-03			
-1,38555E-04;13,90988E-04	-3,90954E-04;1,46669E-03	-2,29654E-04;12,04072E-03	1,68099E-03;16,49863E-03	2,49911E-04;13,6508E-03	7,8230E-04;11,43589E-03	1,47650E-03;10,8185E-03			
-1,39288E-04;17,4312E-05	1,32111E-04;15,58326E-04	-5,9771E-05;15,84590E-04	2,29918E-03;12,23196E-03	2,33444E-04;13,98593E-03	3,772362E-04;12,75776E-03	1,10789E-03;11,83384E-03			
2,70190E-04;17,6492E-04	2,19187E-04;1,36931E-04	2,55443E-04;13,1355E-04	1,22124E-03;15,33298E-04	7,1734E-05;19,7427E-04	4,6216E-04;14,12129E-03	1,86707E-04;14,74804E-04			
2,46190E-04;16,91023E-05	2,19979E-04;15,9482E-04	5,35050E-04;12,06824E-04	2,0738E-03;11,47347E-03	-6,04908E-04;19,11004E-04	-3,1892E-04;17,9740E-03	3,9443E-04;11,86075E-03			

A.2.4 Noite

Figura 94 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN15 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela LVII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN15 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.28126E-04	-9.593E+00	1.13831E-05	1.05628E-05
5 ^a Ordem	7.17182E-05	-2.777E+01	8.85397E-06	9.79533E-06
7 ^a Ordem	2.22082E-05	-5.381E+01	3.25733E-06	4.53972E-06
9 ^a Ordem	1.05175E-05	-8.794E+01	2.04511E-06	2.21266E-06
11 ^a Ordem	5.34910E-06	+1.047E+00	2.18015E-06	1.75428E-06
13 ^a Ordem	8.69156E-06	-4.902E+01	1.58760E-06	1.87263E-06
15 ^a Ordem	2.04244E-06	-1.982E+01	1.03368E-06	1.17781E-06

Tabela LVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN15 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.05702E-04-j1.87139E-03	5.69874E-05	-1.797E+02
5 ^a Ordem	-1.48175E-03-j1.04233E-03	8.85678E-05	+1.674E+02
7 ^a Ordem	-3.89058E-04-j4.50261E-04	2.46561E-05	+1.360E+02
9 ^a Ordem	5.02929E-04-j3.01085E-03	9.46088E-06	+1.402E+02
11 ^a Ordem	-1.37093E-03-j1.66832E-03	5.78771E-06	-8.085E+00
13 ^a Ordem	-8.48496E-04-j3.88042E-03	6.29160E-06	-1.809E+01
15 ^a Ordem	-2.41820E-04-j7.38495E-04	3.24567E-06	-1.629E+01

Tabela LIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN15 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.37404E-04 108800E+02
5 ^a Ordem	7.56533E-05 -7.60900E+01
7 ^a Ordem	4.94415E-05 -8.82600E+01
9 ^a Ordem	5.6969E-05 -125.400E+02
11 ^a Ordem	2.7587E-05 -126600E+02
13 ^a Ordem	6.37974E-06 222600E+01
15 ^a Ordem	2.13948E-05 4.33500E+01

Matriz de Admitâncias [pu]							
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	
1.78760E-03+j1.32598E-04	10.2257E-03+j3.05932E-03	-6.0309E-04+j3.65796E-03	-4.98078E-04+j6.3522E-04	-7.20665E-03+j2.23622E-02	-1.42578E-02+j4.59707E-03	-2.02100E-02+j1.6263E-02	
1.56561E-03-j1.98086E-03	-2.66630E-04-j3.97777E-03	2.00471E-03-j5.48355E-03	5.22612E-03-j5.12410E-03	3.23253E-03+j3.53782E-03	-9.36650E-03+j6.42201E-03	-8.51402E-03-j3.49494E-03	
6.67205E-04-j102.04E-03	-8.88352E-06-j2.03442E-03	1.73254E-04-j3.8023E-03	3.97906E-03-j7.40202E-03	16.679E-03-j2.13876E-03	-1.90150E-03+j2.09359E-03	-3.05930E-03+j1.43265E-04	
-3.83382E-04-j4.6895E-04	-7.98855E-04-j132.496E-03	-4.50547E-04-j2.14977E-03	1.35052E-03-j7.13403E-03	-10.4520E-03-j3.49777E-03	1.22356E-03-j2.70900E-03	15.01E-03-j2.3562E-04	
-4.33765E-04-j1.030E-05	-3.77220E-04-j2.90758E-04	-5.25866E-04-j4.27966E-04	2.14870E-03-j1.96475E-03	-2.55352E-03-j4.91687E-03	2.10320E-03-j3.61464E-03	1.93702E-03-j2.26219E-04	
-7.03133E-05+j1.83573E-04	3.16048E-05+j1.83581E-04	2.25589E-04+j1.85543E-04	1.25505E-03-j1.22200E-03	-9.80945E-04-j1.77830E-03	-1.98728E-04-j4.77315E-03	2.09122E-03-j7.06937E-04	
1.88536E-04+j1.37648E-04	2.52339E-04-j3.07816E-04	4.04426E-04+j5.73069E-04	4.44848E-04-j2.06458E-03	-8.45160E-04-j7.17180E-04	9.0537E-04-j7.0730E-04	-6.86527E-04-j1.69949E-03	

A.3 TRANSFORMADOR 37MN17

A.3.1 Madrugada

Figura 95 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN17 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela LX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN17 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	9.72814E-05	-1.774E+01	7.59653E-06	1.14546E-05
5 ^a Ordem	7.70905E-05	-3.952E+01	2.71332E-06	4.20589E-06
7 ^a Ordem	3.02511E-05	-5.934E+01	2.44105E-06	2.45599E-06
9 ^a Ordem	1.64604E-05	-7.213E+01	1.10610E-06	2.63167E-06
11 ^a Ordem	5.85147E-06	+4.245E+01	1.38863E-06	5.45978E-07
13 ^a Ordem	6.20662E-06	-2.340E+01	9.06082E-07	1.15684E-06
15 ^a Ordem	4.92223E-06	-5.607E+01	7.55264E-07	5.80850E-07

Tabela LXI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN17 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-3.77526E-05+j3.23962E-04	1.04931E-04	+1.645E+02
5 ^a Ordem	-3.06645E-04-j3.34891E-04	7.48841E-05	+1.433E+02
7 ^a Ordem	-4.31158E-04-j1.43281E-04	3.22791E-05	+1.288E+02
9 ^a Ordem	2.05061E-03-j5.65416E-03	2.00775E-05	-1.706E+02
11 ^a Ordem	2.34263E-04-j2.76938E-04	5.34650E-06	+3.733E+01
13 ^a Ordem	1.79597E-04-j2.84470E-03	3.48361E-06	-1.821E+01
15 ^a Ordem	7.21048E-04-j4.96983E-04	3.99400E-06	-4.539E+01

Tabela LXII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN17 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		2.00506E-04	128900E+02
5 ^a Ordem		104805E-04	1.5300E+02
7 ^a Ordem		15118E-05	142700E+01
9 ^a Ordem		3.43010E-05	-134500E+02
11 ^a Ordem		3.0560E-05	-149600E+02
13 ^a Ordem		147750E-05	-177800E+02
15 ^a Ordem		2.24920E-06	6.6000E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
-1.22048E-03+j5.64005E-04	-1.70958E-03+j2.25091E-03	2.8828E-03+j4.65447E-03	-1.22774E-02+j13.7438E-02	-1.64966E-02+j5.66157E-03	-9.80246E-03+j2.90275E-03	2.20055E-02+j4.47466E-02			
3.87734E-04+j7.9950E-04	-3.2485E-04+j3.99021E-04	2.40769E-03+j1.2938E-03	4.8507E-03+j7.24750E-03	-6.51868E-03+j2.58335E-03	-3.55440E-03+j3.12660E-03	1.3354E-02+j7.36896E-03			
2.5402E-04+j2.6485E-04	1.97230E-04+j2.04532E-04	-3.27276E-04+j1.09105E-03	6.28114E-03+j2.55832E-04	6.59756E-04+j2.47179E-03	-2.8050E-03+j4.08439E-03	-1.5030E-04+j2.03984E-03			
-2.32878E-04+j3.93814E-04	-6.84559E-04+j5.79339E-04	-1.36284E-03+j5.36553E-04	-1.84029E-04+j4.98794E-03	7.17132E-04+j1.17305E-03	3.61720E-04+j9.30338E-04	-7.50790E-03+j3.76346E-04			
-5.0505E-04+j1.0226E-04	-7.12474E-04+j1.93238E-04	-1.18575E-03+j1.7781E-04	-1.70965E-03+j1.48949E-03	-1.5800E-03+j3.14637E-03	1.19102E-03+j1.30846E-03	-2.2442E-03+j1.80312E-03			
-3.93278E-04+j2.78765E-04	-4.36723E-04+j1.55145E-04	-4.65889E-04+j1.2814E-04	-1.3373E-03+j8.92237E-04	-1.37865E-03+j6.25180E-04	-3.35300E-04+j3.02488E-03	1.39518E-03+j9.68163E-04			
-5.29874E-05+j2.70237E-04	5.42664E-05+j1.23807E-04	-5.8291E-05+j7.91487E-06	5.20953E-05+j1.1339E-03	-6.48138E-04+j3.74891E-04	-7.68905E-04+j1.34562E-03	-3.46139E-04+j2.50265E-03			

A.3.2 Manhã

Figura 96 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN17 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela LXIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN17 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.13378E-04	-1.495E+01	1.93585E-05	1.06240E-05
5 ^a Ordem	7.16775E-05	-3.410E+01	5.55009E-06	8.96986E-06
7 ^a Ordem	2.95303E-05	-5.998E+01	5.11496E-06	3.83192E-06
9 ^a Ordem	1.71719E-05	-7.891E+01	3.84388E-06	1.39814E-06
11 ^a Ordem	6.30503E-06	+3.909E+01	1.93747E-06	1.11590E-06
13 ^a Ordem	6.99585E-06	-2.716E+01	1.08801E-06	1.01881E-06
15 ^a Ordem	5.34859E-06	-5.966E+01	9.99466E-07	1.42235E-06

Tabela LXIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN17 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-2.49443E-03+j4.26786E-04	1.33173E-04	-1.625E+02
5 ^a Ordem	-1.35122E-03+j8.51820E-05	8.17266E-05	+1.524E+02
7 ^a Ordem	-5.79679E-04+j5.14708E-04	3.69017E-05	+1.223E+02
9 ^a Ordem	1.80823E-03-j3.03568E-03	9.48292E-06	+1.548E+02
11 ^a Ordem	1.88396E-03+j5.02494E-04	8.05908E-06	+1.786E+01
13 ^a Ordem	-5.73717E-04-j2.16876E-03	5.01937E-06	-1.680E+01
15 ^a Ordem	1.74681E-03-j1.17733E-03	2.78566E-06	-1.439E+01

Tabela LXV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN17 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	6.54252E-04 120200E+02
5 ^a Ordem	2.43077E-04 -178300E+02
7 ^a Ordem	6.45200E-05 -161900E+02
9 ^a Ordem	7.83238E-05 -119100E+02
11 ^a Ordem	4.24814E-05 -111300E+02
13 ^a Ordem	3.8798E-05 -103700E+02
15 ^a Ordem	1.77323E-05 259400E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem			
-3.80227E-04+j7.42083E-03	-4.26758E-03+j145081E-02	-1.7693E-02+j2.3353E-02	-12.1124E-02+j5.32863E-02	-3.6934E-02+j16.95E-02	-164079E-02+j3.81355E-02	-2.06128E-02+j169569E-02			
-1.37409E-03+j2.26089E-04	-6.14602E-03+j9.27514E-04	-5.84908E-03+j4.0223E-03	-13.2896E-02+j7.36743E-03	-1.26695E-02+j1.95907E-04	8.85268E-04+j4.17958E-03	-2.61070E-03+j8.49379E-03			
3.52728E-04+j5.75235E-05	-1.27482E-03+j162316E-03	-1.40076E-03+j2.24392E-03	-1.29183E-03+j7.05378E-03	5.47905E-04+j17.996E-04	-6.1211E-04+j2.69505E-03	-6.25180E-04+j2.1475E-03			
-6.15796E-04+j7.43638E-04	-9.8548E-04+j157404E-03	-1.28972E-03+j2.78778E-03	-3.2744E-04+j9.629E-03	-3.80414E-04+j3.66204E-03	-1.11320E-03+j2.97056E-03	-1.73209E-03+j1.56744E-03			
-5.67350E-04+j2.6410E-04	-5.28076E-04+j5.47098E-04	-8.35964E-04+j10320E-03	10617E-03+j2.27682E-03	-1.25018E-03+j5.6106E-03	-2.89642E-04+j3.5783E-03	-5.31453E-04+j6.7485E-04			
-5.79964E-04+j1.66608E-04	-5.9233E-04+j3.90754E-04	-4.64764E-04+j1.1179E-03	-104486E-03+j6.13094E-04	6.55225E-05+j2.78096E-03	-2.6954E-04+j5.37633E-03	-4.85060E-04+j2.85579E-03			
7.68634E-07+j2.84170E-04	4.04069E-04+j1.85073E-04	4.2585E-04+j4.1656E-04	8.23917E-04+j2.0516E-03	1.22995E-03+j1.5425E-03	-3.31064E-04+j5.7423E-04	1.04923E-03+j1.69690E-03			

A.3.3 Tarde

Figura 97 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN17 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela LXVI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN17 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.26065E-04	-1.575E+01	2.94538E-05	1.94597E-05
5 ^a Ordem	7.99230E-05	-3.740E+01	4.15804E-06	1.57676E-05
7 ^a Ordem	2.82901E-05	-6.035E+01	4.31899E-06	1.96243E-06
9 ^a Ordem	1.68270E-05	-7.721E+01	1.83250E-06	1.94440E-06
11 ^a Ordem	5.64235E-06	+3.120E+01	1.88044E-06	1.26191E-06
13 ^a Ordem	7.09148E-06	-4.055E+01	1.16919E-06	1.93267E-06
15 ^a Ordem	5.86127E-06	-7.290E+01	2.30665E-06	1.09114E-06

Tabela LXVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN17 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.64147E-03-j8.12177E-03	1.50955E-04	+7.513E+00
5 ^a Ordem	-2.25755E-03-j9.69976E-04	9.14057E-05	+1.563E+02
7 ^a Ordem	3.03214E-04-j3.71994E-04	2.35422E-05	+1.216E+02
9 ^a Ordem	7.55400E-04-j2.38101E-03	1.21411E-05	+1.322E+02
11 ^a Ordem	2.40020E-04-j8.01096E-04	4.94395E-06	+2.462E+01
13 ^a Ordem	1.31659E-03-j3.09794E-03	2.96802E-06	-3.399E+01
15 ^a Ordem	1.59525E-03-j2.24917E-03	4.86105E-06	-6.747E+00

Tabela LXVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MVA17 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	3.03830E-04 4.62000E+01
5 ^a Ordem	1.41289E-04 -2.15300E+00
7 ^a Ordem	4.7063E-05 -1.21500E+02
9 ^a Ordem	6.31240E-05 -1.68500E+02
11 ^a Ordem	3.60955E-05 -1.52300E+02
13 ^a Ordem	1.45278E-05 -1.32200E+02
15 ^a Ordem	2.29295E-05 4.95500E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	1.53733E-03+j8.05069E-03	3.98201E-03+j7.85530E-03	-1.12946E-03+j8.51350E-03	-7.03281E-03+j2.03265E-02	2.03894E-02+j2.13852E-02	-1.97979E-02+j7.50214E-03	4.46153E-04+j3.88466E-02		
5 ^a Ordem	-8.09227E-04+j1.92605E-03	4.84561E-03-j8.82873E-04	7.57848E-03+j1.48501E-03	7.22286E-03+j6.12445E-03	1.35308E-02+j6.02968E-03	-3.78481E-03+j2.70003E-03	9.79228E-03+j9.79786E-03		
7 ^a Ordem	-4.32691E-04+j7.74774E-06	-4.08797E-04+j1.42939E-03	2.50264E-04+j2.13628E-03	4.91219E-03+j5.27668E-03	-2.11977E-03+j1.51257E-03	-8.72741E-04+j2.59072E-03	3.69205E-03-j1.66820E-03		
9 ^a Ordem	-1.4317E-04+j1.20777E-04	-1.44070E-03-j5.44863E-04	-1.90671E-03-j9.99607E-04	-1.20166E-03-j6.64992E-03	-3.61135E-03-j1.93814E-04	3.48298E-06-j6.87060E-04	-3.60387E-03-j9.33184E-04		
11 ^a Ordem	-3.81956E-04+j9.45764E-05	-9.18867E-04-j2.00083E-04	-1.12067E-03-j2.32563E-04	-7.788339E-04-j2.66342E-03	-2.30862E-03-j2.57401E-03	8.03091E-04-j3.18099E-03	-1.29347E-03+j1.53767E-03		
13 ^a Ordem	-1.21024E-04-j1.18079E-05	-4.90422E-04+j1.89675E-05	-5.17487E-04+j7.55516E-04	8.68748E-05-j4.4879E-04	-8.12207E-04-j1.69093E-03	-2.20521E-05-j5.08193E-03	-3.34141E-04-j1.18452E-03		
15 ^a Ordem	1.30842E-04+j2.21941E-05	3.55588E-04+j6.69571E-04	-3.53051E-04+j8.56695E-04	9.89609E-04+j2.36101E-03	-5.70712E-04+j1.24340E-03	-1.34183E-03+j7.05003E-04	-1.47732E-03+j2.25129E-04		

A.3.4 Noite

Figura 98 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MN17 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela LXIX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MN17 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.61818E-04	-2.231E+01	1.85135E-05	1.43704E-05
5 ^a Ordem	7.46067E-05	-4.327E+01	5.18979E-06	7.69404E-06
7 ^a Ordem	2.92492E-05	-8.093E+01	4.31699E-06	3.12196E-06
9 ^a Ordem	1.37363E-05	+8.817E+01	2.79002E-06	2.64256E-06
11 ^a Ordem	6.50677E-06	+2.893E+00	1.66884E-06	3.77789E-06
13 ^a Ordem	1.10722E-05	-5.019E+01	1.15464E-06	2.20183E-06
15 ^a Ordem	3.35497E-06	+8.387E+01	1.84800E-06	1.11735E-06

Tabela LXX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MN17 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.16759E-03-j3.58323E-03	9.75432E-05	+8.204E+01
5 ^a Ordem	-2.46656E-04-j1.56052E-03	6.57051E-05	+1.530E+02
7 ^a Ordem	1.32108E-03-j1.69086E-03	9.27988E-06	+1.024E+02
9 ^a Ordem	2.05965E-03-j4.60752E-03	1.04440E-05	+1.786E+02
11 ^a Ordem	5.36099E-04-j5.09175E-03	8.19265E-06	-2.356E-01
13 ^a Ordem	1.85283E-03-j5.81794E-03	2.25705E-06	-5.809E+01
15 ^a Ordem	4.93492E-04-j4.71316E-03	8.77662E-06	+1.207E+01

Tabela LXXI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MN17 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.00843E-04 162500E+01
5 ^a Ordem	6.99288E-05 -157200E+02
7 ^a Ordem	1.08221E-04 -142500E+02
9 ^a Ordem	4.90342E-05 -130400E+02
11 ^a Ordem	3.63832E-05 -100000E+02
13 ^a Ordem	1.30935E-05 -122500E+02
15 ^a Ordem	2.32522E-05 266600E+01

Matriz de Admitâncias [pu]							
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	
3 ^a Ordem	6.92939E-03+j4.30886E-03	6.45676E-03+j3.88651E-03	5.99606E-03+j9.45799E-03	4.22538E-03+j4.3724E-03	124219E-03+j7.2407E-03	104999E-02+j2.57630E-04	-144183E-02-j5.00675E-03
5 ^a Ordem	-5.42408E-04-j1.49757E-03	-2.01080E-03-j3.15560E-03	-3.38266E-03-j3.66845E-03	-5.69125E-03-j3.93820E-03	-2.16477E-04-j6.03838E-03	-1.08626E-02-j8.95197E-03	-9.93398E-03+j4.39258E-03
7 ^a Ordem	-1.35960E-03-j8.18655E-04	-2.36001E-03-j1.64338E-03	-2.78470E-03-j3.32719E-03	-2.27473E-03-j6.80550E-03	-3.64589E-03-j7.1984E-04	-4.29918E-03-j4.5154E-03	-1.05073E-03+j9.44336E-04
9 ^a Ordem	-3.79696E-04-j2.67553E-04	-6.3575E-04-j6.72097E-04	-3.08462E-04-j1.76680E-03	3.8614E-04-j6.95259E-03	-5.1461E-05-j2.1776E-03	5.27088E-04-j1.94573E-03	1.07467E-03-j1.50207E-03
11 ^a Ordem	-3.67030E-04-j2.50537E-04	-1.4170E-04-j4.20832E-04	-8.6865E-05-j6.96349E-04	5.22599E-04-j2.94015E-03	-7.24778E-04-j4.84700E-03	3.29482E-03-j1.64586E-03	-7.45404E-04+j4.25877E-06
13 ^a Ordem	-2.4707E-04-j2.23710E-06	-2.36893E-04-j2.68569E-06	-3.97010E-04-j1.16604E-04	5.52449E-04-j4.89355E-04	-1.05842E-03-j1.43675E-03	1.70145E-03-j5.07796E-03	9.2182E-04-j1.26710E-03
15 ^a Ordem	4.30906E-04+j9.1057E-05	5.74996E-04+j1.03659E-04	5.28555E-04-j1.76077E-05	1.56715E-03-j2.38882E-04	1.06769E-04+j1.36855E-03	1.13422E-03-j1.25999E-05	1.42484E-04-j3.62558E-03

A.4 TRANSFORMADOR 37MNB1049

A.4.1 Madrugada

Figura 99 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1049 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela LXXII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1049 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	2.91595E-05	-8.517E+00	5.88919E-06	6.08601E-06
5 ^a Ordem	2.65534E-05	-3.154E+01	1.90243E-06	3.09860E-06
7 ^a Ordem	1.10583E-05	-4.201E+01	1.37871E-06	2.46159E-06
9 ^a Ordem	7.05975E-06	-2.880E+01	1.10169E-06	1.58840E-06
11 ^a Ordem	3.22912E-06	-7.971E+01	1.29777E-06	9.29790E-07
13 ^a Ordem	2.28786E-06	+3.065E+01	1.32591E-06	1.13680E-06
15 ^a Ordem	4.19432E-06	+2.295E+01	8.88352E-07	1.26165E-06

Tabela LXXIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1049 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.19703E-03-j1.38606E-03	4.71710E-05	+7.256E+01
5 ^a Ordem	-3.64320E-04-j7.59496E-04	2.55712E-05	+1.724E+02
7 ^a Ordem	2.79213E-04-j7.73951E-05	7.65133E-06	+1.224E+02
9 ^a Ordem	-1.38822E-03-j2.82279E-04	1.58069E-05	+8.914E+01
11 ^a Ordem	-3.55158E-04-j2.62853E-04	3.04689E-06	+1.193E+02
13 ^a Ordem	-4.91566E-04+j1.49392E-03	2.60231E-06	-5.047E+01
15 ^a Ordem	-2.36558E-03-j2.23505E-03	1.68631E-06	-2.633E+01

Tabela LXXIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1049 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	158962E-05 -178500E+02
5 ^a Ordem	3.5439E-05 -131600E+02
7 ^a Ordem	5.44559E-05 -117800E+02
9 ^a Ordem	2.39639E-05 -163800E+02
11 ^a Ordem	2.04360E-05 -148400E+02
13 ^a Ordem	177462E-05 162700E+02
15 ^a Ordem	136322E-05 179400E+02

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
6.18167E-05;j189729E-03	-1.03182E-03;j126999E-03	-2.20406E-03;j127725E-03	-9.6538E-04;j22958E-03	6.44483E-04;j8.86587E-04	-4.28524E-03;j6.16524E-03	-9.3784E-03;j2.14535E-03
4.13661E-06;j7.12579E-04	-4.72612E-04;j146712E-03	-6.88246E-04;j149211E-03	145.490E-03;j13709E-03	149232E-03;j2.73776E-04	-2.42819E-03;j2.62370E-03	-3.76193E-04;j3.9897E-03
-4.77179E-04;j14.63868E-04	-4.67227E-04;j158164E-03	-8.34204E-04;j2.09999E-03	127.877E-03;j2.58238E-03	9.05074E-04;j134643E-03	-2.56182E-04;j3.06707E-03	2.90979E-03;j2.98916E-03
-1.65949E-04;j2.18338E-04	-4.20309E-04;j5.79977E-04	-9.08366E-04;j8.9883E-04	-5.67286E-04;j1.58566E-03	-9.32418E-04;j5.53488E-05	-6.0873E-04;j2.08670E-03	2.05749E-04;j9.5373E-04
-1.60143E-04;j4.90304E-06	-2.77372E-04;j3.89783E-04	-5.43275E-04;j8.51678E-04	-5.46028E-04;j8.64212E-04	-1.52160E-03;j8.14514E-04	3.56915E-06;j2.47869E-03	-2.31711E-03;j2.84940E-03
-1.26264E-04;j2.55288E-04	-2.18349E-04;j2.26303E-04	-3.31773E-04;j7.8337E-05	-1.02416E-03;j1.50596E-04	-2.20019E-03;j2.9791E-04	4.84115E-04;j1.84913E-03	-3.33548E-03;j4.68197E-03
-144.180E-04;j17753E-04	-15027E-04;j2.05262E-04	-2.01115E-04;j8.2882E-05	-2.8951E-04;j2.4764E-04	-157358E-03;j7.92749E-04	125999E-03;j107212E-04	-4.2639E-04;j3.28303E-03

A.4.2 Manhã

Figura 100 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1049 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela LXXV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1049 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.27327E-05	-1.070E+01	9.60535E-06	1.37911E-05
5 ^a Ordem	3.08984E-05	-2.912E+01	7.68637E-06	7.29602E-06
7 ^a Ordem	1.25278E-05	-3.317E+01	4.05365E-06	4.51001E-06
9 ^a Ordem	1.01835E-05	-1.518E+01	2.02516E-06	3.08220E-06
11 ^a Ordem	2.38118E-06	-1.585E+01	1.86417E-06	1.78662E-06
13 ^a Ordem	1.72116E-06	-3.350E+01	1.46923E-06	1.16837E-06
15 ^a Ordem	3.77067E-06	-8.657E+00	1.75994E-06	1.12957E-06

Tabela LXXVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1049 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.36423E-04-j1.86979E-03	2.40271E-05	+1.742E+01
5 ^a Ordem	-8.75762E-04-j9.66221E-04	3.14324E-05	-1.756E+02
7 ^a Ordem	-9.82313E-04-j1.39204E-04	2.22593E-05	+1.587E+02
9 ^a Ordem	-5.20386E-04-j8.00499E-04	1.70134E-05	+1.390E+02
11 ^a Ordem	-6.19550E-04-j4.96527E-04	4.34671E-06	+1.723E+02
13 ^a Ordem	-6.35854E-04-j2.20509E-04	2.73363E-06	-3.641E+01
15 ^a Ordem	-2.40188E-03+j1.30774E-04	1.90815E-06	+2.033E+01

Tabela LXXVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1049 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	3.60594E-05 -129.00E+02
5 ^a Ordem	5.77037E-05 -143000E+02
7 ^a Ordem	5.27277E-05 178000E+02
9 ^a Ordem	5.3360E-05 161900E+02
11 ^a Ordem	3.29999E-05 -166600E+02
13 ^a Ordem	1.68735E-05 -109400E+02
15 ^a Ordem	1.37303E-05 -8.07000E+01

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
3 ^a Ordem	5.4910E-04;j2.51889E-03	-2.41406E-03;j1.54536E-03	-8.85965E-04;j4.59000E-03	-2.26572E-03;j4.74983E-03	-1.05843E-03;j2.80397E-03	4.73279E-04;j5.52345E-03
5 ^a Ordem	1.39769E-04;j1.53215E-03	-2.12382E-03;j2.16196E-03	-4.41283E-04;j3.65552E-03	1.13005E-04;j5.35029E-03	-1.35683E-03;j3.02916E-03	1.84779E-03;j4.56218E-03
7 ^a Ordem	-1.53982E-04;j2.27502E-04	-1.17596E-03;j10.010E-03	-9.83953E-04;j2.02986E-03	-1.65470E-03;j4.5146E-03	-1.68373E-03;j1.77980E-03	1.79306E-03;j2.62622E-03
9 ^a Ordem	-2.40504E-04;j1.93189E-04	-6.39680E-04;j1.32707E-04	-8.1215E-04;j6.37902E-04	-1.55942E-03;j2.89625E-03	-1.37220E-03;j8.33566E-04	4.81164E-04;j1.10608E-03
11 ^a Ordem	-2.42159E-04;j1.69182E-04	-5.62237E-04;j3.34599E-04	-5.88150E-04;j4.29188E-04	-2.28868E-04;j14.7277E-03	-1.03485E-03;j9.38856E-04	-8.93203E-04;j7.67554E-04
13 ^a Ordem	-6.0714E-05;j4.28740E-05	-1.41802E-04;j2.77782E-04	-2.24714E-04;j1.06624E-04	7.96183E-04;j2.97010E-04	-7.90280E-04;j5.45964E-04	-1.21147E-03;j1.72025E-03
15 ^a Ordem	2.73679E-05;j2.22426E-05	3.43649E-05;j2.97160E-04	-1.44067E-04;j4.81899E-05	8.38394E-04;j5.68923E-04	-7.47190E-04;j1.15481E-03	-2.3618E-05;j1.18814E-03

A.4.3 Tarde

Figura 101 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1049 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela LXXVIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1049 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.92451E-05	-2.815E+01	1.01051E-05	8.36962E-06
5 ^a Ordem	3.49286E-05	-3.738E+01	7.26451E-06	3.64012E-06
7 ^a Ordem	1.16868E-05	-3.244E+01	5.39275E-06	3.55142E-06
9 ^a Ordem	8.84867E-06	-5.405E+00	4.29389E-06	2.46031E-06
11 ^a Ordem	1.60972E-06	+6.831E+00	1.87557E-06	1.38414E-06
13 ^a Ordem	1.54504E-06	-2.276E+01	1.18579E-06	1.57065E-06
15 ^a Ordem	2.80092E-06	-1.328E+01	1.45035E-06	1.02612E-06

Tabela LXXIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1049 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	3.77803E-04-j5.12548E-04	3.63531E-05	+1.220E+02
5 ^a Ordem	-3.96876E-04-j7.16264E-04	2.95973E-05	+1.614E+02
7 ^a Ordem	-4.21892E-04+j5.73402E-05	1.63852E-05	+1.468E+02
9 ^a Ordem	-3.68608E-04-j2.02042E-03	2.62492E-05	+1.426E+02
11 ^a Ordem	-1.71623E-04+j6.11652E-06	1.80947E-06	-1.796E+02
13 ^a Ordem	-6.10587E-04-j3.98613E-04	3.06122E-06	-3.319E+01
15 ^a Ordem	-1.95980E-03+j1.02394E-03	2.25612E-06	+3.909E+01

Tabela LXXX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1049 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	1.1852E-04 1.0300E+00
5 ^a Ordem	6.4998E-05 -102600E+02
7 ^a Ordem	1.2820E-04 -1.0300E+02
9 ^a Ordem	1.0825E-04 -1.29700E+02
11 ^a Ordem	5.98824E-05 -142.00E+02
13 ^a Ordem	2.32263E-05 168700E+02
15 ^a Ordem	6.4351E-06 9.29200E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	1.17327E-03+j2.89659E-03	4.5908E-04+j157464E-03	9.58259E-04+j3.38876E-03	-3.50276E-03+j7.6580E-04	2.8033E-03+j4.16739E-03	-2.32434E-03+j3.97664E-03	-2.03325E-02+j6.96869E-03		
5 ^a Ordem	5.99562E-05-j177873E-03	-8.7878E-04+j2.75461E-03	1.0356E-03+j4.2838E-03	2.07750E-03-j5.62577E-03	1.88379E-03-j1.08850E-03	1.95188E-03-j2.58314E-03	-3.03673E-03+j2.3511E-04		
7 ^a Ordem	-1.02069E-03+j154664E-03	-1.01588E-03+j2.81092E-03	-1.93088E-04+j3.89175E-03	2.11977E-03-j6.80314E-03	2.12024E-03+j3.2338E-03	2.8280E-03-j1.14706E-03	1.80433E-03+j1.37039E-03		
9 ^a Ordem	-1.15750E-03+j102345E-03	-1.5676E-03-j2.03633E-03	-8.39890E-04+j2.57747E-03	1.16637E-03-j6.88822E-03	4.16040E-04+j3.69874E-03	1.57665E-03-j1.1142E-03	3.08670E-03+j1.31177E-03		
11 ^a Ordem	-6.8872E-04+j8.30670E-05	-9.82393E-04+j7.72960E-04	-1.0567E-03+j9.3953E-04	4.2466E-04+j2.28300E-03	-1.4249E-03-j2.4888E-03	-2.14868E-04+j2.10655E-03	1.39494E-03+j1.53773E-03		
13 ^a Ordem	-9.6608E-05+j4.46860E-04	-3.66088E-04+j6.74656E-05	-4.94798E-04+j2.3986E-04	-2.9670E-04+j6.84949E-05	-1.27740E-03-j9.14784E-04	-6.72600E-04+j1.33209E-03	4.26729E-04-j1.20386E-03		
15 ^a Ordem	9.34134E-05+j2.75542E-04	2.04458E-04+j5.39189E-05	1.70604E-04+j6.05833E-04	4.34887E-04+j5.2829E-04	1.37888E-04-j1.66254E-04	-4.14038E-04+j1.07965E-03	-5.25917E-04+j8.0814E-04		

A.4.4 Noite

Figura 102 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1049 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela LXXXI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1049 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	6.14373E-05	-1.716E+01	1.12669E-05	1.20530E-05
5 ^a Ordem	3.21765E-05	-3.189E+01	7.79066E-06	6.36158E-06
7 ^a Ordem	1.05743E-05	-5.645E+01	4.87237E-06	3.89583E-06
9 ^a Ordem	8.92546E-06	-3.019E+01	3.29007E-06	1.78795E-06
11 ^a Ordem	8.91593E-07	-8.772E+01	2.19645E-06	1.58981E-06
13 ^a Ordem	4.41895E-06	-2.818E+01	1.15104E-06	1.62792E-06
15 ^a Ordem	4.91155E-06	-2.513E+00	1.30923E-06	1.05116E-06

Tabela LXXXII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1049 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	6.75975E-05-j4.98280E-04	3.74093E-05	+1.603E+02
5 ^a Ordem	-1.06451E-03-j5.23028E-04	4.40504E-05	+1.724E+02
7 ^a Ordem	1.20315E-04-j1.36196E-03	1.47837E-05	-1.633E+02
9 ^a Ordem	-3.54681E-04-j9.68214E-04	1.77087E-05	+1.313E+02
11 ^a Ordem	-4.91502E-04-j2.49283E-04	5.61405E-07	-1.368E+02
13 ^a Ordem	-6.84075E-04-j1.90139E-03	8.18945E-06	-1.151E+01
15 ^a Ordem	1.10372E-03-j3.38056E-03	6.18029E-06	-4.111E+01

Tabela LXXXIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1049 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	9.9492E-05 2.4300E+01
5 ^a Ordem	8.90008E-05 -9.8000E+01
7 ^a Ordem	7.94558E-05 -106.00E+02
9 ^a Ordem	8.6943E-05 -132900E+02
11 ^a Ordem	6.72997E-05 -154.00E+02
13 ^a Ordem	2.80420E-05 -148800E+02
15 ^a Ordem	1.4223E-05 -3.97800E+01

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
132250E-03;2.97256E-03	8.39217E-04;1.7314E-04	7.41530E-04;3.85597E-03	-5.07924E-03;1.185059E-03	8.98915E-03;2.18858E-03	-105920E-02;1.3516E-02	-2.33438E-02;4.46330E-03
-8.55347E-04;1.17920E-03	-2.5952E-04;1.93895E-03	-1.45537E-05;3.00553E-03	1.16287E-03;2.47566E-03	9.25822E-03;5.20580E-03	2.09468E-03;9.24757E-03	-5.2617E-03;8.2948E-03
-6.25876E-04;1.18447E-03	-1.79169E-04;1.175049E-03	-1.50294E-05;3.64416E-03	1.90920E-03;4.2516E-03	4.09034E-03;4.27386E-03	4.30756E-03;2.0876E-03	-1.36216E-03;2.41345E-03
-5.42935E-04;6.3722E-04	-1.04398E-03;1.66614E-03	-1.29374E-03;2.42948E-03	2.29384E-03;4.53027E-03	-5.51535E-05;2.73109E-03	-1.61508E-03;3.3192E-03	3.54514E-03;6.23324E-04
-7.04660E-04;8.35969E-05	-1.06604E-03;6.54825E-04	-1.56158E-03;1.05714E-03	9.16592E-05;3.33222E-03	-2.1697E-03;2.62455E-03	-5.03725E-04;4.4007E-03	-1.07055E-03;2.25050E-03
-3.48946E-04;3.72567E-05	-5.22819E-04;1.185917E-04	-7.62672E-04;3.70595E-04	-1.42709E-04;1.12012E-03	-1.54452E-03;1.135956E-03	-1.24538E-04;4.22186E-03	-1.9909E-03;3.55982E-03
5.43154E-05;2.17006E-04	9.00050E-05;1.23011E-04	3.1913E-04;1.1342E-04	4.49003E-04;3.03910E-04	2.00582E-04;3.60223E-04	2.12086E-03;2.04599E-04	-1.02346E-04;5.1566E-03

A.5 TRANSFORMADOR 37MNB1287

A.5.1 Madrugada

Figura 103 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1287 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela LXXXIV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1287 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	6.31289E-05	-3.681E+01	1.76519E-05	1.39778E-05
5 ^a Ordem	3.45325E-05	-7.145E+01	6.41257E-06	1.06653E-05
7 ^a Ordem	1.17471E-05	+1.608E+01	7.08791E-06	4.17459E-06
9 ^a Ordem	1.07954E-05	-5.978E+01	7.04399E-06	3.99308E-06
11 ^a Ordem	7.57355E-06	-6.497E+01	4.66754E-06	4.72724E-06
13 ^a Ordem	3.08821E-06	-4.389E+01	2.48130E-06	3.08762E-06
15 ^a Ordem	4.35297E-06	-2.122E+00	1.76460E-06	1.87895E-06

Tabela LXXXV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1287 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.06819E-03-j9.85386E-04	6.59948E-05	+1.069E+02
5 ^a Ordem	-1.24539E-03-j8.28581E-04	3.70371E-05	+1.514E+02
7 ^a Ordem	2.96961E-04-j1.29706E-03	1.94287E-05	-4.471E+01
9 ^a Ordem	9.91432E-04-j1.49085E-03	1.13129E-05	-1.488E+02
11 ^a Ordem	-2.91087E-03-j3.61968E-03	1.09139E-05	-1.130E+02
13 ^a Ordem	1.69926E-03-j1.89828E-03	3.65466E-06	+4.961E+01
15 ^a Ordem	-7.96454E-04-j4.96281E-03	5.46910E-06	-3.521E+01

Tabela LXXXVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1287 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.20190E-04 2.8400E+01
5 ^a Ordem	9.77514E-05 -1.38700E+01
7 ^a Ordem	7.54590E-05 -9.08600E+01
9 ^a Ordem	8.60433E-05 -1.32300E+02
11 ^a Ordem	6.07205E-05 -1.46700E+02
13 ^a Ordem	2.36893E-05 -1.5100E+02
15 ^a Ordem	1.8631E-06 -1.24500E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	2.7940E-03+j2.96364E-03	3.26299E-03+j162789E-03	2.4960E-03+j2.30429E-03	-2.8313E-03+j6.9831E-03	6.32242E-03+j10880E-02	-5.88843E-03+j4.8772E-03	3.78005E-03+j2.4255E-02		
5 ^a Ordem	1.20464E-03+j2.34533E-03	105086E-03+j1090E-03	2.4776E-03+j4.33603E-03	3.0199E-03+j3.53266E-04	4.44876E-03+j4.07023E-03	-8.07260E-04+j135859E-03	1.36283E-03+j16825E-02		
7 ^a Ordem	1.33633E-05+j1.29722E-03	-3.85820E-04+j2.0530E-03	1.13916E-03+j4.33950E-03	4.00992E-03+j4.98945E-03	1.1751E-03+j183679E-03	2.74562E-03+j5.05495E-03	7.88755E-04+j9.46780E-03		
9 ^a Ordem	-5.95103E-04+j3.45627E-04	-1.22927E-03+j1.72097E-03	-2.96795E-04+j2.63892E-03	1.97324E-03+j4.85849E-03	-1.33877E-03+j3.89482E-03	2.67876E-03+j6.6656E-03	-2.1669E-03+j1.83962E-03		
11 ^a Ordem	-4.94584E-04+j9.78164E-05	-1.01186E-03+j1.0789E-03	-5.73737E-04+j1.4066E-03	4.26295E-04+j2.65614E-03	-2.75289E-03+j3.17082E-03	2.36090E-03+j4.94453E-03	-2.99666E-03+j3.7366E-03		
13 ^a Ordem	-2.4775E-04+j1.62309E-04	-4.37818E-04+j3.6000E-04	-2.54539E-04+j2.5646E-04	-2.65885E-04+j3.6320E-04	-1.9996E-03+j1.49635E-03	2.59024E-03+j2.19752E-03	-2.88430E-03+j6.09075E-03		
15 ^a Ordem	-6.60058E-05+j1.20483E-04	-4.36802E-05+j3.39663E-05	1.43724E-04+j8.98946E-05	-3.3267E-04+j4.50127E-04	-1.25807E-03+j6.40702E-04	3.16226E-03+j2.2173E-04	-1.72747E-03+j5.62219E-03		

A.5.2 Manhã

Figura 104 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1287 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela LXXXVII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1287 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	7.13220E-05	-4.491E+01	1.63123E-05	2.35824E-05
5 ^a Ordem	3.27531E-05	-7.757E+01	1.00768E-05	1.47935E-05
7 ^a Ordem	1.12108E-05	+4.108E+00	9.16465E-06	5.76596E-06
9 ^a Ordem	1.15784E-05	-6.475E+01	5.92225E-06	6.93976E-06
11 ^a Ordem	7.92990E-06	-7.161E+01	3.75525E-06	5.88691E-06
13 ^a Ordem	3.89202E-06	-5.912E+01	2.87264E-06	3.16472E-06
15 ^a Ordem	4.69995E-06	-2.700E+01	1.85186E-06	2.13662E-06

Tabela LXXXVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1287 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-6.04343E-04+j9.60068E-05	6.92984E-05	+1.518E+02
5 ^a Ordem	-1.14840E-03+j2.74648E-05	4.25927E-05	+1.320E+02
7 ^a Ordem	-6.26267E-04-j7.33970E-04	4.94120E-06	-2.548E+01
9 ^a Ordem	-5.24174E-04-j1.74037E-03	2.75592E-06	+1.623E+02
11 ^a Ordem	-2.18860E-03-j4.51741E-04	6.37700E-06	-7.498E+01
13 ^a Ordem	1.64540E-03-j9.81264E-04	1.78237E-06	-2.656E+01
15 ^a Ordem	-2.06579E-03-j6.14650E-04	4.22960E-06	-3.849E+01

Tabela LXXXIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1287 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.55783E-04 6.55600E+00
5 ^a Ordem	8.16463E-05 -7.53400E+01
7 ^a Ordem	9.33285E-05 -120200E+02
9 ^a Ordem	8.04765E-05 -145900E+02
11 ^a Ordem	4.51590E-05 -149500E+02
13 ^a Ordem	2.20208E-05 -12700E+02
15 ^a Ordem	9.31489E-06 -8.5100E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
130322E-03;17683E-03	3.09207E-03;3.24539E-04	3.2289E-03;9.84002E-04	6.78990E-05;9.68192E-03	8.77124E-03;8.35362E-03	-12229E-03;146744E-02	8.24112E-03;176623E-02	130322E-03;17683E-03	3.09207E-03;3.24539E-04	3.2289E-03;9.84002E-04
14424E-04;8.14296E-04	9.81268E-04;12.20295E-03	4.48000E-03;1.67627E-03	7.8904E-03;1.93698E-04	3.46335E-03;1.33870E-03	4.83406E-03;44.28759E-03	2.12404E-03;9.36418E-03	14424E-04;8.14296E-04	9.81268E-04;12.20295E-03	4.48000E-03;1.67627E-03
-2.96227E-04;3.3229E-04	-3.07993E-04;12.52298E-03	1.64285E-03;12.5098E-03	5.05853E-03;16.13085E-03	5.8602E-04;1.52447E-03	2.97557E-03;44.45824E-05	1.30997E-03;44.9271E-06	-2.96227E-04;3.3229E-04	-3.07993E-04;12.52298E-03	1.64285E-03;12.5098E-03
-4.74760E-04;3.00214E-05	-1.08290E-03;1.60074E-03	-2.26087E-04;1.72480E-03	1.31805E-03;15.74712E-03	-1.73927E-03;1.339900E-03	4.50903E-04;1.31326E-03	-2.3936E-03;1.70864E-03	-4.74760E-04;3.00214E-05	-1.08290E-03;1.60074E-03	-2.26087E-04;1.72480E-03
-4.0307E-04;4.8960E-05	-8.28367E-04;17.7761E-04	-1.00728E-03;8.8745E-04	-1.73265E-04;12.7034E-03	-1.59329E-03;12.23809E-03	-2.89520E-04;1.376760E-03	-1.82773E-03;1.04312E-03	-4.0307E-04;4.8960E-05	-8.28367E-04;17.7761E-04	-1.00728E-03;8.8745E-04
-3.52338E-04;1.31597E-04	-4.02308E-04;1.3.09827E-04	-9.92291E-04;15.50477E-04	-7.56488E-05;16.04806E-04	-9.8788E-04;1.16519E-03	-8.95861E-04;14.3926E-03	-5.39986E-04;1.30053E-03	-3.52338E-04;1.31597E-04	-4.02308E-04;1.3.09827E-04	-9.92291E-04;15.50477E-04
-1.68875E-04;1.30954E-04	-1.37329E-04;1.08541E-04	-5.50698E-04;1.328587E-04	-5.88368E-05;1.22749E-04	-4.50334E-04;16.11338E-04	3.74225E-05;12.29407E-03	6.22872E-04;1.7858E-03	-1.68875E-04;1.30954E-04	-1.37329E-04;1.08541E-04	-5.50698E-04;1.328587E-04

A.5.3 Tarde

Figura 105 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1287 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela XC – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1287 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	8.72225E-05	-4.717E+01	1.68854E-05	2.28320E-05
5 ^a Ordem	4.21650E-05	-8.488E+01	9.62921E-06	9.45060E-06
7 ^a Ordem	1.60031E-05	+3.648E+00	6.60245E-06	5.80172E-06
9 ^a Ordem	1.34280E-05	-6.577E+01	4.77202E-06	5.49544E-06
11 ^a Ordem	7.98045E-06	-7.495E+01	3.87302E-06	3.73665E-06
13 ^a Ordem	3.67032E-06	-6.946E+01	2.21852E-06	1.94299E-06
15 ^a Ordem	4.21000E-06	-3.727E+01	1.39100E-06	2.12857E-06

Tabela XCI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1287 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-3.39239E-04-j2.48079E-03	1.94998E-05	+4.041E+01
5 ^a Ordem	-1.24815E-03-j4.59783E-05	4.85126E-05	+1.282E+02
7 ^a Ordem	-1.97733E-04-j1.16471E-03	1.24024E-05	-4.090E+01
9 ^a Ordem	-8.81116E-04-j1.01407E-03	5.13960E-06	+3.018E+00
11 ^a Ordem	-1.16596E-03-j2.09838E-03	9.11566E-06	-6.237E+01
13 ^a Ordem	-7.73262E-04+j8.24535E-04	5.97409E-06	-7.988E+01
15 ^a Ordem	2.97469E-04-j2.11449E-03	5.09186E-06	-5.038E+01

Tabela XCII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1287 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		3.38208E-04	3.83400E+00
5 ^a Ordem		2.22296E-04	-5.5700E+01
7 ^a Ordem		1.28802E-04	-102000E+02
9 ^a Ordem		9.99459E-05	-145600E+02
11 ^a Ordem		2.2995E-05	17800E+02
13 ^a Ordem		1.1424E-05	-4.50400E+01
15 ^a Ordem		1.95854E-05	-3.03700E+00

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
1.9558E-04j2.85254E-03	5.04377E-03j2.8059E-03	6.64070E-03j2.0680E-03	-1.815E-02j2.073E-02	1.82279E-03j1.12427E-02	1.4885E-02j1.76969E-02	-2.55475E-02j2.2683E-02	1.9558E-04j2.85254E-03	5.04377E-03j2.8059E-03	6.64070E-03j2.0680E-03
1.33503E-04j3.25165E-03	2.05090E-03j3.36395E-03	4.0748E-03j5.07229E-03	6.0323E-03j4.1099E-03	3.34403E-03j3.82124E-03	8.21279E-03j6.43782E-04	1.8500E-03j1.83102E-02	1.33503E-04j3.25165E-03	2.05090E-03j3.36395E-03	4.0748E-03j5.07229E-03
-1.68318E-04j2.14847E-03	-9.8512E-04j3.47341E-03	-3.42669E-04j4.4385E-03	5.03096E-03j7.89340E-03	1.4523E-03j1.38655E-03	-6.78954E-04j2.25445E-03	6.68922E-03j5.22807E-04	-1.68318E-04j2.14847E-03	-9.8512E-04j3.47341E-03	-3.42669E-04j4.4385E-03
-8.68208E-04j1.0934E-03	-1.97462E-03j1.69024E-03	-1.88597E-03j1.96479E-03	1.7489E-04j8.09314E-03	-2.43547E-04j3.06540E-03	-2.09147E-03j3.11239E-04	-4.77269E-04j2.47373E-03	-8.68208E-04j1.0934E-03	-1.97462E-03j1.69024E-03	-1.88597E-03j1.96479E-03
-7.02805E-05j2.0959E-04	-7.97507E-04j3.7894E-04	-4.39007E-04j3.55505E-04	-1.17737E-03j2.58604E-03	-1.50955E-03j3.8194E-03	9.00322E-04j6.89725E-04	-3.48085E-03j5.24682E-04	-7.02805E-05j2.0959E-04	-7.97507E-04j3.7894E-04	-4.39007E-04j3.55505E-04
2.8090E-04j8.55023E-05	-1.25638E-04j2.90784E-04	-1.43533E-04j6.04373E-04	6.2584E-05j3.56050E-04	-9.3061E-04j1.48887E-03	2.69477E-04j2.41205E-03	-1.0825E-03j2.51285E-04	2.8090E-04j8.55023E-05	-1.25638E-04j2.90784E-04	-1.43533E-04j6.04373E-04
5.10907E-04j1.59367E-04	1.56664E-04j1.44055E-04	2.13810E-04j4.26324E-04	3.57932E-04j8.76330E-05	-1.68457E-04j5.35868E-04	-6.73619E-04j3.8247E-04	-9.95045E-04j2.7876E-03	5.10907E-04j1.59367E-04	1.56664E-04j1.44055E-04	2.13810E-04j4.26324E-04

A.5.4 Noite

Figura 106 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1287 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela XCIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1287 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	8.38825E-05	-4.183E+01	1.93802E-05	1.85158E-05
5 ^a Ordem	3.76967E-05	-8.372E+01	9.98999E-06	9.61313E-06
7 ^a Ordem	1.66563E-05	-1.373E+01	8.17204E-06	5.21771E-06
9 ^a Ordem	1.42837E-05	-6.879E+01	4.68420E-06	5.78956E-06
11 ^a Ordem	7.06676E-06	-7.074E+01	2.79246E-06	3.38498E-06
13 ^a Ordem	3.17621E-06	-4.219E+01	1.87351E-06	1.50080E-06
15 ^a Ordem	4.97346E-06	-3.050E+01	1.44182E-06	1.81347E-06

Tabela XCIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1287 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-2.22984E-04-j2.87285E-03	4.84978E-05	-1.474E+01
5 ^a Ordem	-9.79786E-04-j1.10411E-03	3.03134E-05	+1.536E+02
7 ^a Ordem	1.68642E-03-j1.84424E-03	3.04090E-05	-6.485E+01
9 ^a Ordem	6.88806E-04-j7.39277E-04	1.24265E-05	-1.086E+02
11 ^a Ordem	-2.02124E-04-j2.42719E-03	1.16176E-05	-5.919E+01
13 ^a Ordem	1.44914E-03-j1.48620E-03	5.85078E-06	+2.044E+01
15 ^a Ordem	1.68825E-03-j5.36776E-03	6.21182E-06	-4.772E+01

Tabela XCV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1287 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente		Matriz de Admitâncias [pu]				
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]				
3 ^a Ordem	154518E-04	2.25500E+01	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem
5 ^a Ordem	120425E-04	-3.40100E+01	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem
7 ^a Ordem	104094E-04	-9.92600E+01	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem
9 ^a Ordem	101068E-04	-139400E+02	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
11 ^a Ordem	5.65503E-05	-161200E+02	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	
13 ^a Ordem	1.38967E-05	-130300E+02	13 ^a Ordem			
15 ^a Ordem	1.30505E-05	-5.82000E+01				

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
2.84175E-03 j3.90154E-05	6.36802E-03 j2.02547E-03	5.01025E-03 j4.84575E-03	-144068E-03 j14.7611E-02	-7.81653E-03 j9.69989E-03	-9.01689E-03 j5.03234E-02	-3.19781E-02 j1.04578E-02
2.58643E-03 j1.4458E-03	3.05625E-03 j2.90663E-03	5.14332E-03 j4.5508E-03	5.55834E-03 j3.56075E-03	-6.82960E-05 j5.40430E-03	3.29675E-03 j1.56596E-02	-8.38807E-03 j8.2264E-03
5.90553E-04 j1.67524E-03	-6.13552E-04 j3.14300E-03	-4.16421E-05 j5.95288E-03	3.6972E-03 j6.59720E-03	2.40833E-03 j1.49908E-03	-4.68674E-03 j1.28707E-03	5.11591E-03 j2.56309E-03
-10792E-03 j7.6514E-04	-1.98923E-03 j1.28206E-03	-1.98016E-03 j2.95172E-03	-5.0938E-04 j6.0534E-03	-1.68833E-04 j5.21480E-03	-2.83964E-03 j5.45796E-03	-2.73918E-03 j1.7555E-03
-10511E-03 j3.57233E-04	-1.03758E-03 j2.88416E-06	-1.06462E-03 j4.88860E-04	-8.18483E-04 j1.81697E-03	-2.17620E-03 j4.07347E-03	1.84598E-03 j6.43158E-03	-4.16666E-03 j4.1200E-05
-4.32681E-04 j2.6355E-04	-2.50427E-04 j1.05949E-04	-2.62579E-04 j1.49892E-04	8.95424E-05 j3.60630E-04	-1.03543E-03 j2.14564E-03	1.87932E-03 j4.68115E-03	4.64846E-04 j3.48876E-03
-6.64253E-05 j1.12510E-04	-1.38576E-05 j9.69778E-05	-1.83456E-04 j8.3817E-05	2.00492E-05 j1.12705E-04	5.75107E-05 j1.2617E-03	9.35708E-04 j7.08659E-04	2.68222E-03 j7.52873E-03

A.6 TRANSFORMADOR 37MNB1490

A.6.1 Madrugada

Figura 107 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1490 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela XCVI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1490 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	3.84324E-05	-6.259E-02	6.39901E-06	9.61573E-06
5 ^a Ordem	3.03718E-05	-6.553E+01	3.88170E-06	4.19809E-06
7 ^a Ordem	2.91053E-05	+5.988E+01	3.08837E-06	3.36941E-06
9 ^a Ordem	2.22906E-05	+4.586E+01	1.58406E-06	1.80475E-06
11 ^a Ordem	5.16908E-06	+4.793E+01	1.48316E-06	2.01853E-06
13 ^a Ordem	6.59096E-06	-5.219E+01	1.27876E-06	1.12902E-06
15 ^a Ordem	3.77358E-06	+3.857E+00	9.26792E-07	5.45773E-07

Tabela XCVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1490 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-3.58712E-05-j2.25429E-03	3.25196E-05	+5.465E+00
5 ^a Ordem	-1.12037E-03-j1.21409E-03	2.65602E-05	+1.562E+02
7 ^a Ordem	-1.20429E-03-j1.71612E-03	3.66508E-06	+1.693E+02
9 ^a Ordem	-2.10273E-03-j2.39347E-04	2.91427E-06	+1.796E+02
11 ^a Ordem	-2.75900E-03-j4.95508E-04	4.99177E-06	+1.295E+02
13 ^a Ordem	-3.21022E-03+j9.88310E-04	8.89051E-07	+1.679E+02
15 ^a Ordem	-3.08523E-03+j9.53346E-05	1.38758E-06	-4.788E+00

Tabela XCVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1490 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	4.0077E-05 -8.07300E+01
5 ^a Ordem	5.20828E-05 -2.70400E+01
7 ^a Ordem	5.29073E-05 -9.20800E+01
9 ^a Ordem	1.99904E-05 -1.38000E+02
11 ^a Ordem	9.66128E-06 -1.73000E+02
13 ^a Ordem	1.79440E-05 1.3100E+02
15 ^a Ordem	1.60058E-05 1.47200E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	-1.04794E-03;2.97765E-03	-3.36516E-04;1.26891E-03	-4.87731E-04;4.99564E-04	1.88750E-03;3.63402E-03	2.7106E-03;1.93827E-03	9.79747E-03;1.17074E-03	6.60962E-04;1.2240E-02		
5 ^a Ordem	5.42454E-04;8.28144E-04	3.44433E-04;1.94429E-03	2.14456E-03;3.53195E-04	3.80663E-03;4.2342E-03	6.03808E-03;4.54553E-04	1.85082E-03;4.616590E-03	3.95774E-03;8.77649E-03		
7 ^a Ordem	-2.18426E-04;1.22220E-04	-2.18447E-05;1.32730E-03	-8.13284E-04;2.91687E-03	3.00401E-03;1.48639E-03	3.31606E-03;2.21778E-03	2.99885E-03;1.18884E-03	2.15755E-03;2.39255E-03		
9 ^a Ordem	-1.00251E-04;4.16349E-04	-4.55907E-04;3.6534E-04	-3.98783E-04;6.32721E-04	-1.53545E-03;1.5147E-03	1.4374E-04;1.989926E-04	1.04821E-04;9.75702E-04	2.74789E-04;2.73698E-03		
11 ^a Ordem	-1.00068E-04;1.22080E-04	-2.39856E-04;3.19560E-05	-4.24369E-04;1.80216E-04	-2.23070E-04;1.05588E-03	-3.45611E-03;4.209638E-04	-1.96924E-03;6.20222E-04	-4.57234E-03;1.79347E-03		
13 ^a Ordem	-1.09384E-04;2.97316E-04	-3.11826E-04;4.03476E-04	-7.64635E-04;4.44787E-04	-1.50012E-03;4.916589E-04	-1.83719E-03;4.4331E-04	-4.57993E-03;1.84505E-04	-3.96079E-03;1.63167E-03		
15 ^a Ordem	-1.60895E-04;2.61074E-04	-3.58029E-04;2.58079E-04	-6.86582E-04;2.28539E-04	-1.42224E-03;1.59387E-05	-1.46073E-03;1.58637E-04	-1.11878E-03;2.84076E-04	-3.08776E-03;1.64026E-03		

A.6.2 Manhã

Figura 108 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1490 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela XCIX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1490 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.63815E-05	-1.408E+01	1.05327E-05	1.24569E-05
5 ^a Ordem	3.51746E-05	-4.755E+01	8.81468E-06	6.36974E-06
7 ^a Ordem	1.22710E-05	-8.241E+01	1.03660E-05	8.99853E-06
9 ^a Ordem	1.47659E-05	+3.023E+01	4.21143E-06	9.91942E-06
11 ^a Ordem	9.95219E-07	+7.631E+01	2.01655E-06	4.37754E-06
13 ^a Ordem	2.61685E-06	-4.758E+01	2.26600E-06	2.05801E-06
15 ^a Ordem	2.51525E-06	-1.952E+01	1.52867E-06	1.58085E-06

Tabela C – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1490 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-1.34103E-03-j1.66978E-03	4.00514E-05	-8.449E+01
5 ^a Ordem	-6.24094E-04-j8.91890E-04	2.96939E-05	+1.572E+02
7 ^a Ordem	-2.32019E-03+j1.83216E-04	3.17216E-05	+1.423E+02
9 ^a Ordem	3.10796E-04-j2.56082E-03	3.29780E-05	+1.702E+02
11 ^a Ordem	-1.66051E-03-j3.80648E-05	3.75479E-06	+1.408E+02
13 ^a Ordem	-3.20813E-04+j1.26978E-03	3.32096E-06	+1.722E+02
15 ^a Ordem	-8.00355E-04+j2.52248E-03	2.53432E-06	+2.172E+01

Tabela CI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1490 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	6.63774E-05 -134.00E+02
5 ^a Ordem	2.66156E-05 168900E+02
7 ^a Ordem	2.69386E-05 -3.89400E+01
9 ^a Ordem	6.09666E-05 -125300E+02
11 ^a Ordem	5.69367E-05 -128500E+02
13 ^a Ordem	1.30128E-05 -103500E+02
15 ^a Ordem	1.12050E-05 -6.04600E+01

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
-182340E-03;j184600E-03	-2.1419E-04;j4.62669E-04	132339E-04;j7.5469E-04	188962E-03;j5.0412E-03	-2.38303E-03;j2.40159E-03	3.74712E-03;j5.55289E-03	-6.41259E-03;j2.47700E-03
3.27906E-04;j8.98903E-04	-3.13102E-04;j1.1690E-03	-2.33128E-04;j2.02572E-04	6.09726E-04;j2.86463E-03	2.85603E-05;j183642E-04	-4.44208E-04;j5.11949E-03	4.56279E-03;j132559E-03
1.57764E-03;j4.30922E-04	1.27474E-03;j149828E-03	6.13007E-04;j185249E-03	4.59693E-03;j2.95605E-03	3.07093E-03;j8.77475E-04	3.91146E-03;j3.47453E-03	6.93604E-03;j2.09500E-04
-9.27488E-04;j1.78662E-03	-1.53927E-03;j9.67391E-04	-1.71650E-03;j1.4817E-03	-6.4788E-04;j5.4792E-03	-3.67681E-04;j3.43584E-03	2.76428E-04;j8.11544E-05	-1.47720E-03;j7.08821E-03
-1.74074E-04;j1.6219E-04	-6.6174E-04;j1.00061E-03	-5.29344E-04;j1.56830E-03	2.47215E-03;j1.72962E-03	-1.50491E-03;j3.02176E-03	1.49855E-03;j2.79715E-03	3.29286E-03;j8.79480E-04
-2.67906E-04;j2.10854E-04	-8.30484E-05;j5.11256E-05	-2.73265E-05;j1.01545E-04	-1.28182E-04;j1.27611E-03	-3.07151E-04;j5.37659E-04	4.76403E-04;j2.36439E-04	6.03814E-04;j1.64304E-03
9.39853E-05;j1.68283E-04	-9.33614E-05;j2.45972E-04	-1.53927E-04;j3.82015E-04	2.32376E-04;j2.7105E-04	1.97671E-06;j6.54684E-04	9.58809E-05;j5.00814E-05	-4.19278E-04;j1.91934E-04

A.6.3 Tarde

Figura 109 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1490 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela CII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1490 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.54781E-05	-2.212E+01	1.18086E-05	9.28558E-06
5 ^a Ordem	3.55588E-05	-3.853E+01	6.26814E-06	5.39596E-06
7 ^a Ordem	8.02943E-06	-4.864E+01	9.49089E-06	4.35996E-06
9 ^a Ordem	8.98774E-06	+8.091E+00	3.63480E-06	8.11486E-06
11 ^a Ordem	1.21164E-06	+6.337E+01	1.62847E-06	2.93560E-06
13 ^a Ordem	1.00973E-06	+5.695E+01	1.23826E-06	1.96617E-06
15 ^a Ordem	2.34295E-06	-1.921E+01	1.09159E-06	1.21581E-06

Tabela CIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1490 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-2.74561E-04-j2.22097E-03	3.98962E-05	-2.830E+01
5 ^a Ordem	-3.69177E-04-j5.67787E-04	3.26021E-05	+1.562E+02
7 ^a Ordem	-2.16858E-04-j1.09740E-03	1.30972E-05	-1.617E+02
9 ^a Ordem	6.55349E-04-j4.88799E-03	5.07878E-05	+1.531E+02
11 ^a Ordem	-1.08208E-03+j1.17757E-05	1.86053E-06	+1.157E+02
13 ^a Ordem	-3.08577E-04-j1.65879E-05	8.25169E-07	+1.912E+01
15 ^a Ordem	-1.35206E-03+j3.41701E-04	1.32847E-06	-3.216E+00

Tabela CIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1490 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.23686E-05 9.14900E+01
5 ^a Ordem	4.95429E-05 -4.57600E+01
7 ^a Ordem	1.02268E-04 -5.82300E+01
9 ^a Ordem	1.6912E-04 -1.40700E+02
11 ^a Ordem	4.38394E-05 -1.34900E+02
13 ^a Ordem	1.13290E-05 -1.37300E+02
15 ^a Ordem	1.72742E-05 -1.07300E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem			
3 ^a Ordem	-7.16384E-04;j1.57702E-03	-3.92905E-04;j2.65399E-04	-2.26489E-04;j1.41012E-03	-4.09789E-03;j2.64384E-03	-1.37169E-03;j2.14939E-03	-2.88905E-03;j3.0927E-03	-4.6707E-03;j9.96696E-03		
5 ^a Ordem	4.21734E-04;j7.37340E-04	7.79374E-04;j1.21480E-03	2.17520E-03;j2.82772E-04	3.84373E-03;j2.97163E-03	1.96216E-03;j2.00759E-03	1.60368E-04;j1.75325E-03	-4.81896E-03;j1.23634E-03		
7 ^a Ordem	9.82670E-04;j6.23443E-04	1.68666E-03;j1.99833E-03	2.14090E-03;j2.6855E-03	8.48259E-03;j3.06646E-03	3.23018E-03;j8.28749E-04	1.43845E-03;j2.36857E-03	4.31068E-03;j7.16068E-03		
9 ^a Ordem	-9.82806E-04;j1.4688E-03	-2.4908E-03;j2.03787E-03	-2.55182E-03;j3.29353E-03	3.33549E-04;j8.94108E-03	3.80744E-04;j5.88628E-03	9.4911E-04;j1.48479E-03	5.64265E-03;j6.2927E-03		
11 ^a Ordem	-5.59069E-04;j1.57616E-04	-6.29598E-04;j4.77679E-04	-8.41490E-04;j8.98188E-04	3.05018E-04;j2.80955E-04	-1.8542E-03;j2.82423E-03	1.25778E-03;j3.09228E-03	2.11084E-03;j9.77967E-05		
13 ^a Ordem	-4.94622E-04;j2.13742E-04	-2.96123E-04;j1.84447E-04	-5.05522E-04;j3.12462E-05	-1.24645E-03;j1.05928E-03	-7.77684E-04;j9.40327E-04	2.59595E-04;j1.18896E-03	-1.02530E-03;j1.46025E-03		
15 ^a Ordem	-9.40818E-05;j1.06497E-04	-1.18197E-04;j3.61719E-04	-2.20908E-04;j3.26412E-04	6.33885E-04;j4.1449E-04	2.30132E-04;j8.57524E-04	-2.48128E-04;j4.97330E-05	1.23608E-05;j1.03212E-04		

A.6.4 Noite

Figura 110 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB1490 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela CV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB1490 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	7.31472E-05	-2.233E+01	1.13475E-05	1.43475E-05
5 ^a Ordem	3.54349E-05	-6.790E+01	7.91365E-06	6.13344E-06
7 ^a Ordem	2.10828E-05	+1.964E+01	4.26566E-06	7.04183E-06
9 ^a Ordem	2.04799E-05	+4.525E+01	2.46943E-06	4.16100E-06
11 ^a Ordem	9.81807E-06	+4.788E+01	2.79581E-06	2.40474E-06
13 ^a Ordem	5.40470E-06	+6.821E+01	1.95228E-06	2.09318E-06
15 ^a Ordem	3.81340E-06	-1.783E+01	1.60022E-06	2.45765E-06

Tabela CVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB1490 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.61960E-04-j2.59811E-03	5.02276E-05	-2.851E+00
5 ^a Ordem	-1.48479E-03-j2.13435E-03	3.50106E-05	-1.749E+02
7 ^a Ordem	-1.32852E-03-j2.73101E-03	1.45950E-05	-1.532E+02
9 ^a Ordem	-1.31761E-03-j1.05710E-03	1.08753E-05	+1.749E+02
11 ^a Ordem	-3.22146E-03-j1.40629E-03	1.53228E-06	+1.157E+01
13 ^a Ordem	-2.37382E-03-j1.99749E-03	6.31615E-06	+9.104E+00
15 ^a Ordem	-1.44998E-03-j9.01245E-03	8.63760E-06	-8.082E+01

Tabela CVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB1490 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	123205E-04 -8.95600E+01
5 ^a Ordem	105389E-04 -1.8200E+02
7 ^a Ordem	9.78936E-05 -105600E+02
9 ^a Ordem	8.53247E-05 -14700E+02
11 ^a Ordem	3.4514E-05 -120500E+02
13 ^a Ordem	1.60790E-05 -142700E+02
15 ^a Ordem	2.66898E-06 -1.1600E+02

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
-7.48402E-04;j3.78499E-03	-1.01413E-03;j19.4465E-03	-2.84346E-03;j120845E-03	5.07862E-03;j2.5032E-03	3.98008E-03;j2.29170E-03	-9.35745E-03;j179533E-03	8.23749E-03;j8.0342E-03
-1.56072E-04;j9.11170E-04	-1.66095E-03;j3.64300E-03	-3.37730E-04;j3.8399E-03	4.82873E-03;j4.7032E-03	1.38754E-03;j2.8866E-03	-4.25982E-04;j7.21662E-03	5.67750E-04;j3.7088E-03
-1.74480E-04;j9.08678E-04	-1.77488E-04;j2.2301E-03	-1.78908E-03;j5.03938E-03	5.17980E-03;j1.88844E-03	1.44351E-03;j2.98525E-03	-6.50201E-04;j6.29690E-03	1.95587E-03;j9.8014E-03
-4.55402E-04;j9.62998E-04	-4.35138E-04;j1.62428E-03	-7.4789E-04;j3.5666E-03	1.79287E-03;j3.87348E-03	1.41195E-03;j3.91437E-03	1.5595E-03;j4.6999E-03	1.68359E-03;j10.4523E-02
-5.04586E-04;j2.07932E-04	-4.32690E-04;j2.81622E-04	-5.27163E-04;j1.28134E-03	1.62544E-04;j5.01913E-04	-2.92603E-03;j3.04907E-03	3.05355E-03;j3.21653E-03	-3.35998E-03;j1.30652E-03
-2.12013E-04;j1.14665E-04	-3.41185E-04;j5.7886E-05	-1.84700E-04;j4.02232E-04	-4.7580E-04;j4.00243E-04	-1.13698E-03;j1.30064E-03	1.07852E-04;j2.96058E-03	-1.43734E-03;j7.77915E-03
1.82118E-05;j107824E-04	-3.53378E-05;j3.67973E-05	6.2758E-05;j4.88477E-04	1.36436E-04;j13205E-04	-1.30416E-03;j2.65857E-04	1.84579E-03;j6.48789E-04	-1.17162E-03;j9.53858E-03

A.7 TRANSFORMADOR 37MNB400

A.7.1 Madrugada

Figura 111 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB400 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela CVIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB400 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3ª Ordem	6.84584E-05	-1.753E+00	5.81653E-06	6.73424E-06
5ª Ordem	4.71864E-05	-2.355E+01	3.18967E-06	3.90842E-06
7ª Ordem	1.84339E-05	-3.977E+01	2.66865E-06	2.83788E-06
9ª Ordem	1.15551E-05	-6.201E+01	2.39296E-06	2.01266E-06
11ª Ordem	8.32100E-06	+7.868E+01	1.04622E-06	1.96488E-06
13ª Ordem	7.73338E-06	+5.594E+01	1.48217E-06	1.68614E-06
15ª Ordem	4.26115E-06	+2.227E+01	8.98593E-07	6.96687E-07

Tabela CIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB400 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3ª Ordem	-1.35528E-04-j1.50374E-04	6.49753E-05	-1.789E+02
5ª Ordem	7.60270E-06-j3.88017E-04	4.50837E-05	+1.631E+02
7ª Ordem	5.85460E-04-j8.85189E-04	8.80981E-06	+1.651E+02
9ª Ordem	4.78119E-03-j4.76094E-03	1.80302E-05	-1.720E+02
11ª Ordem	-1.91213E-03-j2.82861E-03	4.20169E-06	+7.313E+01
13ª Ordem	-3.27561E-03-j5.40578E-03	8.53079E-06	+4.363E+01
15ª Ordem	7.28188E-04+j2.96158E-05	4.07648E-06	+3.263E+01

Tabela CX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB400 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1,22918E-04 1E200E+02
5 ^a Ordem	4,91483E-05 108800E+02
7 ^a Ordem	7,43517E-05 -6,90700E+01
9 ^a Ordem	6,54544E-05 -140500E+02
11 ^a Ordem	2,25488E-05 176300E+02
13 ^a Ordem	6,79209E-06 175900E+02
15 ^a Ordem	6,74218E-06 176200E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	4,49210E-05+j1,83900E-03	6,74138E-04+j2,8740E-03	-9,57532E-04+j4,99670E-03	-9,38E24E-03+j2,02162E-02	6,82361E-04+j1,22083E-02	-143,774E-02+j9,86396E-03	-2,28570E-02+j5,76903E-03		
5 ^a Ordem	1,37574E-03+j6,81776E-05	6,85036E-04+j1,58427E-04	9,3329E-04+j5,68898E-04	2,04338E-03+j6,39923E-03	6,33006E-03+j7,30508E-03	-114609E-03+j9,0792E-03	-7,82353E-03+j1,76427E-02		
7 ^a Ordem	6,6175E-05+j2,4109E-03	2,57455E-04+j2,1E80E-03	6,66423E-04+j3,23851E-03	6,23759E-03+j6,80636E-03	1,50482E-03+j3,1E201E-04	-2,02668E-04+j13,1350E-03	2,59481E-03+j1,79955E-03		
9 ^a Ordem	-7,95833E-04+j5,29542E-04	-1,37914E-03+j8,44043E-04	-1,64558E-03+j17,385E-03	-8,1656E-04+j7,98008E-03	-3,62631E-03+j1,5947E-03	-3,73636E-03+j10,8699E-03	-2,91303E-03+j4,45166E-03		
11 ^a Ordem	-145,120E-04+j3,4194E-04	-5,58841E-04+j1,6745E-04	-5,5418E-04+j3,46800E-04	142,059E-03+j6,33838E-04	-3,08558E-03+j1,64626E-03	9,60210E-05+j2,82733E-05	-6,45067E-04+j2,1332E-03		
13 ^a Ordem	-4,23745E-04+j1,22713E-04	-3,58998E-04+j2,45445E-04	-7,0405E-04+j2,58597E-04	5,29378E-04+j2,30556E-03	-2,12742E-03+j1,39560E-03	-8,94316E-04+j4,05958E-03	1,65507E-03+j5,55502E-07		
15 ^a Ordem	-3,73145E-04+j1,34626E-04	-2,4435E-04+j2,03405E-04	-8,49818E-04+j9,6586E-05	-1,15505E-03+j10,679E-03	-10,157E-03+j8,55415E-04	-194,384E-03+j8,7479E-04	-1,66864E-04+j3,32606E-03		

A.7.2 Manhã

Figura 112 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB400 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela CXI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB400 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	8.32624E-05	-2.595E+00	1.28612E-05	1.20403E-05
5 ^a Ordem	4.34754E-05	-2.493E+01	7.15619E-06	4.97145E-06
7 ^a Ordem	1.65096E-05	-3.482E+01	3.11619E-06	5.09838E-06
9 ^a Ordem	1.27533E-05	-4.694E+01	2.32267E-06	3.14822E-06
11 ^a Ordem	8.07210E-06	+8.081E+01	2.23003E-06	1.85084E-06
13 ^a Ordem	8.51932E-06	+4.783E+01	1.94056E-06	1.39805E-06
15 ^a Ordem	4.46135E-06	+4.124E+01	1.14059E-06	1.48884E-06

Tabela CXII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB400 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-9.30429E-04+j4.66462E-04	1.00874E-04	-1.700E+02
5 ^a Ordem	-5.02179E-04-j6.11138E-04	4.75767E-05	+1.674E+02
7 ^a Ordem	-3.00210E-04-j5.27296E-04	1.74052E-05	+1.642E+02
9 ^a Ordem	1.15819E-03+j6.69401E-04	9.51570E-06	+1.379E+02
11 ^a Ordem	-6.59103E-04-j1.78441E-03	6.77241E-06	+7.127E+01
13 ^a Ordem	-1.28990E-03-j2.71686E-03	8.89202E-06	+5.065E+01
15 ^a Ordem	-6.13073E-04-j8.27695E-04	5.34339E-06	+3.181E+01

Tabela CXIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB400 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		153849E-04	123400E+02
5 ^a Ordem		108805E-04	-160700E+02
7 ^a Ordem		7.78979E-05	-149300E+02
9 ^a Ordem		5.15489E-05	-132600E+02
11 ^a Ordem		1.73899E-05	-5.91000E+01
13 ^a Ordem		2.10722E-05	2.06500E+01
15 ^a Ordem		1.67119E-05	6.03800E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
124472E-03+j1.36488E-05	-5.63764E-04+j3.8686E-03	-1.5528E-03+j5.12792E-03	-1.8470E-03+j9.43789E-03	1.83642E-02+j8.92882E-03	-8.43725E-03+j3.47567E-02	-1.998E-03+j2.58079E-02			
4.27418E-05-j1.40005E-04	-2.83057E-03-j2.16531E-03	-4.47227E-04+j4.03543E-03	-7.43802E-03-j5.69945E-03	-1.33754E-03-j1.75585E-03	5.95265E-03+j4.97099E-04	-1.88723E-03+j7.4080E-03			
-1.25087E-03-j4.658E-04	-1.76004E-03-j6.6525E-04	-2.46527E-03-j1.86966E-03	-4.64566E-03-j6.32193E-03	-7.6622E-03+j3.57334E-04	-5.43352E-03-j8.01315E-03	-5.1828E-03-j7.92666E-03			
-9.97250E-04+j5.97209E-04	-9.93741E-04+j6.34677E-04	-1.3515E-03-j1.07643E-03	-3.29830E-04-j5.66745E-03	-3.59530E-03+j1.36501E-04	-5.43813E-03-j1.99429E-03	-3.88783E-03-j3.86118E-03			
1.68003E-04+j2.89738E-04	3.66535E-05-j6.22177E-04	4.8381E-04-j5.53832E-04	3.28289E-03-j7.99082E-04	-2.9321E-04-j2.01243E-03	1.97060E-03-j5.89553E-04	-5.48976E-06+j3.5651E-03			
2.24279E-04+j1.44300E-04	3.7356E-04+j2.05521E-05	7.47747E-04+j2.08590E-04	1.82703E-03+j2.3981E-03	-8.06734E-04-j5.8733E-04	7.06666E-04-j2.41865E-03	-5.63790E-04+j1.43257E-03			
-1.76308E-04-j2.6693E-04	2.63133E-04+j4.96522E-04	1.5591E-04+j8.24971E-04	-5.64240E-04-j1.97866E-03	-1.24457E-03+j1.21062E-03	-1.78820E-03+j4.49854E-05	-1.85693E-03-j1.93766E-03			

A.7.3 Tarde

Figura 113 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB400 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela CXIV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB400 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	8.54782E-05	-6.199E-01	1.74910E-05	8.25623E-06
5 ^a Ordem	4.79098E-05	-2.225E+01	5.64519E-06	5.95890E-06
7 ^a Ordem	1.95418E-05	-3.980E+01	2.79113E-06	3.56128E-06
9 ^a Ordem	1.28471E-05	-5.870E+01	2.23501E-06	2.39606E-06
11 ^a Ordem	7.39016E-06	+6.534E+01	2.51764E-06	1.93094E-06
13 ^a Ordem	8.75104E-06	+3.570E+01	1.69584E-06	1.48529E-06
15 ^a Ordem	5.21880E-06	+3.825E+01	8.17010E-07	1.17802E-06

Tabela CXV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB400 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.45533E-03-j4.86606E-03	6.49176E-05	-4.125E+00
5 ^a Ordem	-7.79610E-04-j4.67926E-04	5.73779E-05	+1.675E+02
7 ^a Ordem	-1.17524E-03+j5.59271E-06	2.94204E-05	+1.496E+02
9 ^a Ordem	-2.81315E-04+j2.21829E-03	1.10525E-05	+1.003E+02
11 ^a Ordem	-1.16343E-03-j6.53078E-04	6.16736E-06	+5.793E+01
13 ^a Ordem	-7.91047E-04-j8.18205E-04	9.01143E-06	+3.712E+01
15 ^a Ordem	1.28200E-03+j6.35924E-04	5.13034E-06	+5.654E+01

Tabela CXVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB400 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1,9699E-04 -195500E+01
5 ^a Ordem	7,69163E-05 140600E+02
7 ^a Ordem	2,64264E-05 17000E+02
9 ^a Ordem	6,42635E-05 -146000E+02
11 ^a Ordem	4,76148E-05 -139200E+02
13 ^a Ordem	6,26540E-06 163400E+02
15 ^a Ordem	2,77817E-05 9,46200E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	2,01504E-03+j4,42699E-03	189618E-03+j155063E-03	2,81177E-03+j9,28750E-05	1,20976E-02+j4,09744E-04	2,9572E-03-j5,7995E-03	-6,26774E-03+j8,00364E-03	5,0098E-04+j2,0627E-03		
5 ^a Ordem	1,1798E-03+j4,70602E-04	-9,18577E-04+j154456E-04	-2,44406E-04+j3,8622E-04	3,62024E-04-j2,19947E-04	-3,99756E-03+j1,45396E-03	-5,67954E-03-j3,39739E-04	-5,98053E-03-j1,9196E-03		
7 ^a Ordem	3,10825E-04+j17293E-04	-5,71541E-04+j6,01405E-04	-7,6589E-04+j5,10002E-04	4,4083E-04-j129659E-03	-3,97458E-03+j9,68393E-05	-105085E-03-j2,64000E-03	-15,905E-03-j1,6781E-03		
9 ^a Ordem	-6,74848E-04+j3,95708E-04	-1,69480E-03+j9,883E-04	-1,82233E-03+j9,834E-03	-1,45550E-03-j3,93452E-03	-2,63247E-03-j2,06677E-03	14,886E-05-j2,2263E-03	-3,69573E-04-j6,59964E-04		
11 ^a Ordem	-4,9534E-04+j13,02E-04	-9,35459E-04+j8,88445E-04	-8,98891E-04+j1,58188E-03	103259E-03-j2,64782E-03	-1,46237E-03-j4,20498E-03	3,79392E-03-j2,04780E-03	3,27894E-03+j3,8549E-04		
13 ^a Ordem	5,95698E-05+j4,86838E-04	-2,34326E-05-j2,45452E-04	3,70574E-04+j4,63874E-04	1,27282E-03+j3,1685E-04	-5,64626E-04+j1,14726E-03	1,46323E-03-j1,92375E-03	2,54628E-03+j9,81223E-04		
15 ^a Ordem	-3,7630E-05+j4,10039E-04	102506E-04+j6,60666E-04	6,19823E-05+j7,66365E-04	-2,70092E-04+j1,62482E-03	-9,38891E-04+j1,06255E-03	-9,78343E-04+j3,1809E-04	2,51615E-04+j4,29922E-04		

A.7.4 Noite

Figura 114 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB400 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela CXVII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB400 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.13130E-04	-8.812E+00	2.13477E-05	1.40953E-05
5 ^a Ordem	4.93924E-05	-1.433E+01	8.67037E-06	8.97625E-06
7 ^a Ordem	2.07613E-05	-3.054E+01	3.60522E-06	5.87448E-06
9 ^a Ordem	1.00217E-05	-5.396E+01	2.80031E-06	2.44038E-06
11 ^a Ordem	7.98108E-06	+2.770E+01	2.91731E-06	2.75627E-06
13 ^a Ordem	1.00105E-05	+1.713E+01	1.81932E-06	2.62114E-06
15 ^a Ordem	3.35426E-06	+3.800E+01	2.16491E-06	1.66380E-06

Tabela CXVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB400 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.32473E-03-j2.96629E-03	2.45013E-05	+6.975E+01
5 ^a Ordem	-1.12898E-03-j2.07266E-03	6.97444E-05	-1.690E+02
7 ^a Ordem	1.27957E-04-j6.93368E-04	2.07028E-05	+1.655E+02
9 ^a Ordem	1.59068E-03-j3.38188E-03	1.41024E-05	+1.656E+02
11 ^a Ordem	-2.33558E-03-j2.59365E-03	9.15228E-06	-4.613E+00
13 ^a Ordem	2.12608E-03-j5.58636E-03	8.99167E-06	+2.824E+01
15 ^a Ordem	3.03290E-03-j4.12988E-03	9.97590E-06	+5.080E+01

Tabela CXIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB400 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Angulo [°]
3 ^a Ordem	2.95655E-04 153900E+01
5 ^a Ordem	1.70605E-04 -3.75600E+01
7 ^a Ordem	1.02772E-04 -7.25500E+01
9 ^a Ordem	5.9481E-05 -12.7900E+02
11 ^a Ordem	3.75588E-05 169000E+02
13 ^a Ordem	1.6049E-05 122000E+02
15 ^a Ordem	1.49823E-05 4.58800E+01

Matriz de Admitâncias [pu]							
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	
3 ^a Ordem	4.68690E-03+j3.51634E-03	7.89968E-03+j15.4004E-03	12.470E-02+j6.9646E-05	-9.7608E-03+j9.9368E-03	7.51669E-03+j2.7059E-03	-3.38279E-02+j1.48675E-02	6.53974E-03+j8.2062E-03
5 ^a Ordem	2.10804E-03+j3.73944E-03	2.15049E-03+j4.86603E-03	5.20669E-03+j8.67380E-03	-6.82593E-04+j8.09334E-04	10315E-02+j4.79216E-03	-8.69790E-03+j5.20773E-03	3.99893E-03+j9.74993E-04
7 ^a Ordem	5.34745E-04+j2.30177E-03	2.81180E-04+j3.26292E-03	5.4701E-04+j7.06638E-03	2.04827E-03+j7.05987E-03	4.66457E-03+j3.26105E-03	-1.36784E-03+j6.62367E-03	3.02562E-03+j2.55272E-03
9 ^a Ordem	-2.99406E-04+j4.2717E-04	-7.6020E-04+j1.23286E-03	-8.07150E-04+j2.58016E-03	3.12494E-03+j5.92230E-03	-6.20284E-04+j2.30734E-03	3.1136E-04+j5.09098E-04	8.45029E-04+j4.4749E-04
11 ^a Ordem	-4.54674E-04+j6.73485E-04	-4.71884E-04+j7.18648E-04	-7.8365E-04+j4.96302E-04	1.18119E-03+j1.37150E-03	-3.16878E-03+j7.52517E-04	1.57780E-03+j4.22228E-03	-4.25509E-04+j1.4777E-03
13 ^a Ordem	-1.62774E-04+j3.91435E-04	-3.48273E-04+j6.90381E-04	-2.47164E-04+j2.03103E-04	-9.18218E-04+j2.4902E-04	-3.37400E-03+j1.11407E-03	2.23003E-03+j5.08968E-03	-1.02452E-03+j2.16045E-03
15 ^a Ordem	4.5438E-05+j1.70118E-04	9.45498E-05+j3.5304E-04	2.34083E-04+j2.88626E-05	-1.84948E-04+j1.32492E-04	-1.58756E-03+j1.85547E-03	2.26310E-04+j6.97496E-04	8.2535E-04+j6.2274E-03

A.8 TRANSFORMADOR 37MNB427

A.8.1 Madrugada

Figura 115 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB427 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela CXX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB427 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	3.35658E-05	-9.269E-01	8.10658E-06	5.09219E-06
5 ^a Ordem	2.22223E-05	-3.540E+01	4.08229E-06	2.93220E-06
7 ^a Ordem	6.54559E-06	-5.650E+01	1.92142E-06	1.87945E-06
9 ^a Ordem	9.18888E-06	-1.536E+01	7.67141E-07	1.30522E-06
11 ^a Ordem	4.77183E-06	-8.372E+01	1.18789E-06	1.32942E-06
13 ^a Ordem	4.44473E-06	+5.896E+01	9.81078E-07	9.08378E-07
15 ^a Ordem	4.66611E-06	+3.919E+01	5.79126E-07	5.16291E-07

Tabela CXXI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB427 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.06098E-02-j3.33410E-03	2.29401E-05	+2.082E+01
5 ^a Ordem	3.88862E-04-j2.34758E-03	3.63960E-05	+1.627E+02
7 ^a Ordem	-1.15064E-03-j2.44329E-04	1.10605E-05	+1.606E+02
9 ^a Ordem	-6.69975E-04-j2.35781E-04	1.13724E-05	+1.752E+02
11 ^a Ordem	8.03232E-04-j9.09502E-04	2.32437E-06	+1.218E+02
13 ^a Ordem	-1.71544E-03-j1.39662E-03	4.69713E-06	+3.482E+01
15 ^a Ordem	-3.21278E-03-j1.08492E-03	4.79093E-06	+4.400E+01

Tabela CXXII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB427 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	9.72503E-05 1.8600E+02
5 ^a Ordem	8.53843E-05 153200E+02
7 ^a Ordem	5.0314E-05 -145600E+02
9 ^a Ordem	3.70162E-05 -126400E+02
11 ^a Ordem	1.8848 E-05 -1.1600E+02
13 ^a Ordem	8.29343E-07 -5.93400E+01
15 ^a Ordem	6.10306E-06 126900E+02

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
15567E-03;1109066E-03	-9.8441E-04;13829E-03	-179773E-03;220974E-03	-137652E-02;107549E-04	108009E-03;142578E-02	-114647E-02;189673E-02	-2.47343E-02;119214E-02
2.09257E-04;157879E-04	-197992E-03;106779E-04	-186048E-03;855603E-04	-8.27604E-03;3.38970E-03	-15728E-03;44.2659E-03	-3.1060E-03;9.07.89E-03	-126506E-02;44.2578E-03
-3.6069E-04;3.60955E-04	-6.73195E-04;6.77042E-04	-1.6512E-03;133705E-03	-1.89394E-04;6.72749E-03	-159277E-03;2.39143E-04	4.51940E-04;4.97655E-03	-4.73286E-03;116393E-03
-4.74979E-04;2.9467E-04	-4.5082E-04;6.59470E-04	-2.8786E-04;7.87203E-04	181060E-03;3.84422E-03	-15587E-03;172990E-03	-193346E-03;6.2025E-04	13201E-03;9.92976E-04
-2.0817E-04;6.82977E-05	-1.85693E-04;3.07800E-04	-2.24696E-04;4.7403E-04	3.23907E-03;106547E-04	-2.59807E-03;12.08542E-03	-9.61873E-04;3.8561E-03	3.01284E-03;158060E-04
-9.41723E-05;118630E-04	-2.20343E-05;123277E-04	-3.8181E-04;7.36934E-05	9.56000E-04;194362E-03	-16296E-03;1120089E-03	-12044E-03;3.94175E-03	7.05466E-04;8.68325E-04
-2.18327E-04;1.87805E-04	-1.45197E-04;2.5634E-04	-4.93185E-04;165205E-04	-7.22823E-04;6.48079E-04	-154847E-03;4.36396E-04	-9.93553E-05;1.49049E-03	-5.99432E-04;2.54340E-03

A.8.2 Manhã

Figura 116 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB427 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela CXXIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB427 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.63458E-05	-5.329E+00	1.06877E-05	7.68610E-06
5 ^a Ordem	2.77178E-05	-1.610E+01	9.02670E-06	5.99829E-06
7 ^a Ordem	9.97978E-06	-2.876E+01	6.46076E-06	2.87484E-06
9 ^a Ordem	9.54811E-06	-3.191E+01	1.58664E-06	2.13763E-06
11 ^a Ordem	4.76701E-06	-7.785E+01	2.34231E-06	1.87159E-06
13 ^a Ordem	3.82280E-06	+4.999E+01	1.97098E-06	1.17024E-06
15 ^a Ordem	3.57251E-06	+3.366E+01	9.06580E-07	8.52052E-07

Tabela CXXIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB427 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.53603E-03-j1.84685E-03	3.42840E-05	+7.963E+01
5 ^a Ordem	1.14909E-03-j8.30975E-04	1.30638E-05	-1.609E+02
7 ^a Ordem	-9.60201E-04-j9.97901E-04	1.84589E-05	-1.699E+02
9 ^a Ordem	-4.59120E-04+j9.49856E-04	8.09788E-06	+1.330E+02
11 ^a Ordem	-4.27911E-04-j9.46167E-04	3.87309E-06	+9.521E+01
13 ^a Ordem	-9.95533E-04-j2.23945E-03	5.00852E-06	+4.805E+01
15 ^a Ordem	2.80726E-04-j5.98590E-04	4.30348E-06	+3.847E+01

Tabela CXXV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB427 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		140540E-04	10500E+02
5 ^a Ordem		5,3640 E-05	10800E+02
7 ^a Ordem		4,72806E-05	145700E+02
9 ^a Ordem		4,59954E-05	-147600E+02
11 ^a Ordem		2,82380E-05	-17000E+02
13 ^a Ordem		7,77928E-06	-9,90200E+01
15 ^a Ordem		9,65877E-06	6,04700E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	1,94256E-03+j8,07605E-04	5,87558E-04+j3,4193E-03	-9,70308E-04+j3,34593E-03	-9,8966E-03+j1,9317E-02	-4,1023E-03+j6,77519E-03	-4,42158E-03+j143512E-03	-6,30622E-03+j626525E-03		
5 ^a Ordem	1,24809E-03+j8,38934E-05	-7,869E-04+j5,7987E-04	3,4367E-04+j2,90295E-04	-6,91128E-03+j235320E-03	-8,83765E-04+j2,46764E-03	-2,24413E-03+j7,5023E-03	-5,4587E-03+j6,4071E-04		
7 ^a Ordem	4,8120E-04+j3,89620E-05	-1,13576E-03+j2,2459E-04	-16405E-03-j2,38647E-04	-5,59727E-03-j2,88702E-03	-162669E-03+j193225E-04	-3,93326E-03+j4,8903E-03	-2,62847E-03-j2,40333E-04		
9 ^a Ordem	-7,74761E-04+j124479E-04	-8,33791E-04+j5,2557E-04	-9,38467E-04+j5,72304E-04	-175165E-03+j4,05361E-03	-1,15668E-03+j4,6610E-04	-147758E-03+j166283E-03	-2,02309E-03+j184766E-03		
11 ^a Ordem	-6,46543E-04+j2,08470E-04	-4,0758E-04+j5,03992E-04	-3,73670E-04+j2,74089E-04	17979E-03-j2,546E-03	-2,112297E-03+j45259E-03	-18085E-03-j2,60044E-03	8,24861E-04-j2,73645E-04		
13 ^a Ordem	-2,88488E-04+j119479E-04	-2,36471E-04+j8,6276E-05	-3,2318E-04+j4,49033E-05	1,10023E-03+j4,06506E-05	-165440E-03-j8,21828E-04	-8,31936E-04-j3,94576E-03	8,15193E-04+j4,5444E-04		
15 ^a Ordem	1,60468E-04+j2,58956E-05	-4,59058E-05+j1,4601E-04	-6,69796E-05-j8,27583E-07	2,42388E-04+j10341E-03	-9,8548E-04+j3,54079E-04	5,36640E-04-j19127E-03	8,23324E-04-j7,27523E-04		

A.8.3 Tarde

Figura 117 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB427 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela CXXVI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB427 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	5.89266E-05	-4.728E+00	1.52737E-05	8.96627E-06
5 ^a Ordem	3.22176E-05	-1.563E+01	7.08287E-06	7.55463E-06
7 ^a Ordem	1.33167E-05	-2.461E+01	4.91152E-06	4.04692E-06
9 ^a Ordem	1.12160E-05	-3.206E+01	2.62272E-06	2.08186E-06
11 ^a Ordem	4.35997E-06	-8.330E+01	2.74599E-06	1.91317E-06
13 ^a Ordem	3.48116E-06	+2.089E+01	2.40419E-06	2.29136E-06
15 ^a Ordem	4.20114E-06	+2.635E+01	1.55057E-06	1.01132E-06

Tabela CXXVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB427 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.07507E-03-j3.31969E-03	4.33547E-05	+4.833E+00
5 ^a Ordem	-1.43238E-03-j3.90343E-04	5.21002E-05	+1.730E+02
7 ^a Ordem	6.40995E-04-j6.22235E-04	7.66092E-06	-1.734E+02
9 ^a Ordem	1.60980E-03-j6.79544E-04	1.22035E-05	+1.648E+02
11 ^a Ordem	-1.89859E-03-j1.10985E-03	1.78047E-06	+7.444E+01
13 ^a Ordem	-2.18563E-03-j2.63368E-03	5.63419E-06	+2.805E+01
15 ^a Ordem	3.09343E-04-j1.22741E-03	5.58166E-06	+3.190E+01

Tabela CXXVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB427 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
	$\begin{matrix} \text{Magnitude} \\ [\text{pu}] \end{matrix}$ $\begin{matrix} \text{Ângulo } [^\circ] \end{matrix}$
3 ^a Ordem	2.29712E-04 168900E+01
5 ^a Ordem	4.39925E-05 -2.32400E+01
7 ^a Ordem	4.53422E-05 -8.56000E+01
9 ^a Ordem	3.84404E-05 -1.16800E+02
11 ^a Ordem	2.81462E-05 -163600E+02
13 ^a Ordem	2.51684E-05 156700E+02
15 ^a Ordem	1.04735E-05 8.93900E+01

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	3.36304E-03+j3.62893E-03	5.32299E-03+j1.86430E-03	5.55852E-03+j3.03074E-03	1.96672E-03+j1.30796E-02	9.29137E-03+j1.57125E-02	-1.29335E-02+j1.75849E-02	-1.53452E-02+j7.08008E-03		
5 ^a Ordem	2.33279E-03-j1.47970E-03	2.77877E-04-j2.08993E-03	3.31997E-03-j3.8048E-03	4.71569E-03-j2.53600E-03	4.19242E-03+j3.92295E-03	2.13272E-03+j4.8882E-03	-7.19538E-03+j5.14813E-03		
7 ^a Ordem	1.09832E-04-j9.7784E-04	-3.79637E-05+j1.73525E-03	8.7834E-04-j2.10256E-03	4.08715E-04-j5.13428E-03	-2.60926E-04+j1.56212E-03	-9.84763E-04+j3.45342E-03	-1.85829E-03-j3.11000E-04		
9 ^a Ordem	-5.75534E-05+j8.28324E-04	-7.51413E-04-j1.2584E-03	-5.97384E-04-j1.71077E-03	1.69342E-03+j4.56893E-03	-1.42154E-03-j3.29119E-03	1.59507E-03-j5.52325E-04	1.87552E-03+j9.48409E-04		
11 ^a Ordem	-4.43872E-04+j9.93832E-05	-7.42773E-04-j1.67316E-05	-9.82857E-04+j8.49073E-05	9.05038E-04+j1.33332E-03	-3.54378E-03-j1.62156E-03	-1.22234E-03-j1.8214E-03	8.8839E-04-j1.01888E-03		
13 ^a Ordem	-8.8798E-05+j6.53906E-04	-5.2839E-04+j2.12438E-04	-6.36612E-04+j1.2776E-04	6.11331E-04+j1.35782E-03	-2.25205E-03-j1.53356E-03	-1.03175E-03-j4.0931E-03	1.20659E-03-j5.86233E-04		
15 ^a Ordem	-2.86038E-04+j4.30454E-04	2.06197E-04+j4.4500E-04	6.02695E-05+j7.15499E-04	-7.7455E-04+j2.02176E-03	-5.96234E-04+j9.5776E-04	-1.16794E-03-j5.7480E-04	-1.5023E-04-j1.4350E-03		

A.8.4 Noite

Figura 118 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB427 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela CXXIX – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB427 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	6.59490E-05	-9.750E+00	1.72971E-05	1.04981E-05
5 ^a Ordem	2.31864E-05	-1.355E+01	7.70832E-06	9.26832E-06
7 ^a Ordem	7.30961E-06	-6.167E+01	4.35350E-06	3.77960E-06
9 ^a Ordem	1.17681E-05	-4.172E+01	2.48247E-06	2.83317E-06
11 ^a Ordem	6.39577E-06	-6.611E+01	2.26104E-06	2.43941E-06
13 ^a Ordem	2.15937E-06	-3.249E+01	2.23465E-06	2.11111E-06
15 ^a Ordem	4.46927E-06	+2.385E+01	1.29795E-06	1.17050E-06

Tabela CXXX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB427 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.09498E-02-j1.79507E-03	1.21878E-02	+1.703E+02
5 ^a Ordem	2.18300E-03-j2.92622E-03	7.82175E-05	+3.534E+01
7 ^a Ordem	-2.46535E-03-j8.70585E-04	5.81708E-05	+1.766E+02
9 ^a Ordem	-4.50316E-05-j8.46301E-05	7.39971E-06	+1.244E+02
11 ^a Ordem	1.19546E-03-j4.52629E-03	1.94569E-05	+1.678E+02
13 ^a Ordem	-3.09172E-03-j2.57988E-03	2.03752E-06	-8.824E+01
15 ^a Ordem	-4.08923E-03-j5.09820E-03	6.90000E-06	+4.409E+00

Tabela CXXXI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB427 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	2.40865E-04 -128300E+00
5 ^a Ordem	1.06873E-04 -5.97100E+01
7 ^a Ordem	8.7892E-05 -7.39800E+01
9 ^a Ordem	4.42559E-05 -18500E+02
11 ^a Ordem	1.30629E-05 -148300E+02
13 ^a Ordem	2.82585E-05 139100E+02
15 ^a Ordem	1.06842E-05 18300E+02

Matriz de Admitâncias [pu]						
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
4.6691E-03+j4.8411E-03	5.15611E-03+j6.0567E-04	5.4437E-03+j3.97240E-03	6.06716E-03+j1.00801E-02	6.5898E-03+j2.82913E-03	1.56110E-03+j2.4190E-02	-2.35609E-02+j1.75847E-03
1.28842E-03+j3.04057E-03	-5.60259E-04+j3.50776E-03	-6.48050E-04+j5.96577E-03	-3.41262E-05+j3.36485E-03	2.44371E-03+j6.1176E-04	2.68123E-03+j1.04946E-02	-1.90457E-02+j2.52328E-03
141649E-04+j2.09488E-03	-5.50979E-05+j2.17214E-03	-9.00688E-04+j6.38465E-03	2.96788E-04+j7.82629E-03	2.96840E-03+j6.83521E-03	1.57427E-03+j7.21289E-03	2.25970E-04+j8.43436E-03
-3.0094E-04+j8.40867E-04	-8.5837E-04+j1.36066E-03	1.75715E-04+j1.80960E-03	7.91312E-04+j5.91474E-03	7.79425E-04+j2.48297E-03	2.26072E-04+j1.55074E-03	6.13534E-03+j2.98177E-03
-142882E-04+j1.30438E-04	-1.23472E-04+j9.58126E-05	2.47357E-04+j5.33505E-06	2.56220E-03+j2.30474E-03	-2.21889E-03+j2.95400E-03	-6.36793E-04+j2.34623E-03	4.30602E-03+j5.69379E-04
-138288E-04+j5.7410E-04	-5.15936E-04+j5.85490E-04	-1.05588E-03+j9.73244E-04	-3.95922E-04+j8.1400E-04	-3.87286E-03+j2.16422E-04	-1.82261E-03+j6.38332E-03	-1.89423E-03+j4.96496E-04
-5.80144E-05+j3.36965E-04	-141173E-04+j5.0739E-04	-4.83550E-04+j2.60800E-04	-1.12942E-04+j8.3851E-04	-1.38560E-03+j1.9317E-03	8.21574E-05+j6.02278E-04	-134390E-03+j6.38829E-03

A.9 TRANSFORMADOR 37MNB434

A.9.1 Madrugada

Figura 119 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB434 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela CXXXII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB434 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	7.49302E-05	-4.593E+00	1.22805E-05	6.44845E-06
5 ^a Ordem	4.69006E-05	-3.435E+01	4.51771E-06	2.44149E-06
7 ^a Ordem	2.02379E-05	-4.201E+01	2.33537E-06	2.37074E-06
9 ^a Ordem	1.53319E-05	-5.158E+01	1.72326E-06	1.47741E-06
11 ^a Ordem	7.18433E-06	-8.588E+01	1.78512E-06	1.39423E-06
13 ^a Ordem	6.26643E-06	+4.276E+01	1.48186E-06	1.05845E-06
15 ^a Ordem	4.85716E-06	+1.199E+01	5.45439E-07	9.15952E-07

Tabela CXXXIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB434 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.66995E-03-j3.51202E-03	4.36098E-05	+7.520E+01
5 ^a Ordem	-5.88018E-04+j2.12467E-04	5.59096E-05	+1.479E+02
7 ^a Ordem	-6.03517E-04-j1.12989E-03	2.17147E-05	+1.745E+02
9 ^a Ordem	3.56340E-03-j1.12054E-03	1.21678E-05	+1.643E+02
11 ^a Ordem	-2.09700E-03-j2.59131E-03	2.95719E-06	+1.099E+02
13 ^a Ordem	-3.96772E-03-j3.23315E-03	7.74205E-06	+3.217E+01
15 ^a Ordem	1.94542E-03+j1.08370E-03	2.94417E-06	+3.404E+01

Tabela CXXXIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB434 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

		Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem		3.22988E-05	-160.00E+02
5 ^a Ordem		3.24547E-05	175600E+02
7 ^a Ordem		2.483E-05	-132300E+02
9 ^a Ordem		2.29668E-05	-12200E+02
11 ^a Ordem		2.28635E-05	-140500E+02
13 ^a Ordem		1.3798E-05	-148300E+02
15 ^a Ordem		7.38303E-06	-123300E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem
3.07450E-04;j.4524E-03	-1.6442E-03;j.635079E-05	-3.05982E-03;j.3703E-03	2.49359E-03;j.1487E-03	-8.66832E-03;j.125777E-03	-9.12027E-03;j.135982E-02	-15.4072E-02;j.55530E-02			
-5.57364E-05;j.36433E-04	-7.84232E-04;j.8727E-04	-1.7721E-04;j.102330E-03	1.67983E-03;j.5.03087E-03	-2.91035E-04;j.89271E-04	-5.3284E-03;j.120963E-02	-3.8727E-03;j.108196E-02			
2.1935E-04;j.8344E-04	-1.29440E-05;j.7.40062E-04	-1.25233E-04;j.2.03648E-03	1.93508E-03;j.8041E-03	-7.42274E-04;j.65166E-05	-2.15679E-03;j.163520E-03	10.4565E-03;j.5924E-03			
-1.02662E-04;j.2.2775E-04	-1.5218E-04;j.6.58657E-04	1.7189E-04;j.1.2724E-03	1.89740E-03;j.2.20775E-03	-2.53657E-05;j.2.72852E-03	-6.75486E-05;j.17664E-03	2.63091E-03;j.14554E-03			
-5.7723E-04;j.1.7883E-04	-4.47933E-04;j.3.586E-05	-6.73668E-04;j.1.0405E-04	1.29790E-03;j.2.6240E-04	-2.30074E-03;j.1.69558E-03	-7.76328E-04;j.3.18596E-04	-8.57926E-04;j.9.49405E-04			
-4.75973E-04;j.2.03162E-04	-3.5591E-04;j.9.0923E-05	-6.95664E-04;j.1.80561E-04	7.95259E-04;j.5.99373E-04	-2.02739E-03;j.1.37666E-03	-1.02360E-03;j.2.94103E-03	2.41815E-04;j.3.41049E-04			
-2.30407E-04;j.3.8195E-05	-2.62183E-04;j.2.94273E-05	-5.63287E-04;j.1.99521E-04	2.89254E-04;j.4.28285E-04	-1.48476E-03;j.1.47926E-03	-1.21893E-03;j.1.84327E-03	1.79918E-03;j.3.33917E-03			

A.9.2 Manhã

Figura 120 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB434 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela CXXXV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB434 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	8.73411E-05	-1.127E+01	1.62174E-05	9.52570E-06
5 ^a Ordem	5.14668E-05	-3.034E+01	8.39115E-06	5.31665E-06
7 ^a Ordem	2.28972E-05	-4.102E+01	3.29431E-06	2.77486E-06
9 ^a Ordem	1.57483E-05	-4.565E+01	2.89635E-06	2.17744E-06
11 ^a Ordem	6.16954E-06	-8.662E+01	4.18190E-06	1.57622E-06
13 ^a Ordem	6.01058E-06	+3.209E+01	2.77643E-06	1.42814E-06
15 ^a Ordem	4.98661E-06	+1.543E+01	9.18038E-07	1.39333E-06

Tabela CXXXVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB434 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.27782E-03-j2.47874E-03	4.06672E-05	+1.148E+02
5 ^a Ordem	1.21548E-04-j7.18500E-04	4.59724E-05	+1.591E+02
7 ^a Ordem	-2.49683E-04+j4.59304E-06	2.48002E-05	+1.423E+02
9 ^a Ordem	2.35676E-03+j7.71261E-04	1.05617E-05	+1.483E+02
11 ^a Ordem	-1.51858E-03-j2.85799E-03	3.50439E-06	+7.094E+01
13 ^a Ordem	-3.81426E-03-j3.86454E-03	8.08687E-06	+3.671E+01
15 ^a Ordem	1.97260E-03+j3.48803E-04	3.97422E-06	+4.291E+01

Tabela CXXXVII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB434 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	106625E-06 168200E+01
5 ^a Ordem	3.14357E-05 -149500E+02
7 ^a Ordem	2.91599E-05 -14.800E+02
9 ^a Ordem	3.76764E-05 -137800E+02
11 ^a Ordem	2.2014E-05 -106700E+02
13 ^a Ordem	127847E-05 -6.91500E+01
15 ^a Ordem	4.61918E-06 8.43500E+01

Matriz de Admitâncias [pu]										
3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem				
3 ^a Ordem	1.26206E-03;2.24304E-03	6.68664E-04;173966E-04	6.25983E-04;3.68807E-04	4.60280E-03;2.1760E-03	9.84618E-03;48.55005E-03	-9.01656E-03;3.49683E-02	-2.14134E-02;7.09396E-03			
5 ^a Ordem	5.72102E-04;115537E-03	-1.15398E-03;1138319E-03	7.26044E-04;2.35383E-03	-8.72333E-04;5.6447E-03	4.49105E-03;43.69989E-03	-2.76434E-03;413708E-02	-5.23962E-03;7.2468E-03			
7 ^a Ordem	-1.04377E-04;6.72468E-04	-4.50849E-04;9.95779E-04	-4.56470E-04;8.93748E-04	9.90301E-04;14.28446E-03	-6.0248E-04;2.9186E-04	109678E-03;18252E-04	-179695E-03;141077E-03			
9 ^a Ordem	-8.28257E-04;3.41443E-04	-7.10418E-04;5.54070E-04	-6.37961E-04;4.25845E-04	1.13770E-04;3.56651E-03	-2.29220E-03;2.62847E-03	3.77158E-04;2.26851E-03	-150636E-03;138305E-03			
11 ^a Ordem	-4.72574E-04;2.85246E-04	-3.63772E-04;3.81566E-04	-4.03254E-04;3.20099E-04	2.31840E-03;16.3358E-04	-2.93927E-03;13.09730E-03	1.17008E-03;4.73223E-03	168365E-03;5.99320E-04			
13 ^a Ordem	-9.60266E-05;2.18576E-04	-2.49583E-04;3.60554E-04	-2.24866E-04;6.45415E-04	1.48394E-03;43.59395E-04	-2.23824E-03;11.86865E-03	16048E-04;5.43907E-03	2.58567E-03;15.2352E-03			
15 ^a Ordem	4.38543E-05;11.89093E-04	-1.46069E-05;4.05511E-05	-1.13108E-04;5.89855E-05	-6.57472E-05;1.0933E-03	-2.07066E-03;4107127E-04	5.79123E-04;2.67322E-03	7.72264E-04;14.516E-03			

A.9.3 Tarde

Figura 121 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB434 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela CXXXVIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB434 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.06693E-04	-9.558E+00	1.75934E-05	9.22001E-06
5 ^a Ordem	6.27385E-05	-2.794E+01	8.82543E-06	8.03342E-06
7 ^a Ordem	2.70764E-05	-3.931E+01	4.50157E-06	3.71081E-06
9 ^a Ordem	1.52354E-05	-5.547E+01	2.78305E-06	2.84038E-06
11 ^a Ordem	6.26687E-06	+5.868E+01	3.50757E-06	2.08659E-06
13 ^a Ordem	7.52467E-06	+1.588E+01	2.35792E-06	1.70209E-06
15 ^a Ordem	4.68039E-06	+1.031E+01	1.40645E-06	1.69699E-06

Tabela CXXXIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB434 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.19780E-03-j4.14761E-03	2.60186E-05	+2.424E+01
5 ^a Ordem	-8.23371E-04-j1.06540E-03	6.94918E-05	+1.678E+02
7 ^a Ordem	-1.20170E-03+j8.94084E-05	3.70986E-05	+1.479E+02
9 ^a Ordem	2.08454E-03+j5.87823E-04	1.14576E-05	+1.341E+02
11 ^a Ordem	-1.98918E-03-j8.85402E-04	4.51246E-06	+4.242E+01
13 ^a Ordem	3.84419E-04-j1.00389E-03	7.31171E-06	+1.997E+01
15 ^a Ordem	1.36956E-03-j2.61455E-04	4.47920E-06	+3.252E+01

Tabela CXL – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB434 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente		
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	4.6043E-05	-3.8390E+01
5 ^a Ordem	2.89008E-05	133700E+02
7 ^a Ordem	2.86299E-05	-102900E+02
9 ^a Ordem	3.20086E-05	-103300E+02
11 ^a Ordem	1.89990E-05	-122900E+02
13 ^a Ordem	1.74152E-05	158300E+02
15 ^a Ordem	1.57517E-05	150900E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	8.05264E-04+j4.88262E-03	3.30630E-04+j8.02703E-05	-1.28649E-03+j1.48633E-03	-3.08550E-03+j4.37035E-03	1.0783E-02+j2.05520E-03	-1.88758E-03+j2.70428E-02	-1.24335E-02+j6.08648E-03		
5 ^a Ordem	1.63577E-03+j7.88863E-04	-9.7341E-05+j1.55880E-03	6.38888E-05-j9.50057E-04	2.34658E-03-j2.93626E-03	7.79296E-03-j4.20356E-03	6.9844E-03+j1.33864E-02	-6.61540E-03+j4.56829E-03		
7 ^a Ordem	4.956E-04+j8.62927E-04	-6.30878E-05+j1.89505E-03	-1.82735E-04-j1.68812E-03	3.27447E-03-j4.31290E-03	5.84747E-05-j1.76468E-03	-9.62304E-05+j1.39853E-03	-5.8881E-04+j1.5426E-03		
9 ^a Ordem	-7.90425E-05+j3.77454E-04	-2.57582E-04-j1.2406E-03	2.90520E-04-j1.4842E-03	3.37335E-03-j1.95062E-03	-3.3822E-04-j1.55874E-03	-5.99944E-04-j5.32463E-04	8.28024E-04+j7.2324E-04		
11 ^a Ordem	-9.99868E-05+j9.56549E-05	-4.5288E-04-j5.9674E-04	-8.03580E-05-j9.45248E-04	2.53744E-03-j9.6981E-05	-2.78084E-03-j2.61620E-03	5.3706E-04-j4.03660E-03	2.9753E-03-j1.35564E-03		
13 ^a Ordem	-7.25426E-05+j4.51584E-04	-4.84056E-04+j6.90208E-05	-4.83631E-04-j2.29472E-04	3.73441E-06+j5.5208E-04	-2.98895E-03-j1.14303E-03	-4.52918E-04-j4.82548E-03	1.30941E-03-j2.17540E-03		
15 ^a Ordem	-1.55739E-04+j2.95460E-04	-3.4224E-04+j3.80920E-04	-5.4805E-04+j1.32999E-04	-5.5800E-04-j7.10975E-05	-2.52725E-03+j3.91589E-04	-4.72797E-04-j2.41864E-03	-6.21885E-04-j1.51894E-03		

A.9.4 Noite

Figura 122 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB434 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela CXLI – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB434 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	1.29412E-04	-1.480E+01	2.17427E-05	1.41963E-05
5 ^a Ordem	6.23059E-05	-2.653E+01	1.16904E-05	8.58161E-06
7 ^a Ordem	2.60974E-05	-3.661E+01	5.86292E-06	4.61308E-06
9 ^a Ordem	1.61885E-05	-5.202E+01	2.17005E-06	2.82820E-06
11 ^a Ordem	5.59642E-06	+5.315E+01	1.77925E-06	2.93157E-06
13 ^a Ordem	9.96829E-06	-4.943E+00	1.91630E-06	3.49766E-06
15 ^a Ordem	5.72746E-06	-5.877E-01	1.22473E-06	2.05092E-06

Tabela CXLII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB434 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	1.16274E-03-j4.78215E-03	5.68373E-05	+8.171E+00
5 ^a Ordem	-1.32807E-03-j8.82906E-04	7.81547E-05	+1.665E+02
7 ^a Ordem	-8.24280E-04-j1.20136E-03	3.32119E-05	+1.616E+02
9 ^a Ordem	1.94635E-03-j6.86873E-04	1.32389E-05	+1.425E+02
11 ^a Ordem	-9.04912E-04-j2.99760E-03	7.38593E-06	+8.954E+00
13 ^a Ordem	-1.28139E-03-j7.64624E-03	1.01792E-05	+2.466E+01
15 ^a Ordem	2.91610E-03-j9.37885E-04	5.35201E-06	+3.571E+01

Tabela CXLIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB434 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	15,7457E-04 -6,45200E+01
5 ^a Ordem	8,06740E-05 -8,16100E+01
7 ^a Ordem	5,69997E-05 -5,07700E+01
9 ^a Ordem	2,14049E-05 -9,35500E+01
11 ^a Ordem	2,43096E-05 164600E+02
13 ^a Ordem	2,85763E-05 159500E+02
15 ^a Ordem	1,79380E-05 -175700E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	7,09625E-04+j6,73525E-03	3,66700E-05+j4,99243E-03	189589E-03-j886944E-03	-7,9320E-04+j3,54832E-04	5,0756E-03+j148864E-02	-2,93094E-02-j2,40675E-03	13,227E-02+j8,9720E-03		
5 ^a Ordem	1,233E-04+j3,02876E-03	-9,63318E-04+j2,5723E-03	-9,37320E-04-j6,58404E-03	-5,58986E-03+j3,1626E-03	-2,4665E-03+j3,43462E-03	-109545E-02-j295437E-04	-106589E-02-j4,43310E-04		
7 ^a Ordem	4,95582E-04-j1,96540E-03	3,4324E-04-j1,32778E-03	2,24500E-04-j4,6117E-03	8,83886E-04-j3,88205E-03	2,98025E-03-j6,1694E-04	-4,65418E-03-j5,02207E-03	3,70342E-03-j196194E-03		
9 ^a Ordem	1,33364E-04+j5,56792E-04	-1,53106E-04+j7,00051E-04	2,70076E-04-j2,57850E-03	-8,6957E-05-j6,42026E-03	9,1338E-04-j4,29710E-03	105620E-04+j3,6326E-03	135267E-04-j4,77727E-03		
11 ^a Ordem	-4,28538E-05+j5,28103E-04	-4,07683E-04+j9,05887E-05	-1,29660E-04-j4,34423E-05	107,76E-04-j2,49787E-03	-3,14589E-03-j2,7659E-03	6,55384E-04-j2,73869E-03	-146654E-03-j2,22768E-03		
13 ^a Ordem	-2,09455E-04+j6,838E-04	-5,59442E-04+j3,8887E-04	-7,57742E-04+j2,24842E-04	-1,1556E-04-j7,68623E-04	-4,24060E-03-j2,20965E-03	6,90169E-04-j6,28188E-03	-1,1977E-03-j3,73464E-03		
15 ^a Ordem	-2,79463E-04+j3,10908E-04	-4,56838E-04+j143505E-04	-6,67993E-04-j9,25886E-05	5,20440E-04-j8,34704E-04	-2,91542E-03-j185070E-03	5,6612E-04-j1,1229E-03	177690E-03-j6,63805E-03		

A.10 TRANSFORMADOR 37MNB891

A.10.1 Madrugada

Figura 123 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB891 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Tabela CXLIV – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB891 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	3.93161E-05	-9.537E+00	5.99573E-06	6.57190E-06
5 ^a Ordem	3.04564E-05	-3.181E+01	5.12667E-06	3.33052E-06
7 ^a Ordem	1.37040E-05	-5.300E+01	3.32092E-06	1.85009E-06
9 ^a Ordem	9.73989E-06	-3.683E+01	1.45908E-06	1.60179E-06
11 ^a Ordem	4.80607E-06	-8.273E+01	1.10825E-06	8.61105E-07
13 ^a Ordem	1.33979E-06	+1.371E+01	8.40741E-07	9.14069E-07
15 ^a Ordem	3.28840E-06	-1.863E+00	4.90038E-07	9.62275E-07

Tabela CXLV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB891 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-3.97132E-04-j1.19579E-03	6.33337E-06	-1.021E+02
5 ^a Ordem	-1.31135E-03-j1.51183E-04	5.41838E-05	+1.658E+02
7 ^a Ordem	5.08465E-04-j4.36174E-04	4.38655E-06	+1.026E+02
9 ^a Ordem	2.11055E-04+j6.38211E-04	4.70260E-06	+1.765E+02
11 ^a Ordem	5.94104E-05-j3.27377E-04	4.16397E-06	+9.001E+01
13 ^a Ordem	4.59910E-04-j8.74884E-04	2.62758E-06	+5.565E+01
15 ^a Ordem	6.35623E-04-j1.57882E-04	3.66316E-06	+7.924E-01

Tabela CXLVI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB891 – Período: Madrugada (das 00:00 horas às 06:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	5,0432E-05 3,3800E+01
5 ^a Ordem	4,2908E-05 -108200E+02
7 ^a Ordem	7,0663E-05 -16700E+02
9 ^a Ordem	4,35909E-05 -159700E+02
11 ^a Ordem	2,03338E-05 -137000E+02
13 ^a Ordem	1,33520E-05 146500E+02
15 ^a Ordem	1,12672E-05 18600E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	7,8744E-04+j5,85660E-04	105363E-03+j3,36260E-04	6,77094E-04+j182673E-03	2,38823E-05+j5,38529E-03	1,75266E-03+j5,76849E-03	-5,77909E-03+j4,4979E-03	-1,25573E-02+j162434E-03		
5 ^a Ordem	-1,37858E-04-j1,38398E-03	-7,6278E-04-j147570E-03	4,2729E-04-j2,3187E-03	102369E-03-j3,69876E-03	159676E-03-j3,00322E-03	2,12623E-03-j3,56105E-03	-3,01338E-03-j147368E-02		
7 ^a Ordem	-2,42926E-04-j107940E-03	-5,55459E-04-j156016E-03	-2,05257E-04-j2,89304E-03	3,7182E-03-j4,55109E-03	8,77870E-04-j2,27122E-03	9,85467E-04-j3,4478E-03	105835E-02-j4,48784E-03		
9 ^a Ordem	-5,35176E-04-j2,63544E-04	-9,06873E-04-j3,98524E-04	-1,17970E-03-j4,46072E-04	-3,72868E-04-j1,28257E-03	-6,79806E-04-j4,5843E-04	-1,67237E-03-j3,65442E-04	9,3811E-04-j3,42297E-03		
11 ^a Ordem	-3,97784E-04+j8,40725E-05	-3,99897E-04-j2,07960E-05	-5,25697E-04-j5,93390E-05	-1,70658E-05+j6,1713E-04	-6,86246E-04-j1,90806E-03	2,25576E-04-j2,5420E-04	109867E-03+j2,69858E-03		
13 ^a Ordem	-1,50872E-04+j3,28108E-04	-3,9434E-04+j3,02202E-04	-6,90973E-04+j2,84026E-04	-1,48567E-03+j8,61754E-04	-1,172037E-03-j5,7447E-04	-2,12944E-04-j1,8562E-03	-1,57533E-03-j2,33312E-03		
15 ^a Ordem	5,91893E-05+j19018E-04	-1,6935E-04+j12,636E-04	-3,36573E-04-j1,6748E-05	-10,1430E-03-j2,82306E-04	-1,1576E-03-j2,29560E-04	-4,89667E-05-j7,52359E-04	-5,71927E-04-j4,09764E-03		

A.10.2 Manhã

Figura 124 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB891 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Tabela CXLVII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB891 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.38400E-05	-1.270E+01	8.27686E-06	8.77067E-06
5 ^a Ordem	3.22625E-05	-3.214E+01	5.52220E-06	5.86515E-06
7 ^a Ordem	1.53265E-05	-4.994E+01	2.69267E-06	4.64077E-06
9 ^a Ordem	1.15463E-05	-3.133E+01	1.85989E-06	2.86939E-06
11 ^a Ordem	3.80301E-06	-5.564E+01	2.35568E-06	1.79572E-06
13 ^a Ordem	1.03996E-06	-7.224E+01	1.94409E-06	1.38099E-06
15 ^a Ordem	3.11244E-06	-2.203E+01	1.69562E-06	1.15960E-06

Tabela CXLVIII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB891 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-1.92604E-04-j1.15580E-03	6.36360E-06	-1.486E+02
5 ^a Ordem	-7.43586E-04-j8.11630E-04	4.11514E-05	+1.787E+02
7 ^a Ordem	-8.88958E-04-j3.16234E-04	2.23849E-05	+1.563E+02
9 ^a Ordem	3.07260E-04+j1.33652E-03	3.97416E-06	-1.112E+02
11 ^a Ordem	-1.02792E-03-j5.41319E-04	3.26033E-06	+1.625E+02
13 ^a Ordem	-7.98597E-04+j2.52730E-04	2.68047E-06	-6.784E+01
15 ^a Ordem	-1.74804E-03+j1.61252E-03	1.92869E-06	-1.459E+00

Tabela CXLIX – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB891 – Período: Manhã (das 06:00 horas às 12:00 horas)

Fontes de Corrente	
	Magnitude [pu]
3 ^a Ordem	2.53769E-05
5 ^a Ordem	7.04476E-05
7 ^a Ordem	3.42290E-05
9 ^a Ordem	4.03946E-05
11 ^a Ordem	3.11093E-05
13 ^a Ordem	1.82255E-05
15 ^a Ordem	8.89349E-06

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	-1.05844E-03+j1.1235E-03	-1.00856E-03+j8.97E-04	-1.05642E-03+j2.94623E-04	-2.79853E-03+j2.22237E-03	-3.44341E-03+j3.02229E-03	-3.29213E-03+j4.83240E-06	-1.54755E-02+j9.55679E-03		
5 ^a Ordem	1.02043E-04-j1.49558E-03	2.06208E-04-j2.7083E-03	1.85160E-03-j3.25280E-03	3.23452E-03-j2.3572E-03	1.91165E-03-j8.5811E-04	4.51533E-03-j2.13192E-03	-1.00814E-03+j1.47029E-03		
7 ^a Ordem	3.36900E-04-j5.5148E-04	5.34657E-04-j1.3485E-03	9.87541E-04-j1.67841E-03	3.14554E-03-j2.16622E-03	1.50886E-03-j4.60608E-04	3.13068E-03+j3.52103E-04	4.59970E-03-j1.58577E-03		
9 ^a Ordem	-1.72974E-04-j2.51623E-04	-4.32420E-04-j6.25811E-04	-7.78813E-04-j9.51432E-04	8.80618E-04-j1.86752E-03	-4.79101E-04-j2.08245E-03	4.28049E-04-j1.38155E-03	5.39591E-03-j2.12933E-03		
11 ^a Ordem	-3.47527E-04-j6.6375E-05	-7.0977E-04-j1.10094E-04	-1.05001E-03-j2.5174E-04	-2.01597E-04-j1.36255E-04	-1.33360E-03-j1.51042E-03	-8.95852E-04-j2.79302E-04	-1.05932E-03+j1.05827E-03		
13 ^a Ordem	-6.89485E-05-j1.1099E-04	-5.88413E-04-j2.75129E-04	-7.25918E-04-j4.55361E-04	-5.54818E-04-j5.61337E-05	-8.50324E-04-j8.32120E-04	-1.75061E-03-j1.07805E-03	-3.59029E-03-j7.99719E-04		
15 ^a Ordem	2.65377E-04-j1.50005E-05	5.20483E-05-j2.65730E-04	1.56074E-04-j2.39000E-04	2.37336E-04-j2.9284E-04	-1.84398E-04-j2.01269E-04	-4.29054E-04-j2.30515E-04	-2.02273E-03-j1.61423E-03		

A.10.3 Tarde

Figura 125 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB891 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Tabela CL – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB891 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	4.40694E-05	-1.192E+01	7.58784E-06	1.01487E-05
5 ^a Ordem	3.22434E-05	-3.430E+01	5.12827E-06	6.73756E-06
7 ^a Ordem	1.23404E-05	-5.834E+01	3.92767E-06	5.15600E-06
9 ^a Ordem	9.45736E-06	-4.447E+01	2.10736E-06	4.07143E-06
11 ^a Ordem	3.47080E-06	-7.607E+01	1.79208E-06	2.07898E-06
13 ^a Ordem	7.94036E-07	-5.600E+01	1.70474E-06	1.79532E-06
15 ^a Ordem	3.15883E-06	-3.275E+01	1.38887E-06	1.77886E-06

Tabela CLI – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB891 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	9.98681E-04-j1.00062E-03	3.45744E-05	+7.829E+01
5 ^a Ordem	-4.11630E-04-j5.34280E-04	3.57679E-05	+1.661E+02
7 ^a Ordem	-6.14002E-04-j6.87848E-04	1.65448E-05	+1.651E+02
9 ^a Ordem	-9.20685E-04-j1.38628E-04	1.42262E-05	+1.003E+02
11 ^a Ordem	-9.23347E-04-j4.36939E-04	1.86113E-06	+1.335E+02
13 ^a Ordem	-8.43493E-04-j1.19641E-04	2.89647E-06	-5.675E+01
15 ^a Ordem	4.79990E-04+j6.50871E-04	3.44626E-06	-2.369E+01

Tabela CLII – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB891 – Período: Tarde (das 12:00 horas às 18:00 horas)

Fontes de Corrente	
Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	125138E-04 3.0300E+01
5 ^a Ordem	5.26904E-05 -101200E+02
7 ^a Ordem	1077E-04 -8.73200E+01
9 ^a Ordem	9.77657E-05 -101000E+02
11 ^a Ordem	2.88897E-05 -123600E+02
13 ^a Ordem	3.77685E-05 164300E+02
15 ^a Ordem	2.29776E-05 -172800E+02

Matriz de Admitâncias [pu]									
	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem		
3 ^a Ordem	2.10665E-03+j9.93458E-04	120277E-03+j11012E-03	3.34259E-03+j10.930E-03	5.01866E-04+j5.64125E-03	3.33568E-03+j3.27015E-03	146898E-03+j7.707E-03	2.2763E-03+j42.110E-03		
5 ^a Ordem	3.78055E-04-j1.05762E-03	-7.25585E-04-j2.4163E-03	1.1834E-03-j2.52695E-03	8.22040E-04-j2.00685E-03	4.87545E-03-j9.10297E-04	1.12880E-03-j2.94628E-03	3.9739E-03-j4.87797E-03		
7 ^a Ordem	-8.38805E-04-j1.18642E-03	1.3267E-04-j2.53841E-03	4.73145E-04-j2.88804E-03	1.2705E-03-j2.34564E-03	2.96777E-03-j1.33840E-03	1.7078E-03-j9.36395E-05	3.04163E-03+j15.1522E-03		
9 ^a Ordem	-1.09525E-03+j9.23396E-04	-2.2390E-04-j1.18818E-03	-2.90569E-05-j2.09878E-03	1.36056E-03-j2.68463E-03	9.65352E-04-j1.64355E-03	1.22576E-03-j1.10892E-03	1.5519E-03-j2.3292E-03		
11 ^a Ordem	-5.5310E-04-j2.37645E-04	-4.0303E-04-j1.5651E-04	-8.0395E-04-j2.48452E-04	-1.80356E-04-j3.22257E-04	-1.46767E-03-j1.09943E-03	-7.4568E-04-j7.36182E-04	-5.65165E-04+j9.23718E-04		
13 ^a Ordem	-2.33830E-04+j1.82587E-04	-9.99933E-04+j3.00118E-04	-1.59459E-03-j2.63025E-05	-1.60355E-03-j5.01819E-04	-1.199738E-03-j1.25643E-03	-2.30520E-03-j1.68314E-03	-8.94950E-04-j1.25640E-03		
15 ^a Ordem	5.26042E-05+j1.18548E-04	-5.7701E-04-j2.84398E-04	-7.98337E-04-j5.55943E-04	-4.95007E-04-j9.85366E-04	-7.37552E-04-j1.42286E-03	-8.70844E-04-j1.34435E-03	1.06990E-04-j1.94625E-03		

A.10.4 Noite

Figura 126 – Comportamento das DHTs para tensão e corrente do transformador 37MNB891 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Tabela CLIII – Modelagem por fontes de corrente para transformador 37MNB891 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Fontes de Corrente			
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]	Des. Padrão. P. Real [pu]	Des. Padrão P. Imaginária [pu]
3 ^a Ordem	5.22639E-05	-1.357E+01	1.29069E-05	1.26871E-05
5 ^a Ordem	2.88074E-05	-2.927E+01	6.91871E-06	8.45566E-06
7 ^a Ordem	1.25309E-05	-8.122E+01	4.69803E-06	3.22789E-06
9 ^a Ordem	1.13840E-05	-6.198E+01	2.76582E-06	2.81020E-06
11 ^a Ordem	5.52416E-06	-8.793E+01	1.86409E-06	2.12187E-06
13 ^a Ordem	1.64076E-06	+8.655E+01	1.69637E-06	1.69942E-06
15 ^a Ordem	3.15373E-06	-5.160E+01	1.29849E-06	1.53185E-06

Tabela CLIV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton para transformador 37MNB891 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

	Admitâncias [pu]	Fontes de Corrente	
		Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	-2.55532E-04-j6.64237E-04	2.72040E-05	-1.574E+02
5 ^a Ordem	3.79557E-04-j2.06029E-03	3.77088E-05	-1.281E+02
7 ^a Ordem	-2.78945E-05-j8.59106E-04	9.07089E-06	+1.508E+02
9 ^a Ordem	-3.84909E-04-j1.25222E-03	2.33022E-05	+1.197E+02
11 ^a Ordem	8.31437E-05-j3.49290E-04	5.19517E-06	+7.838E+01
13 ^a Ordem	6.21956E-04-j2.00025E-03	4.38725E-06	+1.448E+01
15 ^a Ordem	6.22171E-04-j4.46403E-03	6.12892E-06	-6.442E+01

Tabela CLV – Modelagem por circuitos equivalentes de Norton harmonicamente acoplados para transformador 37MNB891 – Período: Noite (das 18:00 horas às 24:00 horas)

Fontes de Corrente		
	Magnitude [pu]	Ângulo [°]
3 ^a Ordem	3.30979E-04	2.65500E+01
5 ^a Ordem	1.32748E-04	-2.18900E+01
7 ^a Ordem	2.5401E-05	1.68200E+02
9 ^a Ordem	10.7925E-04	17.600E+02
11 ^a Ordem	6.66047E-05	-159.00E+02
13 ^a Ordem	4.8281E-05	-13.6900E+02
15 ^a Ordem	1.50023E-05	-6.08300E+01

	3 ^a Ordem	5 ^a Ordem	7 ^a Ordem	9 ^a Ordem	11 ^a Ordem	13 ^a Ordem	15 ^a Ordem
3 ^a Ordem	3.08243E-03;j146975E-03	4.5172E-03;j2.97737E-03	7.43848E-03;j3.83224E-03	-3.89708E-03;j1.39106E-02	6.098653E-03;j1.44974E-02	2.07776E-03;j1.146234E-02	-2.74388E-02;j2.85096E-03
5 ^a Ordem	1.42975E-03;j143655E-03	2.6028E-03;j2.22308E-03	3.2773E-03;j1.4032E-03	2.69585E-03;j3.8767E-03	6.35065E-03;j8.45863E-04	2.4781E-03;j1.18683E-02	7.44354E-04;j9.92397E-03
7 ^a Ordem	1.76892E-04;j5.38478E-06	4.49008E-04;j9.56572E-04	-1.11026E-03;j1.53969E-03	-7.1733E-04;j2.68002E-03	6.70835E-04;j4.20731E-04	-4.45969E-03;j2.74855E-03	4.94299E-03;j4.2726E-03
9 ^a Ordem	-4.7187E-04;j4.00943E-04	-1.60758E-03;j3.44369E-04	-2.25596E-03;j1.2846E-03	-1.717808E-03;j5.24600E-03	-3.23872E-03;j1.9717E-03	-5.49526E-03;j3.62969E-03	2.12801E-03;j3.69722E-04
11 ^a Ordem	-8.4354E-04;j1.88961E-04	-1.06042E-03;j5.83309E-05	-1.52420E-03;j8.09659E-04	2.86941E-06;j1.18667E-03	-2.55826E-03;j2.56448E-03	-1.55534E-03;j5.69267E-03	-3.1802E-03;j1.16195E-03
13 ^a Ordem	-5.9903E-04;j4.72085E-05	-8.29688E-04;j8.03805E-05	-1.16676E-03;j5.56268E-04	-4.17623E-04;j7.5225E-04	-1.188800E-03;j2.5196E-03	8.66853E-04;j4.71359E-03	-3.97987E-03;j5.36447E-03
15 ^a Ordem	-5.67305E-05;j1.42541E-04	-8.2055E-05;j1.71994E-04	-3.38533E-04;j2.83897E-04	-4.5216E-04;j2.99425E-05	-1.0447E-03;j1.53262E-03	2.49860E-03;j1.20109E-03	-2.10825E-04;j7.55238E-03