



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

**ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO
USANDO FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO E TRIFÁSICO**

FORTALEZA

2019

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO
USANDO FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO E TRIFÁSICO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S58a Silva, Francisco Jeandson Rodrigues da.
Análise de perdas técnicas em alimentadores de média tensão usando fluxo de carga monofásico e trifásico / Francisco Jeandson Rodrigues da Silva. – 2019.
114 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura.
1. Fluxo de Potência. 2. Perdas Elétricas. 3. Redes Equilibradas e Desequilibradas. 4. Fontes Renováveis. I. Título.

CDD 621.3

FRANCISCO JEANDSON RODRIGUES DA SILVA

ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS EM ALIMENTADORES DE MÉDIA TENSÃO
USANDO FLUXO DE CARGA MONOFÁSICO E TRIFÁSICO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 13 de Fevereiro de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Giovanni Cordeiro Barroso
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Wellington Assunção da Silva
Centro Universitário Unifanor Wyden (UniFanor)

Ao meu pai, Francisco Eudes da Silva.

A minha namorada, Edneide Matos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me conceder a graça de acordar todos os dias com força e coragem de batalhar pelos meus objetivos e ter me concedido mais essa conquista.

Ao meu pai Francisco Eudes da Silva, por ser minha inspiração de seguir batalhando na vida.

A minha companheira, Edneide, pela paciência e por entender os momentos que estive ausente estudando durante todo o período do mestrado.

Ao Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura, pela excelente orientação, que contribuiu de forma significativa para minha carreira acadêmica, profissional e pessoal por ser um exemplo de pessoa.

Aos colegas da turma de mestrado, Obed, Douglas e Fellipe, que estiveram comigo nos momentos difíceis e de alegria. Pelas orientações e troca de conhecimento que tivemos ao longo de todo essa jornada.

Enfim, a todos que de forma direta ou indireta contribuíram para quem sou hoje.

“Os três grandes fundamentos para se conseguir qualquer coisa são, primeiro, trabalho árduo; segundo, perseverança; terceiro, senso comum.”

(Thomas Edson)

RESUMO

As distribuidoras de energia elétrica têm grandes prejuízos financeiros causados pelas perdas elétricas nas suas redes de distribuição. Portanto, é importante desenvolver soluções simples e confiáveis, para minimizar este impacto econômico. Existem diversas ferramentas computacionais para calcular as perdas elétricas baseadas em duas metodologias: o fluxo de carga monofásico e o trifásico. Neste trabalho, inicialmente, o fluxo de carga ANAREDE do CEPEL é utilizado para fazer análise monofásica de perdas em sistemas de distribuição equilibrados com demanda média e medições de fronteira. Para usar o fluxo de carga trifásico é obrigatório a obtenção de dados elétricos trifásicos e, atualmente, não existe uma metodologia desenvolvida com este objetivo. Então, uma nova metodologia para obtenção de dados trifásicos para alimentadores de distribuição reais foi desenvolvida, com as seguintes etapas: extrair as informações elétricas (kW, kVAr e FP) do sistema on-line; analisar a característica do comportamento da curva de carga dos alimentadores, montar tabelas com as médias horárias por fase; analisar o nível de desequilíbrio de carga dos alimentadores; construir um arquivo com os dados trifásicos corrigindo as demandas conforme medições extraídas do sistema de monitoração. Os dados obtidos com a nova metodologia, juntamente com o programa INTERPLAN foram utilizados para calcular as perdas técnicas em alimentadores reais trifásicos. Com os resultados obtidos do ANAREDE, foi possível propor um projeto para reduzir 94 MW de perdas em alimentadores reais. Nos casos de resultados obtidos com o INTERPLAN, foi possível reduzir o desequilíbrio de carga de alimentadores reais e conectar fontes renováveis, para obter uma redução no percentual de perdas em dois alimentadores de 31,93% e 73,32%, que corresponde a uma economia de R\$ 9.280,00 mensais. Portanto, é possível afirmar que a análise de perdas técnicas realizadas utilizando as demandas médias e as medições de fronteira obteve resultados satisfatórios, que a nova metodologia para obtenção de dados trifásicos de sistemas de distribuição pode ser utilizada no setor elétrico, propiciando a utilização de qualquer fluxo de carga trifásico, para a redução de perdas elétricas com a redução do desequilíbrio de cargas.

Palavras-chave: Fluxo de Potência. Perdas Elétricas. Redes Equilibradas e Desequilibradas. Fontes Renováveis.

ABSTRACT

The electricity distributors have great financial losses caused by the electrical losses in their distribution networks. Therefore, it is important to develop simple and reliable solutions to minimize this economic impact. There are several computational tools to calculate the electrical losses based on two methodologies: the single-phase and three-phase load flow. In this work, initially, CEPEL ANAREDE load flow is used to perform single-phase loss analysis in balanced distribution systems with average demand and border measurements. In order to use three-phase load flow, it is mandatory to obtain three-phase electrical data and, currently, there is no methodology developed for this purpose. Then, a new methodology for obtaining three-phase data for real distribution feeders was developed, with the following steps: extracting the electrical information (kW, kVAr and FP) from the online system; To analyze the behavior of the load curve of the feeders, to set up tables with the hourly means per phase; analyze the level of load unbalance of the feeders; construct a file with the three-phase data correcting the demands as measured from the monitoring system. The data obtained with the new methodology, together with the INTERPLAN program were used to calculate the technical losses in three-phase true feeders. With the results obtained from ANAREDE, it was possible to propose a project to reduce 94 MW of losses in real feeders. In the case of results obtained with INTERPLAN, it was possible to reduce the load unbalance of real feeders and to connect renewable sources, to obtain a reduction in the percentage of losses in two feeders of 31.93% and 73.32%, which corresponds to a savings of R \$ 9,280 per month. Therefore, it is possible to affirm that the analysis of technical losses performed using the average demands and the border measurements obtained satisfactory results, that the new methodology for obtaining three-phase data of distribution systems can be used in the electric sector, providing the use of any three-phase load flow, for the reduction of electrical losses with the reduction of load unbalance.

Keywords: Power Flow. Electrical Loss. Balanced and unbalanced networks. Alternative energy generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração dos sistemas elétricos de potência (SEP).....	23
Figura 2 - Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN).....	25
Figura 3 - Estrutura do setor elétrico brasileiro.....	26
Figura 4 - Mapa elétrico da rede básica do regional Sobral (SBD).....	38
Figura 5 - Planilha de geração dos arquivos PWF.	40
Figura 6 - Perdas técnicas acumuladas do ano de 2016 das regionais.	41
Figura 7 - Diagrama unifilar do sistema de alta tensão da Enel Ceará.....	41
Figura 8 - Mapa elétrico da rede básica com a divisão dos eixos da regional SBD.....	43
Figura 9 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras previstas para a melhoria da rede do eixo Sobral/Massapê.....	46
Figura 10 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras prevista para melhoria da rede do eixo CRC.....	47
Figura 11 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras previstas para a melhoria da rede do eixo Cariré.....	47
Figura 12 - Sistema de coleta de dados remoto Power Monitoring Expert.....	50
Figura 13 - Parâmetros para coleta dos dados elétricos.....	50
Figura 14 - Tela inicial de parametrização para extração dos dados.....	51
Figura 15 - Exemplo de relação dos grupos de alimentadores.....	51
Figura 16 - Medidas elétricas que podem ser extraídas.....	52
Figura 17 - Campo reporting period para seleção do período.....	53
Figura 18 - Alimentador expresso CRT01M5 com um único cliente conectado.....	55
Figura 19 - Diagrama do alimentador CRC01C3 desequilibrado com 6.860 clientes conectados.....	62
Figura 20 - Comparativo entre as curvas de potências ativa (kW) médias horárias por fase do mês completo com o dia típico.....	64
Figura 21 - Comparativo das curvas de potência ativa (kW) médias horária por fase sem os finais de semana e o dia típico.....	65
Figura 22 - Diagrama do alimentador AQZ01I4 com geração eólica conectada com potência instalada de 5 MW.....	69
Figura 23 - Curvas das potências médias diárias do alimentador (fonte, geradora e carga total).....	71

Figura 24 - Alimentador AQZ01I5 com geração eólica conectada com potência instalada de 5 MW.....	74
Figura 25 - Curvas de potências médias do alimentador, geradora e da carga total do alimentador (fonte mais geradora).	74
Figura 26 - Estrutura nominal do software INTERPLAN.....	81
Figura 27 - Especificações elétricas dos alimentadores para o módulo cálculo de demanda.	82
Figura 28 - Fluxograma do método backward-forward sweep.....	83
Figura 29 - Visualização gráfica de um fluxo de potência de um determinado alimentador.....	84
Figura 30 - Exemplificação das faixas para os níveis de tensões.	85
Figura 31 - Ilustração do módulo de mercado.	85
Figura 32 - Configuração do módulo de execução do fluxo de potência.	87
Figura 33 - Configuração do módulo visualização do fluxo de potência.....	88
Figura 34 - Alimentador CRT01M5 antes da simulação do fluxo de carga.....	90
Figura 35 - Alimentador CRT01M5 após processar o fluxo de carga.	91
Figura 36 - Resultado das perdas no alimentador CRT01M5.....	92
Figura 37 - Sistema IEEE 13 barras simulado no INTERPLAN.....	94
Figura 38 - Alimentador CRC01C3 antes da simulação do fluxo de carga.....	95
Figura 39 - Alimentador CRC01C3 após simular o fluxo de carga.	96
Figura 40 - Resultado das perdas obtido com a rede desequilibrada em 22,91%....	96
Figura 41 - Resultado das perdas com o sistema equilibrado em 2,16%.....	97
Figura 42 - Alimentador AQZ01I4 antes da simulação do fluxo de carga.....	98
Figura 43 - Alimentador AQZ01I4 após processar o fluxo de potência com violações na rede de média tensão.....	99
Figura 44 - Resultado das perdas de potência e de energia do alimentador AQZ01I4 sem a influência da geração eólica e com um desequilíbrio de 2,45%.100	100
Figura 45 - Alimentador AQZ01I4 após processar o fluxo de carga e com a geração eólica sem apresentar violações.	100
Figura 46 - Resultado das perdas de potência e energia do alimentador com a conexão do parque eólico prainha I e um desequilíbrio de 2,45%.	101
Figura 47 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 0,96% e sem a influência da geração eólica.	102

Figura 48 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 0,96% e com influência da geração eólica.	102
Figura 49 - Alimentador AQZ0115 antes da simulação do fluxo de carga.	104
Figura 50 - Alimentador AQZ0115 após processar o fluxo de potência sem violações na rede de média tensão.	105
Figura 51 - Resultado das perdas de potência e de energia do alimentador sem a influência da geração eólica e com um desequilíbrio médio de 10,20%.	105
Figura 52 - Alimentador AQZ0115 após processar o fluxo de carga com a inserção da geração eólica e sem apresentar violações.	106
Figura 53 - Resultado das perdas de potência e energia do alimentador com a conexão do parque eólico e um desequilíbrio médio de 10,20%.	106
Figura 54 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 1,67% e sem influência da geração eólica.	108
Figura 55 - Resultado das perdas de energia e potência com percentual de desequilíbrio de 1,67% e com influência do parque prainha II.	108

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo final de energia por fonte	22
Gráfico 2 - Matriz elétrica brasileira	24
Gráfico 3 - Percentual de perdas do sistema global em 2017.....	27
Gráfico 4 - Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras	28
Gráfico 5 - Comparativo entre as curvas de potência ativa média (kW) por fase horária do mês completo e do dia típico.....	57
Gráfico 6 - Comparativo entre as curvas de potências ativas médias horárias por fase sem considerar os finais de semana e o dia típico	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação do fluxo de potência gerado pelo relatório do programa form e as medições de fronteira das linhas primárias referente ao mês de agosto.	42
Tabela 2 - Comparação do fluxo de potência gerado pelo relatório do programa form e as medições de fronteira das linhas primárias referente ao mês de setembro.	42
Tabela 3 - Resultados do relatório do programa form com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto.	44
Tabela 4 - Resultados do relatório do programa form com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto do eixo Cariré.	44
Tabela 5 - Resultados do relatório do programa form com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto do eixo Caracará.	45
Tabela 6 - Resumo das linhas que obtiveram as maiores perdas técnicas.	45
Tabela 7 - Configurações dos cabos do alimentador CRT01M5.	55
Tabela 8 - Potência ativa (kW) média horária por fase medida.	56
Tabela 9 - Maiores valores de potência ativa por fase sem e com os finais de semana e tensões no mesmo horário de potência máxima do mês completo.	58
Tabela 10 - Potências (kW) máximas por segmento de carga leve, média e pesada.	59
Tabela 11 - Fatores de potências (FP) médios por fase sem os finais de semana. ...	59
Tabela 12 - Melhores FP médios sem os finais de semana e tensões no mesmo horário das potências máximas da medição do mês completo.	60
Tabela 13 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase.	61
Tabela 14 - Valores dos KVAr analisando sem e com os finais de semana, o mês completo e as tensões no mesmo horário.	62
Tabela 15 - Configurações dos cabos do alimentador CRC01C3.	62
Tabela 16 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas no mês representativo.	63

Tabela 17 - Maiores valores de potência ativa (kW) por fase sem e com os finais de semana e tensões no mesmo horário de potência máxima da base de dados do mês completo.	65
Tabela 18 - Potências ativas (kW) máximas por segmento de carga leve, média e pesada.	66
Tabela 19 - Fatores potências (FP) médios por fase sem os finais de semana.	66
Tabela 20 - Melhores FP sem os finais de semana e tensões no mesmo horário das potências máximas da medição do mês completo.	67
Tabela 21 - Potências reativas (kVAr) médias equivalente horária por fase.	67
Tabela 22 - Valores dos KVar analisando sem e com os finais de semana, o mês completo e as tensões no mesmo horário.	68
Tabela 23 - Características dos cabos do alimentador AQZ01I4.	69
Tabela 24 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas no mês de análise.	70
Tabela 25 - Potência ativa injetada pela geradora do alimentador equilibrada nas três fases.	71
Tabela 26 - Fatores potências (FP) médios por fase do mês completo.	72
Tabela 27 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase.	73
Tabela 28 - Características dos cabos do alimentador AQZ01I5.	75
Tabela 29 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas do alimentador AQZ01I5.	75
Tabela 30 - Potência ativa injetada pela geradora do alimentador AQZ01I5 equilibrada nas três fases.	76
Tabela 31 - Fatores potências (FP) médios por fase do mês completo.	77
Tabela 32 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase do alimentador 01I5.	78
Tabela 33 - Crescimento vegetativo projetado para o alimentador CRT01M5.	92
Tabela 34 - Resultado das perdas baseado no crescimento vegetativo.	93
Tabela 35 - Comparativo entre a perda calculada através das medições versus a perda calculada pelo simulador.	93
Tabela 36 - Comparação do resultado das perdas do INTERPLAN e IEEE 13 barras.	94
Tabela 37 - Comparação dos resultados com o sistema desequilibrado e equilibrado.	97

Tabela 38 - Comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio de 2,45%.....	101
Tabela 39 - Comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio de 0,96%.....	103
Tabela 40 - Resumo comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio médio de 10,20%.	107
Tabela 41 - Resumo comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio médio de 1,67%.	109

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANAREDE	Análise de redes elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BFS	Backward-forward Sweep
CEPEL	Centro de pesquisas de energia elétrica
EP's	Entradas Primárias
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ET's	Estações Transformadores
FP	Fator de Potência
INTERPLAN	Análise de redes e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica
KV	Quilovolt
kVA	Quilovolt Ampere
kVAr	Quilovolt Ampere Reativo
kW	Quilowatts
MT	Média Tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SDC	Método da Soma das Correntes
SDP	Soma das Potências
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SI	Sistema Interligado
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação	19
1.2	Objetivos	20
1.3	Estrutura do trabalho	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	Introdução	22
2.2	Sistemas Elétricos de Potência.....	22
2.3	Caracterização das Perdas nos Sistemas Elétricos de Potência	26
2.4	Potência em Circuitos Trifásicos Equilibrados e Desequilibrados.....	28
2.5	Desequilíbrio em Alimentadores de MT e as Perdas Técnicas.....	31
2.6	Fluxo de Potência em Redes de Distribuição	33
2.7	Considerações Finais do Capítulo	35
3	ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS POR DEMANDA MÉDIA EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO	36
3.1	Introdução	36
3.2	Metodologia aplicada	38
3.3	Análise dos Resultados	40
3.4	Projeto de obras e investimento	46
3.5	Considerações Finais do Capítulo	48
4	METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DE DADOS DE ALIMENTADORES TRIFÁSICOS ATRAVÉS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO	49
4.1	Introdução	49
4.2	O sistema de coleta dos dados	49
4.3	Obtenção de Dados Trifásicos de Alimentadores	53
4.3.1	<i>Dados do Caso 1 - Alimentador Expresso</i>	<i>54</i>
4.3.2	<i>Estudo de Caso 2 - Alimentador com N Clientes.....</i>	<i>62</i>
4.3.3	<i>Estudo de Caso 3 - Alimentador com N Clientes e com influência de parque eólico</i>	<i>68</i>
4.3.3.1	<i>Alimentador 0114.....</i>	<i>68</i>
4.3.3.2	<i>Alimentador 0115.....</i>	<i>73</i>
4.4	Considerações Finais do Capítulo	78
5	O PROGRAMA COMPUTACIONAL INTERPLAN	79

5.1	Introdução	79
5.2	Estrutura Nominal.....	80
5.3	Definição dos Módulos	81
5.3.1	<i>Cálculo de demanda</i>	81
5.3.2	<i>Fluxo de Potência</i>	82
5.3.3	<i>Mercado</i>	85
5.4	Módulo de simulação	86
5.4.1	<i>Fluxo de Potência</i>	86
5.5	Considerações Finais do Capítulo	88
6	ANÁLISE DE PERDAS TRIFÁSICAS	90
6.1	Introdução	90
6.2	Simulação do caso 1	90
6.3	Simulação do caso 2	95
6.4	Simulação do caso 3	98
6.4.1	<i>Caso do alimentador 0114</i>	98
6.4.2	<i>Caso do alimentador 0115</i>	103
6.5	Considerações Finais do Capítulo	109
7	CONCLUSÕES	110
7.1	Trabalhos Futuros	112
7.2	Artigo Publicado	112
	REFERÊNCIAS	113

1 INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica têm um papel fundamental no fornecimento de energia, pois, estão conectadas diretamente aos consumidores concentrados nas cidades, e também aos consumidores mais afastados das mesmas. Esta rede de distribuição deve entregar a energia elétrica a todos os consumidores com confiabilidade, qualidade e robustez, levando em consideração restrições topológicas, econômica e elétricas a que a rede está sujeita.

Estas redes apresentam normalmente uma carga desequilibrada e, como consequência, as tensões são também desequilibradas. Uma das causas deste desequilíbrio é devido a maior parte da carga ser monofásica e não ser distribuída equilibradamente nas três fases do sistema de distribuição. Outros fatores preocupantes são o aumento do consumo e o crescimento da produção descentralizada ligada a rede de média e baixa tensão que pode acentuar os desequilíbrios (FERNANDES, 2010). Além disso, é possível citar outro problema ocasionado pelo desequilíbrio de carga e de grande importância, a qualidade de energia, que devido a este problema pode afetar a forma de onda, gerando o mal funcionamento, reduzindo a eficiência e até mesmo danificar alguns equipamentos.

Outro fator importante que o desequilíbrio de carga causa é o aumento do risco de sobrecarga de uma fase ou do condutor de neutro. A sobrecarga pode provocar o sobreaquecimento dos cabos e, conseqüentemente, danificá-los. Além disso, os desequilíbrios de carga produzem uma corrente de neutro bastante elevada, que pode levar ao acionamento do relé de neutro, ocasionando interrupções indevidas no fornecimento de energia elétrica.

O aumento das perdas de energia é um dos principais problemas ocasionados pelo desequilíbrio de carga. As perdas de energia devido ao consumo causado pela passagem da corrente nos condutores elétricos são normalmente denominadas por “perdas técnicas”. As perdas técnicas, apesar de serem intrínsecas às características físicas do processo de transmissão de energia nas linhas de transmissão, linhas de distribuição e transformação de níveis de tensão que ocorrem em toda a rede elétrica, podem ser substancialmente reduzidas (FIGUEIREDO, 2012). Para as concessionárias de energia é desafiador reduzir este indicador de perdas técnicas no seu sistema.

Atualmente, a maioria das concessionárias de energia elétrica não dispõe de banco de dados com dados trifásicos da rede elétrica. Assim, a análise de perdas para o caso em que não se possuem dados trifásicos, pode ser realizada através de ferramentas computacionais monofásicas. No entanto, as concessionárias de energia elétrica têm investido fortemente em medidores eletrônicos inteligentes para medir todas as grandezas elétricas em pontos estratégicos do seu sistema. Desta forma, é possível mensurar de forma mais eficaz o valor dos fluxos de potências e assim, poder utilizar estas medições em conjunto com programas computacionais para calcular o nível de energia perdida.

Este trabalho apresenta, inicialmente, uma análise de perdas técnicas realizada com a ferramenta computacional ANAREDE do CEPEL e com medições de fronteira obtidas com medidores eletrônicos, propõe uma nova metodologia para obtenção de dados trifásicos para alimentadores de distribuição reais utilizando uma base de dados de medidores eletrônicos coletadas em um sistema de telemetria e apresenta uma análise de perdas técnicas realizada com a ferramenta computacional INTERPLAN, em que as perdas são calculadas em cada fase do sistema trifásico, sendo possível analisar a influência do desequilíbrio de carga do sistema de distribuição.

1.1 Motivação

O cálculo das perdas técnicas em sistemas de distribuição vem sendo discutido na literatura técnica nos últimos anos. Mas, apesar disso, para as concessionárias de energia elétrica, reduzir perdas técnicas continua sendo um problema desafiador. Porém, realizar a análise de perdas técnicas com uma ferramenta computacional monofásica combinada com medições realizadas no sistema de distribuição ou realizar a mesma análise a partir de um banco de dados trifásico obtido através de um sistema de telemetria como proposto neste trabalho, tem sido pouco explorado.

Desde modo, foi identificado um ponto de pesquisa que serviu de motivação para este trabalho.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é propor uma metodologia para obtenção de dados trifásicos de alimentadores reais e analisar perdas elétricas usando fluxo de carga monofásico e trifásico em alimentadores de média tensão (MT).

Os objetivos específicos são:

- Analisar as perdas técnicas em linhas de distribuição reais através do uso da demanda média e medições de fronteira;
- Estabelecer uma metodologia para obter dados trifásicos de alimentadores reais através do sistema de telemetria on-line;
- Simular três alimentadores trifásicos, a partir dos dados obtidos com a metodologia proposta;
- Mensurar o grau de desequilíbrio dos alimentadores escolhidos;
- Analisar os resultados de alimentadores trifásicos e o impacto da geração distribuída nas perdas técnicas de um alimentador com modelagem trifásica.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em sete capítulos:

- ❖ No Capítulo 1 é introduzido o tema geral sobre perdas técnicas e desequilíbrio em redes de MT.
- ❖ No Capítulo 2 é feita uma revisão de literatura da fundamentação teórica do conteúdo abordado, comparando e procurando pontos de melhoria entre os trabalhos correlatos pesquisados.
- ❖ No Capítulo 3 é apresentada uma análise de perdas técnicas em linhas de distribuição reais através do uso da demanda média, medições de fronteira e do fluxo de carga monofásico (ANAREDE).
- ❖ No Capítulo 4 é apresentada uma nova metodologia para obtenção de dados trifásicos de alimentadores que pode ser usado para estudos usando um fluxo de carga trifásico.
- ❖ No Capítulo 5 é feita uma breve explanação do programa computacional INTERPLAN utilizado nas simulações dos casos trifásicos.
- ❖ No Capítulo 6 são apresentados os resultados das simulações dos alimentadores trifásicos.

❖ No Capítulo 7, finalmente, são apresentadas as considerações finais, sugestões para trabalhos futuros e trabalho publicado em seminário nacional.

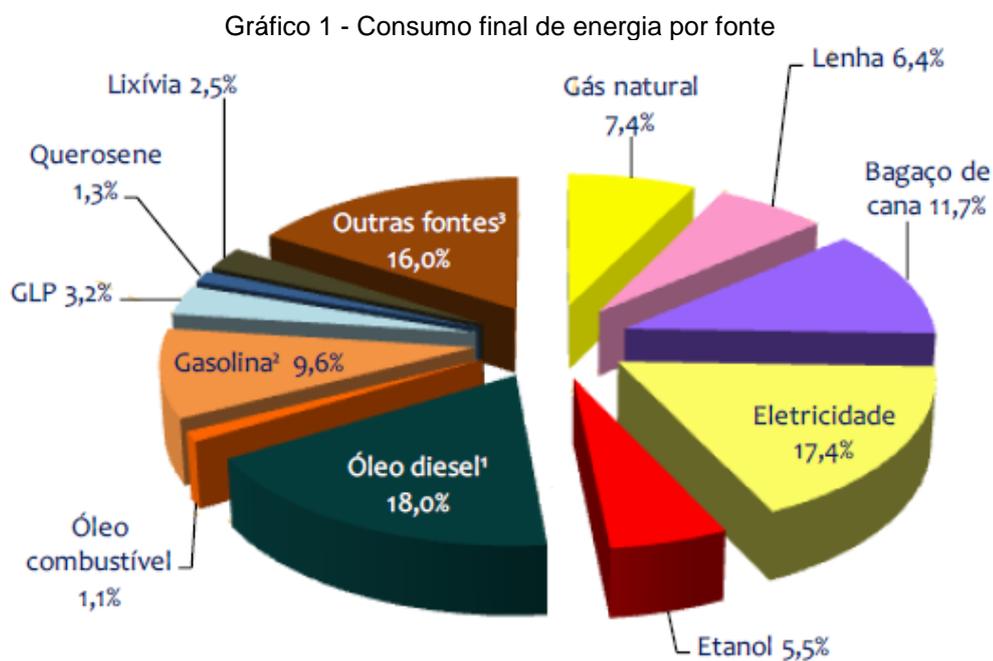
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Introdução

Neste capítulo é abordado o estado da arte dos conceitos que foram utilizados para o desenvolvimento dos estudos realizados. Este capítulo está dividido em seis subitens, que abordam uma breve revisão sobre o sistema elétrico de potência até os conceitos e métodos de cálculos de fluxo de potência.

2.2 Sistemas Elétricos de Potência

No Brasil, a eletricidade é responsável por grande parte da energia consumida. Conforme a EPE (2017), a eletricidade representa cerca de 17,4% do consumo energético final do país, ficando atrás apenas do óleo diesel que representa 18,0%, conforme é ilustrado no Gráfico 1.



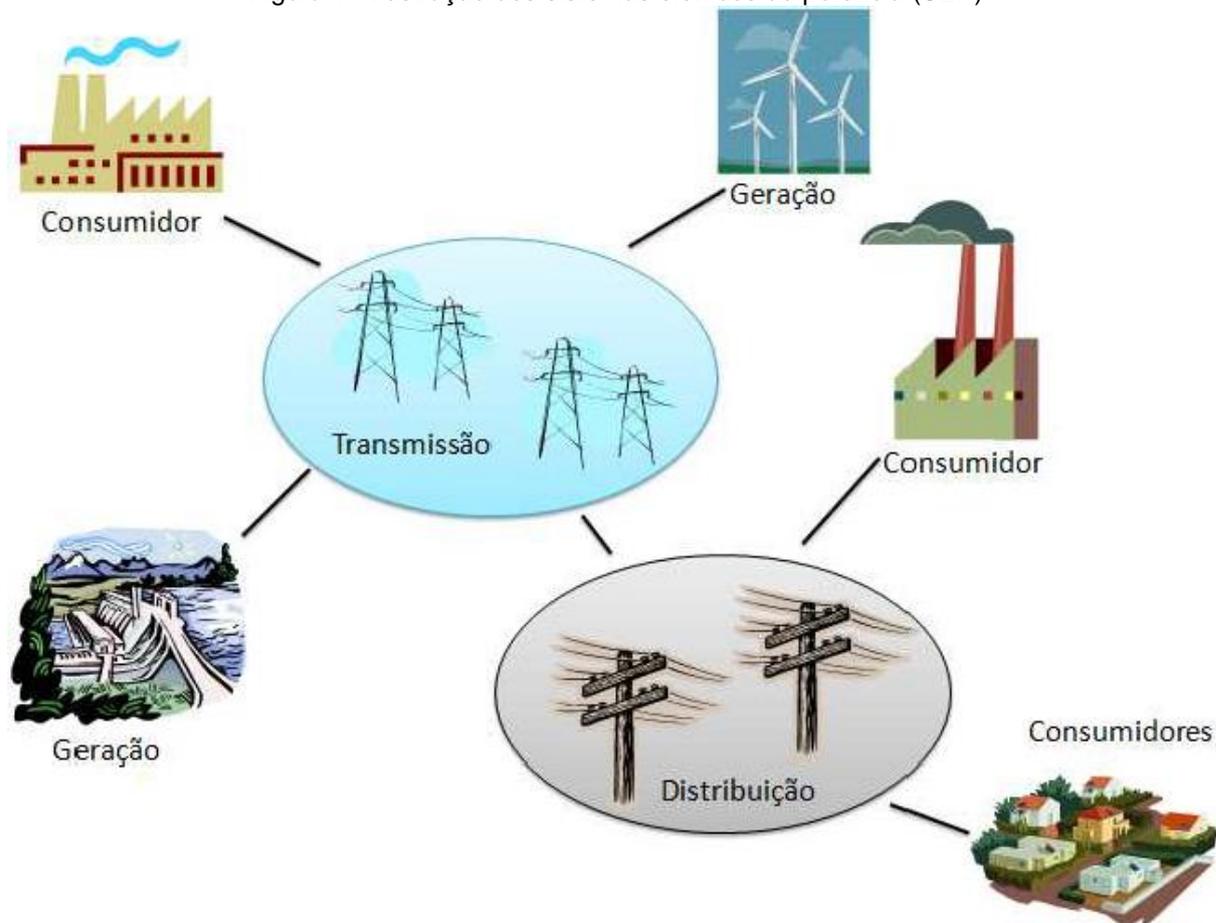
Fonte: EPE (2017).

O SEP (sistema elétrico de potência) é normalmente representado pela divisão clássica de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Na Figura 1 é mostrado essa divisão.

A divisão clássica do SEP é baseada na cadeia produção-transporte-consumo. A geração de energia elétrica é a responsável por produzir a energia

solicitada pelas unidades consumidoras. O transporte pode ser dividido em transmissão, responsável pelo transporte de grandes blocos de energia elétrica (transporte no atacado), e distribuição, responsável pelo transporte de montantes menores da energia elétrica (transporte no varejo) (QUEIROZ, 2010).

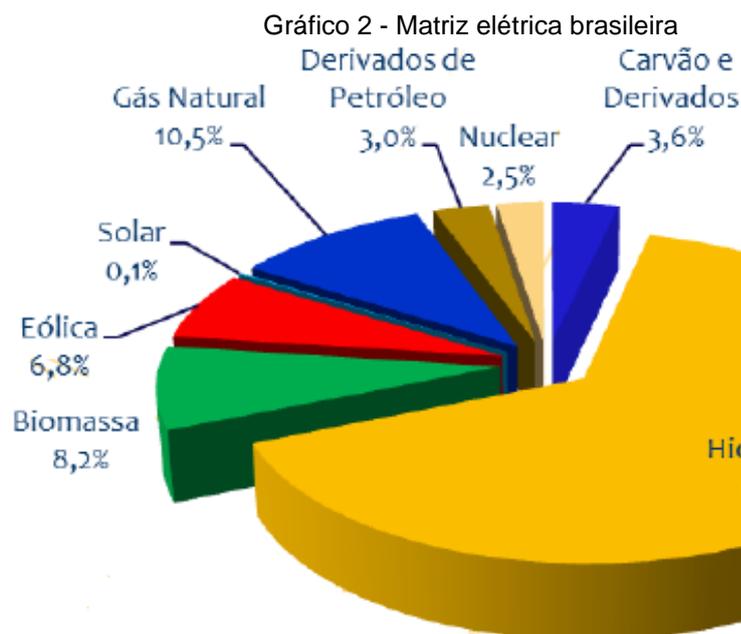
Figura 1 - Ilustração dos sistemas elétricos de potência (SEP)



Fonte: QUEIROZ (2010).

A matriz elétrica brasileira continua sendo majoritariamente atendida por fonte hidráulica, que representa um número significativo de 65,2% de participação, conforme o Gráfico 2.

Em março de 2018, o Brasil possuía aproximadamente 4.916 usinas geradoras em operação, correspondendo à capacidade instalada de 158.292 MW. Do total dessas usinas, 220 são hidrelétricas, 3.002 térmicas, 429 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), duas nucleares, 670 Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs - são usinas com potência instalada igual ou inferior a 1 MW -), 511 usinas eólicas e 81 Centrais Geradoras Solar Fotovoltaica (ANEEL, 2018).



Fonte: EPE (2017).

Segundo o Operador Nacional do Sistema elétrico - ONS (2017), o segmento de transmissão no Brasil é composto por mais de 141.388 mil quilômetros de linhas, operado por 64 concessionárias. Estima-se que em 2019 chegue a uma extensão superior a 154 mil quilômetros. A grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, de usinas hidrelétricas instaladas em locais distantes dos grandes centros de carga. Na Figura 2 é mostrado o mapa do SIN (Sistema interligado nacional).

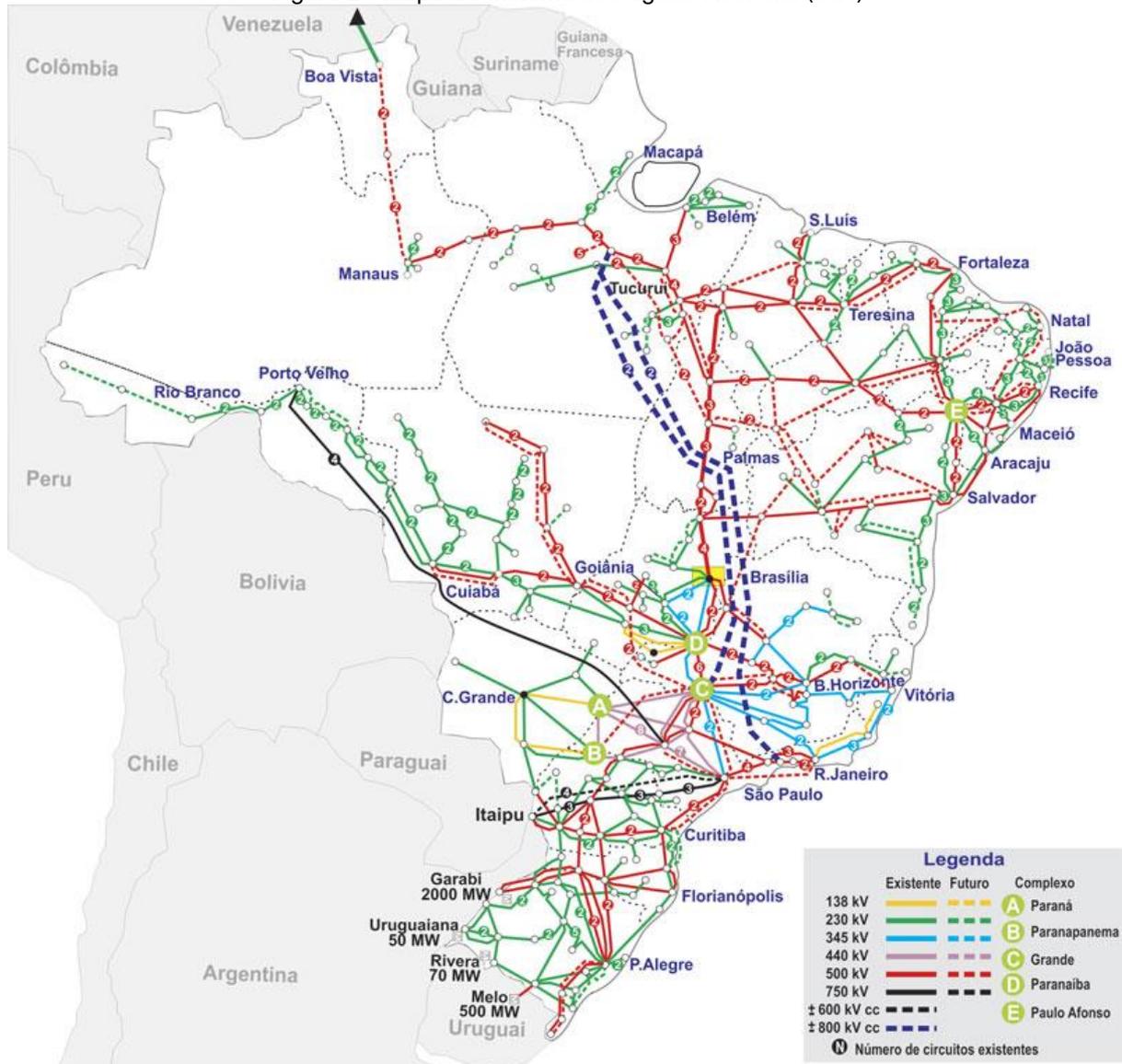
Esse segmento tem como principal característica a sua divisão em dois grandes blocos: o SIN, que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados (SI), instalados principalmente na região Norte.

O serviço público de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, autorizadas e permissionárias. Em 2015, havia 63 Concessionárias, 38 Permissionárias e 13 Autorizadas, totalizando 114 agentes, entre públicos, privados e de economia mista atuando no mercado de distribuição (ANEEL, 2016).

Portanto, devido às distintas características econômicas envolvidas na cadeia produtiva, estabeleceu-se no Brasil uma divisão de quatro agentes que operam neste mercado: geradores - G, transmissores - T, distribuidores - D e comercializadores - C. Cada um possui atribuições distintas, atuando com atividades

mais ou menos reguladas. Dentre as diferenças, a principal reside na característica de monopólio natural encontrada na transmissão e na distribuição da energia elétrica, o que obriga uma regulação mais forte.

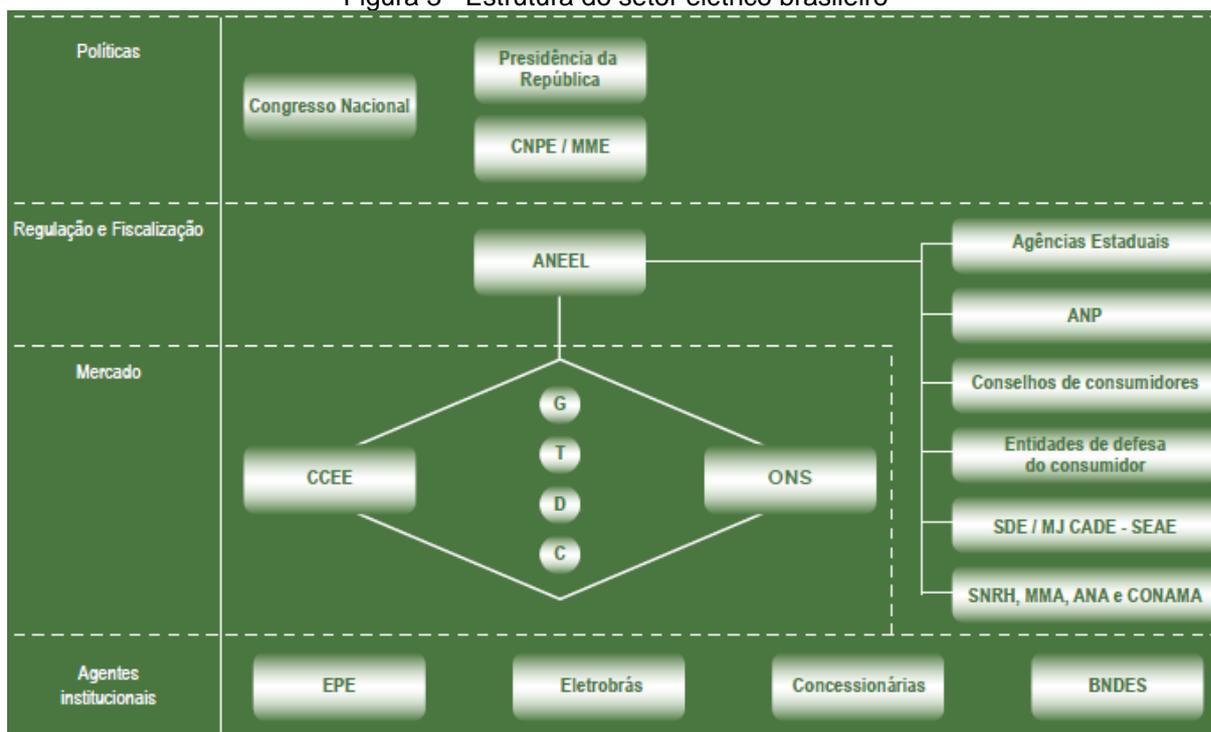
Figura 2 - Mapa do Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ONS (2016).

A estrutura institucional do setor elétrico brasileiro com os quatro agentes de mercado citados anteriormente, além das demais entidades envolvidas é ilustrada na Figura 3.

Figura 3 - Estrutura do setor elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL (2018).

2.3 Caracterização das Perdas nos Sistemas Elétricos de Potência

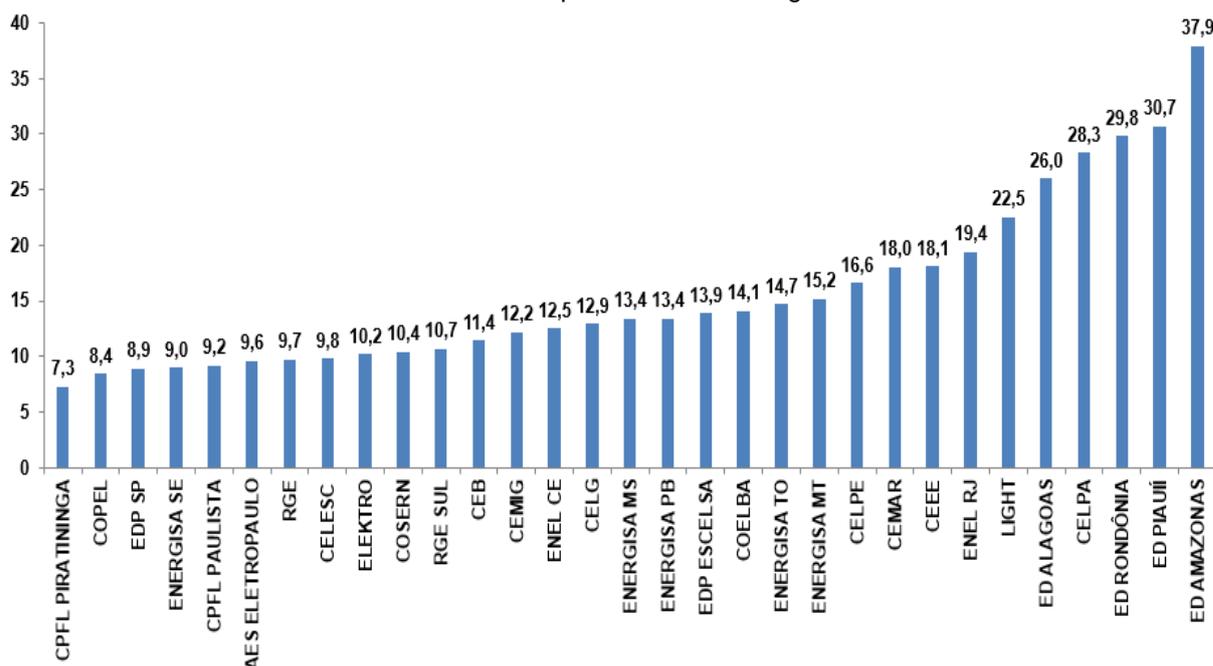
Questão fundamental do Setor de Distribuição, as perdas de energia elétrica, como já se infere pelo próprio nome, remetem à energia elétrica que, apesar de inserida no SI e na rede das Distribuidoras, não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou de ordem comercial (ABRADEE, 2017).

Os sistemas elétricos de potência, rurais ou urbanos, possuem perdas em cada uma de suas etapas. A perda pode ser classificada quanto a natureza, origem, segmento e localização. Quanto à natureza, a perda pode ser classificada em perda de demanda e perda de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída num componente do sistema elétrico num dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída num componente num dado intervalo de tempo (MÉFFE, 2001).

Em relação às perdas por motivos técnicos, elas podem se dar por vários motivos: um dos principais, entretanto, é devido ao aquecimento dos fios condutores elétricos, em decorrência da passagem da eletricidade, o chamado “Efeito Joule”. Nesse quesito, portanto, a extensão das redes e a grandeza territorial do Brasil

acarretam impacto ao nosso nível de perdas técnicas, conforme mostrado no Gráfico 3 o cenário percentual de perdas no sistema global. Já as perdas conhecidas como perdas comerciais ou perdas não técnicas, em geral, apresentam duas principais categorias: furto e fraude de energia. O furto é caracterizado pelo desvio direto de energia da rede elétrica das Distribuidoras para o consumidor ilegal.

Gráfico 3 - Percentual de perdas do sistema global em 2017

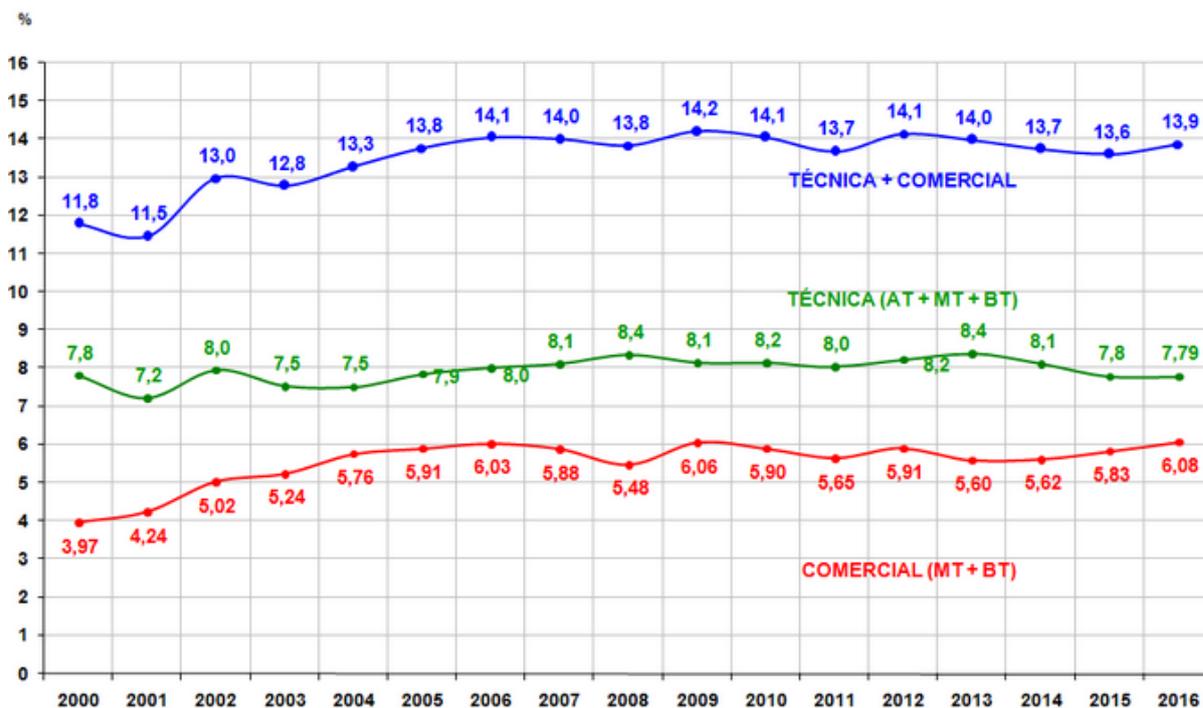


Fonte: Adaptado pelo autor de SIG ABRADDEE (2017).

No caso da fraude, contudo, o consumidor é registrado por parte da distribuidora, mas faz adulterações no sistema de fiações elétricas ou nos próprios equipamentos de medição da sua residência, comércio ou indústria de modo que, apesar de consumir uma certa quantidade de energia, só pague efetivamente por uma parte menor (fração) desse consumo, devido à irregularidade feita. Tanto para Distribuidoras quanto para Consumidor, reduções nas Perdas Comerciais acarretam maior segurança e rentabilidade ao serviço, bem como menor valor final do preço da energia.

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, 2017) tem a seguinte definição: “A perda na distribuição é a diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (MWh), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica”. No Gráfico 4 é apresentado o percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global.

Gráfico 4 - Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras



Fonte: SIG ABRADDEE.

2.4 Potência em Circuitos Trifásicos Equilibrados e Desequilibrados

Um sistema trifásico e equilibrado é um sistema que possui em suas três fases a mesma impedância. Assim sendo, a potência total entregue por uma fonte de geração trifásico desequilibrado é encontrada pela soma da potência de cada uma das três fases. No caso do circuito equilibrado isso se torna ainda mais fácil, pois basta multiplicar por três a potência de alguma das fases.

Desse modo, com os módulos das tensões com relação ao neutro (tensão de fase) e da mesma forma a corrente (corrente de fase), calcula-se a potência ativa trifásica (P) pela equação:

$$P = 3V_F I_F \cos \theta \quad (1)$$

Em que:

P é a potência ativa;

V_F é a tensão de fase;

I_F é a corrente de fase;

$\cos \theta$ é o fator de potência.

Admitindo que V_l e I_l são respectivamente os módulos da tensão entre linhas e corrente de linha, tem-se:

$$V_F = \frac{V_l}{\sqrt{3}} \text{ e } I_F = I_l \quad (2)$$

Em que:

V_F é a tensão de fase;

V_l é a tensão de linha;

I_F é a corrente de fase;

I_l é a corrente de linha.

Assim, tem-se para a potência reativa trifásica (Q):

$$Q = 3V_F I_F \text{ sen } \theta = \sqrt{3} V_l I_l \text{ sen } \theta \quad (3)$$

Em que:

Q é a potência reativa;

V_F é a tensão de fase;

I_F é a corrente de fase;

V_l é a tensão de linha;

I_l é a corrente de linha;

$\text{sen } \theta$ é o seno do ângulo entre a tensão e a corrente.

Por fim, o módulo da potência aparente trifásica (S) é dado por:

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4)$$

Em que:

S é a potência aparente;

P é a potência ativa;

Q é a potência reativa.

Já para sistemas desbalanceados as impedâncias das linhas e das cargas não são iguais em módulo ou fase. A potência total é a soma das potências de cada uma das fases do sistema. Assim, para a potência ativa trifásica total, tem-se que:

$$P = V_A I_A \cos \theta_A + V_B I_B \cos \theta_B + V_C I_C \cos \theta_C \quad (5)$$

Em que:

P é a potência ativa;

V_A é a tensão da fase A;

I_A é a corrente da fase A;

$\cos \theta_A$ é fator de potência da fase A;

V_B é a tensão da fase B;

I_B é a corrente da fase B;

$\cos \theta_B$ é fator de potência da fase B;

V_C é a tensão da fase C;

I_C é a corrente da fase C;

$\cos \theta_C$ é fator de potência da fase C.

Para a potência reativa trifásica total, a equação é dada por:

$$Q = V_A I_A \sen \theta_A + V_B I_B \sen \theta_B + V_C I_C \sen \theta_C \quad (6)$$

Em que:

Q é a potência reativa;

V_A é a tensão da fase A;

I_A é a corrente da fase A;

$\sen \theta_A$ é o ângulo entre a tensão e a corrente da fase A;

V_B é a tensão da fase B;

I_B é a corrente da fase B;

$\sen \theta_B$ é o ângulo entre a tensão e a corrente da fase B;

V_C é a tensão da fase C;

I_C é a corrente da fase C;

$\sen \theta_C$ é o ângulo entre a tensão e a corrente da fase C;

Para o módulo da potência aparente trifásica a equação fica representada por:

$$|S| = \sqrt{(P_A + P_B + P_C)^2 + (Q_A + Q_B + Q_C)^2} \quad (7)$$

Em que:

S é a potência aparente;

P_A é a potência ativa da fase A;

P_B é a potência ativa da fase B;

P_C é a potência ativa da fase C;

Q_A é a potência reativa da fase A;

Q_B é a potência reativa da fase B;

Q_C é a potência reativa da fase C.

Segundo Moura et al. (2018), a potência trifásica em circuitos equilibrados independe do tipo de ligação, podendo ser dada em função das correntes e tensões de fase ou em função das correntes e tensões de linha. No entanto, quando as cargas deixam de ser equilibradas, não é mais possível usar o equivalente monofásico. As três fases devem ser consideradas e a sequência de fases pode provocar correntes de linha completamente diferentes do caso equilibrado.

2.5 Desequilíbrio em Alimentadores de MT e as Perdas Técnicas

O desequilíbrio de potência entre fases em alimentadores de distribuição contribui de forma significativa para o aumento das suas perdas técnicas. O conceito de desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico trifásico é representado por uma condição na qual as três fases apresentam valores diferentes de tensão em módulo ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente.

O desequilíbrio nos sistemas também é muitas vezes definido como o desvio máximo dos valores médios das tensões ou das correntes trifásicas, dividido pela média dos mesmos valores, expresso em porcentagem. O desequilíbrio pode ser estudado usando-se a teoria das componentes simétricas. A razão entre os componentes de sequência negativa ou zero, com a componente de sequência positiva, pode ser usado para especificar a porcentagem do desequilíbrio (PAULILO, 2013).

As origens destes desequilíbrios geralmente estão nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente, fazendo surgir no circuito tensões de sequência negativa e zero. Este problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica possuem uma má distribuição de carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas na rede da concessionária na qual estão conectadas.

Nunes (2015) exemplificou um cálculo simples para demonstrar o impacto do desequilíbrio de potência. No seu cálculo foi considerado um alimentador trifásico com 10 km de extensão, construído em cabos de alumínio #4/0 CAA, que apresentam uma resistência ôhmica $r=0,3679 \Omega/\text{km}$ e com as seguintes correntes: $I_A=100 \text{ A}$, $I_B=150 \text{ A}$ e $I_C=50 \text{ A}$.

As perdas por efeito joule foram calculadas pela equação:

$$P = RI_a^2 + RI_b^2 + RI_c^2 \quad (8)$$

Em que:

P é a potência ativa;

R é a resistência do condutor elétrico;

I_a é a corrente da fase A;

I_B é a corrente da fase B;

I_C é a corrente da fase C.

As perdas encontradas por Nunes (2015) foram da ordem de 130 kW. Se o circuito fosse equilibrado, ou seja, $I_A=100 \text{ A}$, $I_B=100 \text{ A}$ e $I_C=100 \text{ A}$, estas perdas seriam de aproximadamente 110 kW.

Logo, uma redução no desequilíbrio das potências dos alimentadores de distribuição provoca uma redução imediata nas perdas do sistema, pois a perda é em função do quadrado das correntes. O mesmo efeito é ainda mais evidente na redução das perdas de potência reativa, porque a relação X/R da maior parte dos condutores é superior a um.

2.6 Fluxo de Potência em Redes de Distribuição

O fluxo de potência é uma ferramenta fundamental para a análise de sistemas elétricos. Através do cálculo do fluxo de potência são obtidas as condições em regime permanente do sistema (níveis de tensão nas barras, fluxos de potência nas linhas, perdas, etc.). Nos sistemas reais devido ao fato da demanda estar variando constantemente, e ocorrerem alguns eventos inesperados no sistema (perdas de energia não técnicas, contingências, manutenção dos elementos do sistema, etc.) tornando ainda mais complexo determinar o estado do sistema em um determinado instante (PAREJA, 2009).

Os métodos tradicionais de cálculo de fluxo de potência em redes de transmissão, tais como os métodos de Newton-Raphson, Desacoplado Rápido, não apresentam desempenho adequado no caso de redes de distribuição radiais. Esse fato resulta de características particulares das redes de distribuição, tais como a baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, reguladores de tensão e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associadas a outros com valor de impedância relativamente alto (MONTICELLI, 1983).

Tais características podem afetar a convergência dos métodos de solução exigindo grande número de iterações ou, até mesmo, causando divergência do processo iterativo. Além disso, o esforço computacional associado a esses métodos (fatoração de matrizes, solução de sistemas de equações, etc.) é desnecessariamente alto no caso de redes de distribuição radiais.

Vários métodos eficientes para solução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição radiais estão disponíveis na literatura especializada. Esses métodos estão divididos em duas grandes categorias: o Método da Soma das Correntes (SDC) ou Soma das Potências (SDP), conhecidos como “Varredura Direta e Reversa”; e os métodos baseados na “Impedância Nodal Implícita” (SRINIVAS, 2000).

A primeira categoria é recomendada principalmente para sistemas puramente radiais, embora possa ser adaptada para redes com algumas poucas malhas (fracamente malhados). O método é constituído por duas versões, a primeira possui uma formulação em termos de corrente (SHIRMOHAMMADI et al., 1988), enquanto a segunda utiliza uma formulação baseada em potência (BROADWATER

et al., 1988). Nesses métodos, a rede é representada por uma árvore orientada, em que a raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos ramais secundários que partem do tronco. A varredura reversa consiste em, partindo-se dos nós extremos e usando uma estimativa inicial das tensões nodais, calcular as correntes ou fluxos nas linhas até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se a varredura direta a qual consiste em recalculando os valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que os valores de tensão de duas iterações consecutivas não variem mais que um valor de tolerância pré-estabelecido.

Já os métodos baseados na matriz impedância nodal implícita utilizam uma formulação mais adequada para sistemas malhados. Baseiam-se na formação e fatoração da matriz de admitância nodal (Y_{barra}) e injeções de corrente equivalentes para resolver a rede. Nesse método, o efeito da fonte e das cargas é representado separadamente por superposição (CHEN, 1991).

O método da Soma das Potências tem apresentado melhores resultados para redes de distribuição radiais em termos de precisão dos resultados, tempo total de computação e facilidade de modelagem dos componentes do sistema de distribuição. É um método iterativo composto basicamente pelas seguintes etapas: Cálculo das potências equivalentes em cada barra, no sentido das barras terminais para a barra fonte; Cálculo das tensões nodais em cada barra, no sentido da barra fonte para as barras terminais (a tensão da barra fonte é conhecida); Verificação da convergência: módulo da diferença entre tensões em iterações sucessivas menor que tolerância especificada; Se não houver convergência, cálculo das perdas nos ramos, no sentido das barras terminais para a barra fonte. Retorne à primeira etapa.

Já em termos de fluxo de carga para redes de distribuição desequilibrados, mostra-se relevante o trabalho de Cheng e Shirmohammadi (1995), que é uma extensão do método proposto em Shirmohammadi et al. (1988). Neste trabalho, está incluída a modelagem de linhas, capacitores, cargas e barras PV (barra de tensão controlada) trifásicas.

2.7 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo procurou-se analisar a situação atual das perdas elétricas no SEP, a evolução de algumas metodologias existentes para o cálculo das perdas técnicas disponíveis, conceitos e alguns métodos de equacionamentos para situações de equilíbrio e desequilíbrio, a relação entre o desequilíbrio e as perdas elétricas e como aplicar o método de cálculo através de fluxo de carga.

Observa-se que as metodologias apresentadas não avaliam as perdas conforme é estudado neste trabalho, pois conforme mostrado nas referências, as análises de perdas técnicas são feitas sem a utilização de medições eletrônicas e sem uso de um banco de dados trifásicos de sistemas reais.

3 ANÁLISE DE PERDAS TÉCNICAS POR DEMANDA MÉDIA EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO EM ALTA TENSÃO

3.1 Introdução

Os estudos de fluxos de carga são de muita importância no planejamento e desenho dos sistemas de potência como também na determinação das melhores condições de operação, controle e supervisão dos sistemas existentes. A determinação do estado da rede é essencial a qualquer sistema de energia elétrica. O fluxo de carga ou fluxo de potência consiste em determinar os módulos e ângulos da tensão em todas as barras ou nós do sistema, para uma determinada condição de geração e carga. O cálculo do fluxo de potência é a base da análise de um sistema de potência, sendo utilizado desde o planejamento até a operação em tempo real (MARTINS, 2018).

No contexto atual em que vivemos, a energia elétrica deixou de apenas proporcionar conforto e passou a ser um produto essencial para o funcionamento e desenvolvimento de todos os setores. Todo o desenvolvimento, expansão e modernização do país está diretamente vinculado e dependente do setor elétrico. Desse modo, torna-se necessário aumentar a eficiência dos sistemas de energia, elevando seu nível de confiabilidade através da redução de perdas aliado à diminuição dos custos provenientes das mesmas (FISCHER; PAIXÃO; SAUSEN, 2017).

Os métodos para a resolução do problema de fluxo de potência nos sistemas de distribuição começaram a ser criados na década de 1950, com o método de WARD e HALE, (1956). Pouco tempo depois surgiu o método de Newton-Raphson (VAN NESS, 1959) e TINNEY e HART, (1967). Em seguida, na década de 1970 foram surgindo novos métodos, como por exemplo, os métodos desacoplados, já com base no método de Newton-Raphson. Atualmente, já existem programas computacionais que rapidamente resolvem o problema de fluxo de carga, como por exemplo, o ANAREDE e PSCAD.

Os estudos de fluxo de potência para distribuição eram realizados com pouca precisão, por esse motivo, os sistemas de distribuição eram superdimensionados. Com o passar dos anos, as redes elétricas foram submetidas a um aumento constante de demanda de carga, fazendo com que estes sistemas

chegassem a sua capacidade máxima e impactando no aumento das perdas por efeito joule (MARTINS, 2018).

As distribuidoras devem ter como meta central manter o fornecimento contínuo de energia e para isto precisam ampliar seus sistemas e melhorar a confiabilidade, o que implica em grandes investimentos. Se violarem os indicadores de continuidade, definidos pela ANEEL, pagam multas elevadas. Logo, preocupam-se quando realizam o planejamento da expansão da rede, não somente em minimizar custos de investimentos, mas também em considerar o atendimento aos critérios de confiabilidade requeridos para o sistema (MILOCA, 2012).

Em estudos de planejamento voltados para perdas, é usual que se represente o carregamento do transformador como sendo um carregamento equivalente global, sem distinguir as suas parcelas constituintes, ou seja, o consumo de energia faturado, as perdas comerciais e as perdas técnicas. As perdas técnicas são relativamente conhecidas e monitoradas, e se originam da circulação de correntes nos elementos das redes elétricas, sendo calculadas sistematicamente nos estudos de planejamento da operação (OLIVEIRA et. al., 2016).

Todas estas mudanças trazem novos desafios aos profissionais que atuam nas empresas do setor elétrico, particularmente aqueles que atuam nas empresas de distribuição, que constitui o elo de conexão dos consumidores com o sistema (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Este trabalho começou durante um estudo realizado na Enel Ceará quando o cálculo do balanço de energia em alta tensão da companhia estava em fase de desenvolvimento, cujo objetivo principal era criar uma metodologia que pudesse de fato ser aplicada ao sistema real e que envolvesse critérios para detectar em quais trechos estavam as maiores perdas, de modo que o planejador da concessionária pudesse utilizá-la de forma a auxiliar eficientemente no seu trabalho de planejamento da expansão da rede.

Dessa forma, o objetivo é usar o aplicativo ANAREDE para cálculo do fluxo de potência e as medições de fronteira para obter as perdas técnicas nas linhas primárias e secundárias, utilizando a demanda média de um dia representativo, e observar quais trechos possuem as maiores perdas técnicas do regional SBD (Sobral) que compõe o sistema na Enel Distribuição Ceará.

análise segmentada das perdas técnicas por eixo. As medições de fronteira primárias das LD's (entrada do sistema) foram adquiridas através do sistema de telemetria PIM (Plataforma Integrada de Medição), enquanto que os dados medidos de demanda (saída do sistema - saída dos transformadores) foram adquiridos pela plataforma *Enterprise*, ambos sistemas corporativos da Enel.

As simulações foram feitas nos softwares ANAREDE e FORM (formulário integralizado no ANAREDE que fornece os resultados do fluxo de carga) que são utilizados nas áreas de planejamento e operação das concessionárias de energia elétrica. O ANAREDE é o programa mais utilizado no Brasil para análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente.

Este programa possui os seguintes recursos disponíveis: Programas de fluxo de potência: Desacoplado Rápido (DR), Newton (NEWT), Newton / Partida DR (NEWT PART), Modelo Linear (LFDC), Modelo Linear / Perdas (LFDC / PERD), Newton / Partida Linear (NEWT INDC) e Newton / Inicializar Ângulos (NEWT IANG); Programa de Equivalente de Redes; Programa de Análise de Contingências; Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão; Programa de Análise de Sensibilidade de Fluxo; Programa de Fluxo de Potência Continuado; Programa de Definição das Redes Complementar e Simulação; Programa de Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência e Programa de Avaliação de Região de Segurança Estática e Dinâmica (MOURA et. al., 2018).

As simulações tiveram foco apenas na regional SBD devido ao alto índice de perdas técnicas em alta tensão, quando comparado com as outras regionais existentes. Foram utilizadas as demandas médias de um dia representativo de cada um dos dois meses analisados (agosto e setembro de 2016) para minimizar os efeitos de possíveis transferências de cargas que interferem nos resultados.

Após definido o dia mais próximo da demanda média dos meses citados foi alimentada a planilha (ver na Figura 5) para gerar os casos com extensão PWF (arquivo de entrada para simulação no ANAREDE) e logo depois processado o fluxo de carga. Em seguida, foi gerado o relatório do programa FORM a partir dos dados medidos das medições de saída do secundário dos transformadores 69/13,8 kV para a análise das linhas primárias.

Figura 5 - Planilha de geração dos arquivos PWF.

Número de Barras de 69:	351	MÊS HORIZONTE	NOV	ANO HORIZONTE	2016	TIPO DE DIA	SÁB	GERAR PWF																																									
Número de Barras de 13,8:	220																																																
Número de Circuitos:	722																																																
Hora da Carga:	9:00																																																
Título:	SISTEMICO_COELCE_9h_NOV_2016_SÁB																																																
Nome do Arquivo do Deck:	SISTEMICO_COELCE_9h_NOV_2016_SÁB																																																
Caminho:																																																	
Caminho Visual Anarede:																																																	
Dados de Constantes do Programa																																																	
Máximo de Iterações (ACIT):	90.	ACIT																																															
Tolerância de convergência do erro de potência reativa na barra (TEPR):	1.	TEPR																																															
Tolerância para tensões controladas (TLVC):	.1	TLVC																																															
Tolerância para limite de tape de transformador (TLTC):	.01	TLTC																																															
Tolerância para capacidade de carregamento dos circuitos (TLPP):	1.	TLPP																																															
Título da contingência:	DECK SISTEMICO																																																
Circuitos em contingências:																																																	
Dados Limite de tensão:	0	0.800	1.200	0.800	1.200																																												
Relatórios:	RELA	RLIN	1.200	RCAR	RPER																																												
Dados Limite de tensão ANAREDE:	1	0.981	1.055	2	0.949	1.052																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Dados de Barra de 69</th> <th>Número da Barra</th> <th>Operação</th> <th>ESTADO</th> <th>Tipo da Barra</th> <th>Grupo de Base</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CHESF</td> <td>3</td> <td>MLG-69</td> <td>5413</td> <td>M</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CHESF</td> <td>3</td> <td>TAD-69</td> <td>5613</td> <td>M</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CHESF</td> <td>3</td> <td>ICO-69</td> <td>5633</td> <td>M</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CHESF</td> <td>3</td> <td>BSP-69</td> <td>5422</td> <td>M</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>								1	2	3	4	5	6	7	Dados de Barra de 69		Número da Barra	Operação	ESTADO	Tipo da Barra	Grupo de Base	CHESF	3	MLG-69	5413	M			CHESF	3	TAD-69	5613	M			CHESF	3	ICO-69	5633	M			CHESF	3	BSP-69	5422	M		
1	2	3	4	5	6	7																																											
Dados de Barra de 69		Número da Barra	Operação	ESTADO	Tipo da Barra	Grupo de Base																																											
CHESF	3	MLG-69	5413	M																																													
CHESF	3	TAD-69	5613	M																																													
CHESF	3	ICO-69	5633	M																																													
CHESF	3	BSP-69	5422	M																																													

Fonte: Enel Ceará (2018).

Por fim, após adquiridos todos os dados realizou-se o fluxo de potência referente a cada trecho primário e secundário da regional e observou-se no diagrama elétrico as perdas detalhadas por eixo para as análises das linhas.

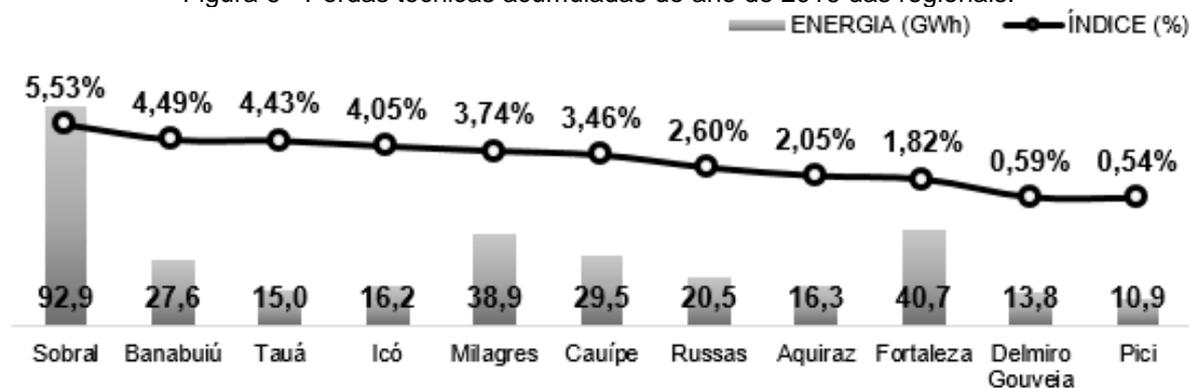
3.3 Análise dos Resultados

Para a análise das perdas técnicas das linhas de distribuição primárias foi necessário realizar simulações em dois meses, com o objetivo também de garantir que as medições de fronteira das respectivas linhas estivessem sem nenhum problema com o registro de demanda e não interferissem nos resultados simulados nas linhas secundárias. Neste período iniciou-se as análises através da metodologia descrita no item 3.2 e a partir daí também identificou-se que a regional SBD possuía um alto índice de perdas em algumas linhas secundárias, assim foi possível mostrar com mais detalhes a confiabilidade da sistemática de análise através da metodologia aplicada.

Na Figura 6 são mostradas as perdas acumuladas/ano de 2016 das 11 regionais que compõem o sistema da companhia. A regional SBD acumulou uma perda de 92,9 GWh, este valor representado em porcentagem equivale a 5,53%

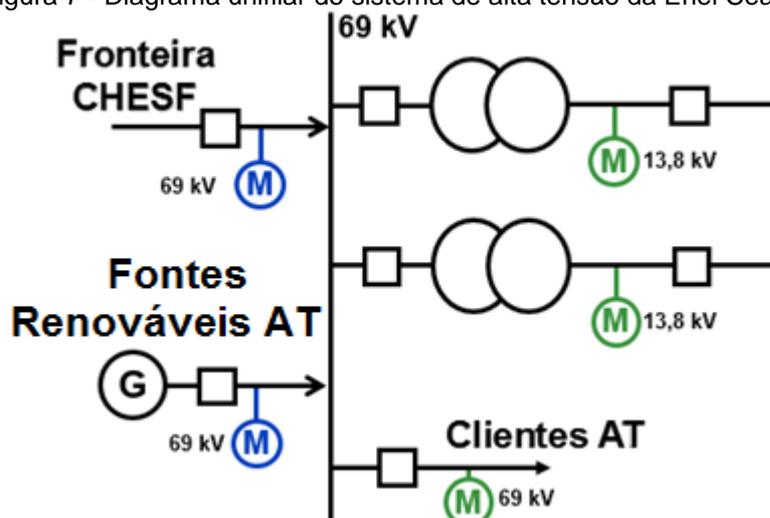
para um valor de entrada de 1.678 GWh, sendo muito superior às outras regionais. Desta forma, o resultado motivou um estudo detalhado da respectiva região.

Figura 6 - Perdas técnicas acumuladas do ano de 2016 das regionais.



O sistema de alta tensão da companhia possui 173 medições no secundário dos transformadores de 69/13,8 kV, 11 parques eólicos conectados diretamente no barramento de 69 kV das subestações, 35 clientes livres e 24 clientes cativos, todos com tensão de fornecimento de 69 kV. No diagrama unifilar mostrado na Figura 7 é resumido a localização das medições do sistema em alta tensão.

Figura 7 - Diagrama unifilar do sistema de alta tensão da Enel Ceará.



Na Tabela 1 são mostrados os resultados dos fluxos de potência ativa obtidos com o ANAREDE referentes à simulação realizada no mês de agosto das linhas primárias da regional SBD, que foram estimadas a partir dos dados medidos das cargas de saídas conectadas nas respectivas linhas.

Tabela 1 - Comparação do fluxo de potência gerado pelo relatório do programa FORM e as medições de fronteira das linhas primárias referentes ao mês de agosto.

ANAREDE					Medição	
Nome da barra 'DA'	Nome da barra 'PARA'	LDAT	Número do circuito	Fluxo de potência ativa entre as barras K e M [MW]	Balanco AT	Varição
SBD-69	CRE - 69	02J1	1	22,7064	23,3336	0,6272
SBD-69	SBU - 69	02J3	2	38,0687	37,5697	-0,4990
SBD-69	SBU - 69	02J4	1	37,9237	37,5417	-0,3820
SBD-69	MSP - 69	02J5	1	20,6363	20,8529	0,2166
SBD-69	Drv1.CRE- 69	02J6	1	20,8600	20,8325	-0,0275
SBD-69	CRE - 69	02J7	2	20,7503	20,5004	-0,2499
SBD-69	CRC - 69	02J2	2	14,5574	14,7071	0,1497
SBD-69	CRC - 69	02J8	1	14,5008	14,3553	-0,1455

Os resultados do fluxo de potência ativa das oitos linhas primárias referentes às simulações realizadas no mês de agosto se aproximaram das medições de demanda das fronteiras. As variações em todas as linhas ficaram abaixo de 1 MW, consideradas normais.

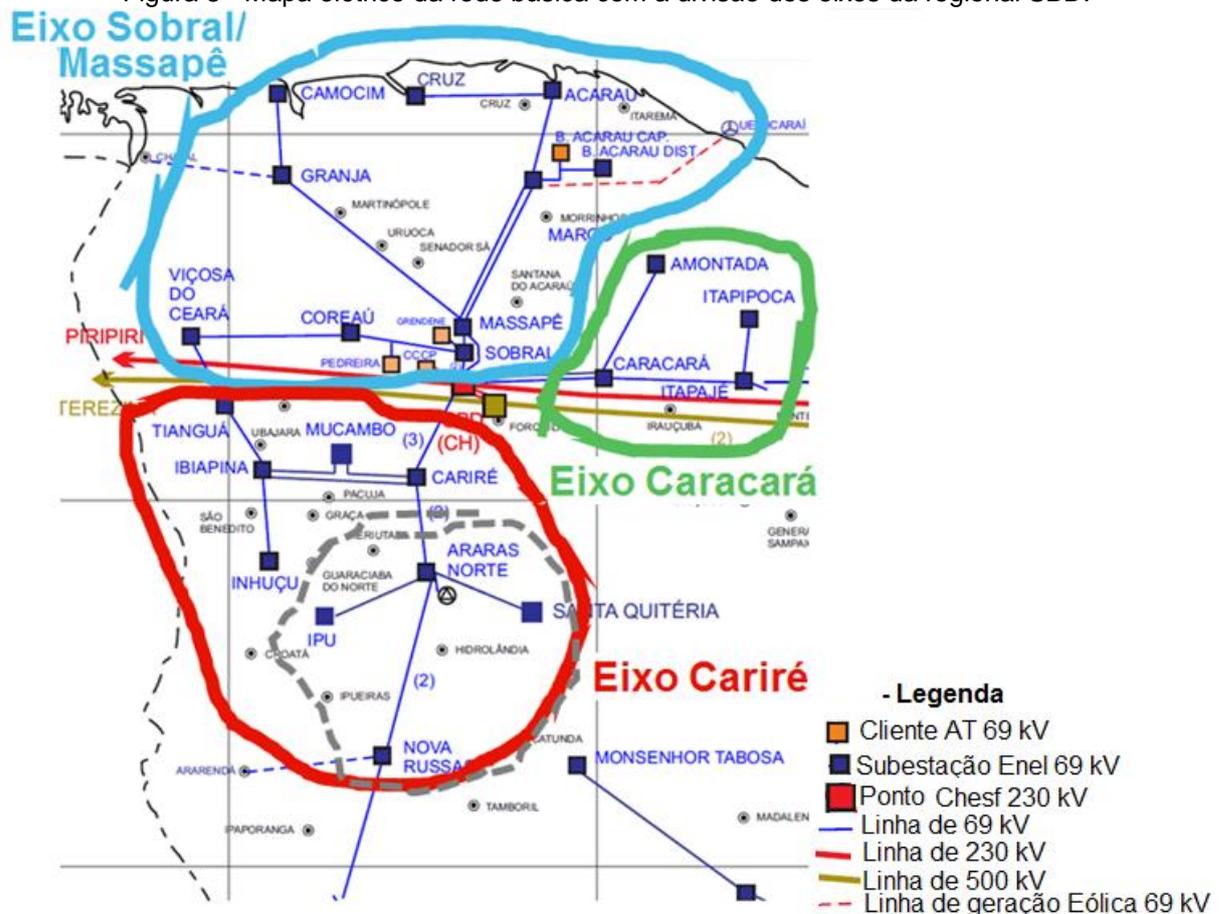
No mês de setembro os resultados também foram satisfatórios (abaixo de 2 MW), apesar das linhas 02J3 e 02J4 apresentarem uma variação maior que no mês de agosto, mas ainda ficaram com um patamar de variação considerado normal para as linhas primárias. As demais linhas ficaram com variações abaixo de 1 MW, conforme é mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Comparação do fluxo de potência gerado pelo relatório do programa form e as medições de fronteira das linhas primárias referente ao mês de setembro.

ANAREDE					Medição	
Nome da barra 'DA'	Nome da barra 'PARA'	LDAT	Número do circuito	Fluxo de potência ativa entre as barras K e M [MW]	Balanco AT	Varição
SBD-69	CRE - 69	02J1	1	24,4020	24,9917	0,5897
SBD-69	SBU - 69	02J3	2	34,8409	33,7492	-1,0917
SBD-69	SBU - 69	02J4	1	34,9719	33,7284	-1,2435
SBD-69	MSP - 69	02J5	1	21,3640	21,5639	0,1999
SBD-69	Drv1.CRE- 69	02J6	1	22,4178	22,3058	-0,1120
SBD-69	CRE - 69	02J7	2	22,2998	21,9778	-0,3220
SBD-69	CRC - 69	02J2	2	14,5526	14,6620	0,1094
SBD-69	CRC - 69	02J8	1	14,4979	14,6620	0,1641

Para uma análise mais detalhada foram simuladas as perdas nas linhas secundárias. As análises foram segmentadas em três eixos: Sobral/Massapê, Caracará e Cariré. Na Figura 8 são ilustrados os eixos citados anteriormente e as suas respectivas subestações correspondentes.

Figura 8 - Mapa elétrico da rede básica com a divisão dos eixos da regional SBD.



Fonte: Adaptado pelo autor de Enel Ceará (2018).

O eixo Sobral/Massapê possui as linhas primárias SBD 02J3, 02J4 e 02J5 que fazem fronteira com a Chesf. As linhas secundárias foram analisadas detalhadamente trecho a trecho conforme é mostrado na Tabela 3. Os trechos secundários destacados em verde foram os que obtiveram resultados de perdas técnicas por demanda aceitável (abaixo de 3%), já os destacados em vermelho foram as linhas secundárias que tiveram os maiores índices (acima de 3%). O trecho que chamou atenção foi o Massapê (MSP) - Granja (GRJ) com valores de perdas em porcentagem (%) de 4,62 e 5,95 para os meses de agosto e setembro respectivamente. As possíveis causas do índice elevado das perdas elétricas nos trechos mencionados é o desequilíbrio de carga nas fases e condutores antigos.

Tabela 3 - Resultados do relatório do programa FORM com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto.

Eixo Sobral/Massapé				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)	
CIRCUITO	LT - Front.	LT - 69	LT - 69	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)		
2	----->	SBD - 02J3	----->	SBU	38,1	38,0	0,1	0,26%	35,0	34,9	0,1	0,29%	2,81
3	----->	SBD - 02J4	----->	SBU	37,9	37,8	0,1	0,26%	34,8	34,8	0,0	0,00%	2,81
4	----->	SBD - 02J5	----->	MSP	18,9	18,6	0,3	1,59%	21,4	20,9	0,5	2,34%	22,25
14		CRU	----->	VCS	3,4	3,4	0,0	0,00%	3,7	3,7	0,0	0,00%	0,00
15		Dev2.PDR	----->	CRU	6,5	6,4	0,1	1,54%	7,7	7,6	0,1	1,30%	22,80
16		Dev2.PDR	----->	PDR	0,1	0,1	0,0	0,00%	0,1	0,1	0,0	0,00%	0,00
17		Dev1.PDR	----->	Dev2.PDR	6,5	6,5	0,0	0,00%	7,8	7,7	0,1	1,28%	14,68
18		Dev1.SBQ	----->	Dev1.PDR	6,6	6,5	0,1	1,52%	7,8	7,8	0,0	0,00%	14,91
19		Dev1.SBQ	----->	SBQ	3,3	3,3	0,0	0,00%	4,8	4,8	0,0	0,00%	2,41
20		SBU	----->	Dev1.SBQ	9,8	9,8	0,0	0,00%	12,6	12,6	0,0	0,00%	0,63
21		SBU	----->	GRN	12,8	12,8	0,0	0,00%	4,2	4,2	0,0	0,00%	3,92
22		SBU	----->	MSP	18,9	18,6	0,3	1,59%	20,3	19,9	0,4	1,97%	18,96
23		MSP	----->	GRJ	13,0	12,4	0,6	4,62%	16,8	15,8	1,0	5,95%	70,54
24		GRJ	----->	CMM	7,1	6,9	0,2	2,82%	7,6	7,3	0,3	3,95%	24,00
25		MSP	----->	MRC	9,9	9,6	0,3	3,03%	8,1	7,9	0,2	2,47%	53,44
26		MSP	----->	MRC	10,4	10,2	0,2	1,92%	8,6	8,4	0,2	2,33%	50,64
27		MRC	----->	ACA	17,2	16,7	0,5	2,91%	19,9	19,2	0,7	3,52%	33,70
28		ACA	----->	CRZ	4,7	4,6	0,1	2,13%	6,2	6,1	0,1	1,61%	39,46
29		MRC	----->	Dev2.BXD	6,3	6,3	0,0	0,00%	5,8	5,8	0,0	0,00%	3,18
30		EJA	----->	MRC	8,7	8,5	0,2	2,30%	13,4	12,9	0,5	3,73%	53,44
31		Dev2.BXD	----->	BXU	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,99
32		Dev2.BXD	----->	BXD	6,3	6,3	0,0	0,00%	5,8	5,7	0,1	1,72%	7,69

443,26

Para o eixo Cariré que possui as linhas primárias 02J1, 02J6 e 02J7 a quantidade de trechos com perdas elevadas foi maior que no eixo Sobral/Massapé. Os que mais se destacaram foram o Cariré (CRE) - Ibiapina (IBP) com valor de 5,03% e a derivação do barramento existente entre Nova Russas (NVR) e Araras do Norte (ARU) que é denominado fct.NVR com índice de 4,17% e no mês de setembro os resultados foram 4,86% e 5,41% respectivamente, como é mostrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Resultados do relatório do programa form com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto do eixo Cariré.

Eixo Cariré				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)	
CIRCUITO	LT - Front.	LT - 69	LT - 69	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)		
1	----->	SBD - 02J1	----->	CRE	22,7	21,9	0,8	3,52%	24,4	23,5	0,9	3,69%	31,80
5	----->	SBD - 02J6	----->	Drv1.CRE	20,9	20,6	0,3	1,44%	22,4	22,1	0,3	1,34%	34,62
6	----->	SBD - 02J7	----->	CRE	20,8	20,0	0,8	3,85%	22,3	21,5	0,8	3,59%	36,12
7		CRE	----->	CRE	2,2	2,2	0,0	0,00%	2,7	2,7	0,0	0,00%	0,00
8		CRE	----->	IBP	19,9	18,9	1,0	5,03%	18,5	17,6	0,9	4,86%	49,00
9		CRE	----->	MCB	18,0	17,3	0,7	3,89%	17,3	16,6	0,7	4,05%	40,00
10		MCB	----->	IBP	12,8	12,6	0,2	1,56%	10,8	10,7	0,1	0,93%	19,33
11		IBP	----->	INH	11,1	10,9	0,2	1,80%	10,7	10,5	0,2	1,87%	23,50
12		IBP	----->	TNG	11,4	11,2	0,2	1,75%	11,3	11,1	0,2	1,77%	26,70
13		TNG	----->	Discj.VCS	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,0	0,00%	27,91
33		CRE	----->	ARU	10,7	10,5	0,2	1,87%	13,5	13,3	0,2	1,48%	27,16
34		CRE	----->	ARU	11,4	11,2	0,2	1,75%	14,4	14,2	0,2	1,39%	29,00
35		ARU	----->	Fct.NVR	2,4	2,4	0,0	0,00%	3,7	3,7	0,0	0,00%	3,33
36		Fct.NVR	----->	NVR	2,4	2,3	0,1	4,17%	3,7	3,5	0,2	5,41%	66,00
37		ARU	----->	NVR	4,9	4,8	0,1	2,04%	6,7	6,5	0,2	2,99%	67,40
38		ARU	----->	SQT	3,2	3,2	0,0	0,00%	3,3	3,3	0,0	0,00%	38,41
39		ARU	----->	IPU	4,9	4,8	0,1	2,04%	4,9	4,8	0,1	2,04%	29,63

549,91

Já o eixo Caracará, que entre os três é o de menor extensão (214,12 Km) as linhas primárias são a SBD 02J2 e a SBD 02J8 que estão conectadas diretamente no barramento de 69 kV da subestação de Caracará (CRC). O trecho

que apresentou a maior variação em MW foi o Caracará (CRC) - Itapajé (ITE) com valor de 1,1 MW e em porcentagem (%) de 5,39 para o mês de agosto e em setembro as variações foram 0,9 MW e 4,74%, conforme é mostrado na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados do relatório do programa form com os fluxos de potência ativa das linhas primárias e secundárias da regional SBD referente ao mês de setembro e agosto do eixo Caracará.

Eixo Caracará				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)		
CIRCUITO	LT - Front.	LT - 69	LT - 69	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)			
CHESF	1	-----> SBD - 02J2	----->	CRC	14,5	14,1	0,4	2,76%	14,5	14,1	0,4	2,76%	43,00	
	2	-----> SBD - 02J8	----->	CRC	14,6	14,1	0,5	3,42%	14,6	14,1	0,5	3,42%	44,86	
	3		CRC	----->	CRC	3,4	3,4	0,0	0,00%	3,8	3,8	0,0	0,00%	0,00
	4		CRC	----->	AMT	4,5	4,4	0,1	2,22%	5,4	5,3	0,1	1,85%	43,22
	5		CRC	----->	ITE	20,4	19,3	1,1	5,39%	19,0	18,1	0,9	4,74%	50,00
	6		ITE	----->	ITK	12,0	11,7	0,3	2,50%	10,6	10,4	0,2	1,89%	33,04
	7		ITE	----->	ITE	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,00
	8		ITE	----->	ITE	7,3	7,3	0,0	0,00%	7,4	7,4	0,0	0,00%	0,00
												214,12		

No eixo Sobral/Massapê observou-se que a linha secundária que apresentou o maior índice de perdas técnicas foi a de maior distância (70,54 Km), no entanto não foi à linha que apresentou o maior fluxo de carga nos dois meses mencionados. Essa mesma análise não se concretizou no eixo Cariré, onde no mês de agosto a maior perda não foi na linha de maior distância e nem na que teve o maior fluxo de potência. Já para o mês de setembro a maior perda foi na linha de maior distância (66 Km, que é a derivação do barramento fct.NVR) existente entre ARU para NVR, porém não foi a que teve o maior fluxo de demanda. Na Tabela 6 é mostrado um resumo das linhas com as maiores perdas.

Tabela 6 - Resumo das linhas que obtiveram as maiores perdas técnicas.

EIXO Sobral/Massapê				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)	
CIRCUITO	LT - Front.	LT - 69	LT - 69	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)	ENTRADA	SAÍDA	PERDA (MW)	PERDA (%)		
23		MSP	----->	GRJ	13,0	12,4	0,6	4,62%	16,8	15,8	1,0	5,95%	70,54
27		MRC	----->	ACA	17,2	16,7	0,5	2,91%	19,9	19,2	0,7	3,52%	33,70
EIXO Cariré				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)	
8		CRE	----->	IBP	19,9	18,9	1,0	5,03%	18,5	17,6	0,9		4,86%
36		Fct.NVR	----->	NVR	2,4	2,3	0,1	4,17%	3,7	3,5	0,2	5,41%	66,00
EIXO Caracará				AGOSTO/2016				SETEMBRO/2016				DIST. (KM)	
2	----->	SBD - 02J8	----->	CRC	14,6	14,1	0,5	3,42%	14,6	14,1	0,5		3,42%
5		CRC	----->	ITE	20,4	19,3	1,1	5,39%	19,0	18,1	0,9	4,74%	50,00

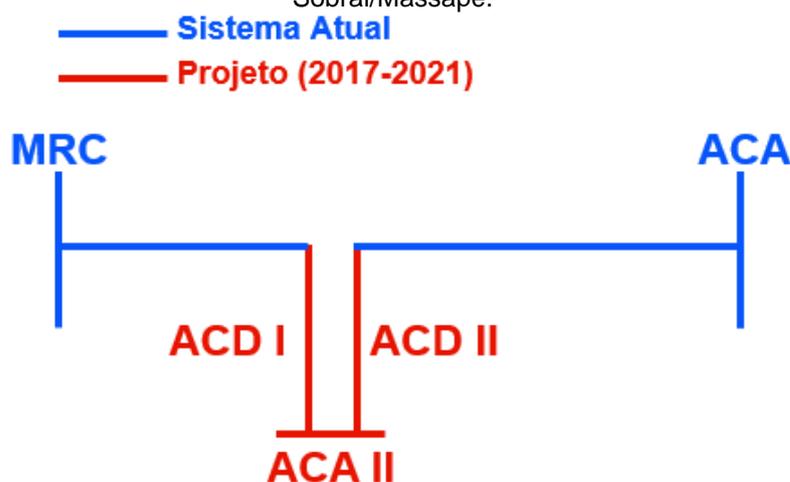
Para o eixo Caracará a linha secundária de CRC para ITE foi a que se destacou com maior índice de perdas técnicas. A mesma tem a maior distância (50 Km) e também foi nela que circulou a maior demanda, quando comparado com as outras linhas nos dois meses analisados.

3.4 Projeto de obras e investimento

A partir das análises feitas, foi desenvolvido um plano de projeto de obras e investimentos que iniciou-se em 2017 e tem data prevista para conclusão em 2021, visando a redução das perdas técnicas da regional SBD.

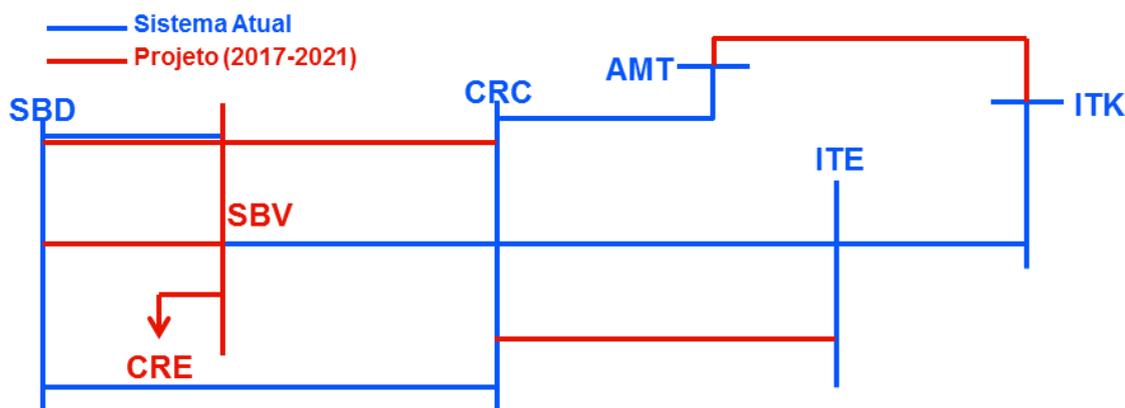
No esquema mostrado na Figura 9, a linha azul mostra o sistema atual do eixo Sobral/Massapê e a linha em vermelho as modificações elétricas planejadas. A partir do ponto de suprimento Acaraú II (ACA II), haverá a construção de duas linhas de distribuição de alta tensão (LDAT) ACD I/ACA e ACD II/MRC, que entrarão em operação no ano 2019. O investimento previsto para as obras no eixo é de 525,000,00 R\$ (quinhentos e vinte e cinco mil reais).

Figura 9 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras previstas para a melhoria da rede do eixo Sobral/Massapê.



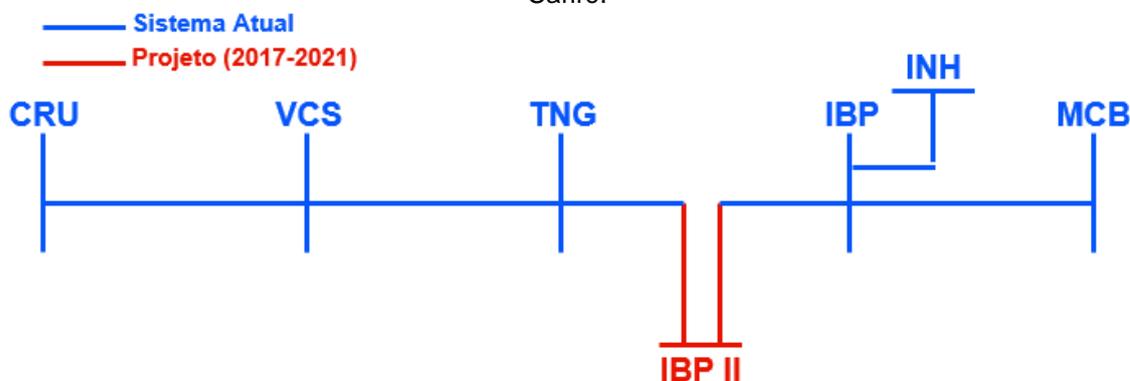
Já para o eixo Caracará (CRC) as obras previstas são de energizar a SED SBV, utilizando os dois circuitos de SBD/CRC; realizar a transferências da SED SBV para a linha de distribuição de alta tensão (LDAT) SBD/CRE para o recondutoramento do trecho SBD/SBV; construir uma nova LDAT SBD/CRC (terceiro Circuito); construir outra LDAT de Amontada (AMT) para Itapipoca (ITK) (fechamento do anel) e entrar uma nova LDAT CRC - ITE (segundo circuito). Na Figura 10 é mostrado o diagrama planejado das obras do eixo. Está estimado um investimento de 59.100.000,00 R\$ (cinquenta e nove milhões e cem mil reais).

Figura 10 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras prevista para melhoria da rede do eixo CRC.



Para o eixo Cariré está previsto a entrada em operação da LDAT Ibiapina (IBP II) para Ibiapina (IBP) e Ibiapina (IBP II) para Tianguá (TNG). Na Figura 11 a linha azul são as LD's atuais e em vermelho são as LD's previstas para construção. A aplicação de recursos financeiros para a construção das linhas é de 21.500.000,00 R\$ (vinte e um milhões e quinhentos mil reais).

Figura 11 - Diagrama elétrico do sistema atual e das obras previstas para a melhoria da rede do eixo Cariré.



No cenário sem obras, considerando todas as linhas de entrada correspondentes da regional SBD, a mesma possui o valor de demanda/ano de 290,4 MW para a entrada e de 261,9 MW para saída resultando em uma perda de 28,5 MW. No cenário com a obra do eixo Sobral/Massapê a entrada é estimada em 286,2 MW e uma carga de 263,8 MW que resulta em uma perda de 22,4 MW. No eixo CRC a entrada prevista é de 287,3 MW e uma carga de 262,7 MW com perda de 24,6 MW e para o eixo CRE uma entrada de 285,6 MW e uma saída de 266,7 MW resultando em uma perda de 18,9 MW. Portanto, percebe-se que as perdas em

todos os eixos tendem a reduzir com as realizações das obras. O total de investimento para as obras dos três eixos é de 81.125.000,00 R\$ (oitenta e um milhões e cento e vinte e cinco mil reais) e uma redução total de perdas de 94 MW.

3.5 Considerações Finais do Capítulo

Utilizar programas computacionais de fluxo de potência em conjunto com a criação de novas metodologias de análises é um método bastante aceito na solução de problemas de distribuição de energia elétrica. No caso apresentado, tem-se uma aplicação de um método utilizando dados de medições reais e um simulador de fluxo de carga. A partir desta técnica, foi possível determinar os trechos com as maiores perdas técnicas para a construção de novas linhas de distribuição em pontos críticos, visando minimizar as perdas elétricas.

Os resultados mostram que o fluxo de potência ativa obtido nas oito linhas primárias referentes às simulações realizadas nos meses de agosto e setembro de 2016 se aproximaram das medições de demanda das fronteiras. As variações em todas as linhas primárias ficaram abaixo de 1 MW, que é um valor considerado normal para a ENEL Ceará baseado em outros estudos já realizados internamente e em visitas de rotina em campo para comprovação da normalidade das medições da distribuidora. Já as variações de demanda em algumas linhas secundárias obtiveram grandes distorções, algumas chegando a valores acima de 1 MW, consideradas anormais. A partir das análises feitas foi elaborado um plano de projeto de obras e investimentos que iniciou-se em 2017 e tem previsão para término em 2021, visando a melhoria das perdas técnicas da regional SBD. O retorno (payback) para o investimento total calculado de MMR\$ 81,125 (oitenta e um milhões e cento e vinte e cinco mil reais) do projeto citado neste capítulo foi estimado em 24,43 anos.

Pode-se afirmar, portanto, que o estudo apresentado através da metodologia proposta mostrou resultados satisfatórios.

4 METODOLOGIA PARA OBTENÇÃO DE DADOS DE ALIMENTADORES TRIFÁSICOS ATRAVÉS DO SISTEMA DE MEDIÇÃO

4.1 Introdução

Os sistemas de aquisição de dados estão presentes em quase todas as nossas atividades cotidianas. Atualmente, tem-se os mais diversos tipos de sistemas que buscam informações e auxiliam o processo de tomada de decisão de uma determinada tarefa.

Adquirir dados pode, de maneira rudimentar, ser definida como medir informações do mundo real. A maior parte dos acontecimentos do mundo real e a sua medição são de natureza digital. Isto é, a medição pode conduzir a uma série de valores contínuos. As quantidades físicas de interesse podem ser várias: temperatura, luz, pressão, força, deslocamento, etc.

Na área da Engenharia os exemplos são vários. Muitos cientistas e profissionais têm projetado e utilizado Sistemas de Aquisição de Dados nas suas pesquisas de laboratório, teste, medição e automação industrial.

Neste capítulo, são apresentados o sistema de aquisição de dados, que foram coletadas as medições eletrônicas, e a metodologia desenvolvida para obtenção de dados trifásicos dos sistemas de distribuição.

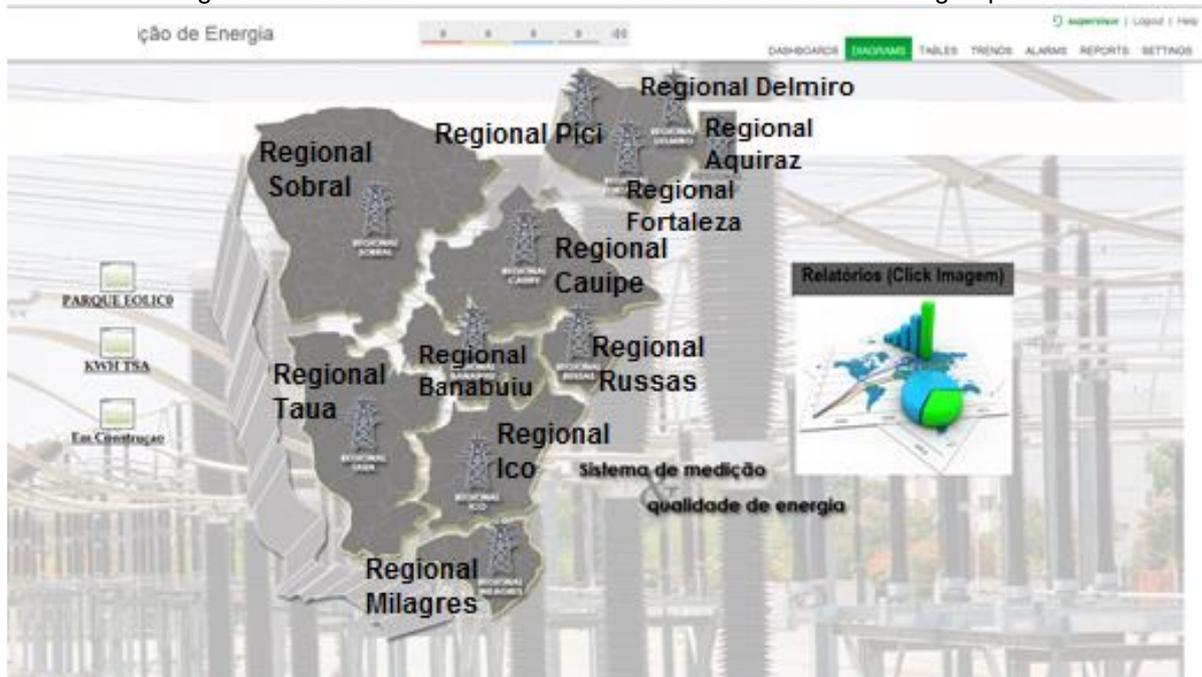
4.2 O sistema de coleta dos dados

Os dados elétricos das medições referentes aos três alimentadores estudados foram coletados através de um sistema de medição de energia remoto chamado de Power Monitoring Expert. Este sistema é cooperativo da Enel Distribuição Ceará, que utiliza as informações contidas nele para fazer principalmente balanço de energia, análise de carregamento de transformadores e planejamento da rede.

A sua interface inicial é apresentada na Figura 12, que mostra o mapa do Ceará contendo a divisão das onze regionais elétricas da companhia de energia local. Os alimentadores são mostrados no monitor, quando uma das regionais é selecionada. As informações elétricas extraídas do sistema são registradas em

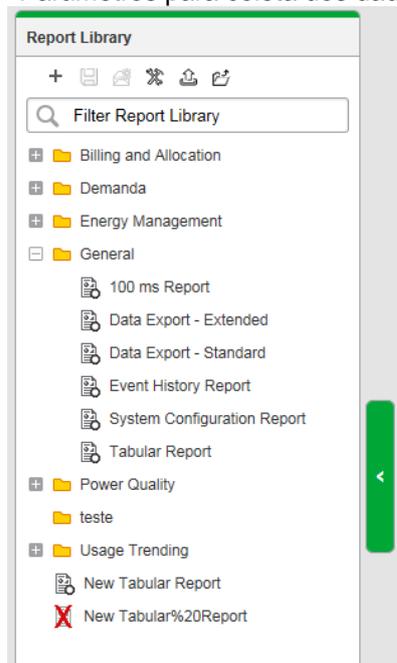
intervalos de integração de medição de 15 em 15 minutos, padrão que segue o mesmo modelo de faturamento da distribuidora.

Figura 12 - Sistema de coleta de dados remoto Power Monitoring Expert



Na Figura 13 são mostradas as funções iniciais para a extração dos dados. A principal função utilizada é a função geral, através da qual é possível fazer o *download* dos dados elétricos clicando na opção *tabular report*.

Figura 13 - Parâmetros para coleta dos dados elétricos



Após clicar na opção *tabular report* irá aparecer uma nova tela que está representada na Figura 14, mostrando as funções para parametrizar os campos e iniciar o processo de geração das informações desejadas pelo usuário.

Figura 14 - Tela inicial de parametrização para extração dos dados

Tabular Report

Title: Tabular

Sources: Select Sources None Selected

Measurements: Select Measurements None Selected

Reporting Period: Last 7 Days [start of day 18/07/2018 to end of day 24/07/2018]

Server Local Time

Source Label: Source Name

Include Duplicates: Yes No

Show Data Warnings: Yes No

Generate Report

A primeira função do programa *on-line* é o campo *sources* mostrado na Figura 14. Todos os alimentadores de MT da companhia são encontrados ao clicar na opção *group name*. Como exemplo, um modelo de relação de um dos grupos de subestações e seus respectivos alimentadores é mostrado na Figura 15.

Figura 15 - Exemplo de relação dos grupos de alimentadores

Source Selector - Power Monitoring Expert

Show: Devices Views

Grouping: Group Name Select All | None

- APUIARES
- AQUIRAZ
 - AQUIRAZ.AQZ_011
 - AQUIRAZ.AQZ_012
 - AQUIRAZ.AQZ_013
 - AQUIRAZ.AQZ_014
 - AQUIRAZ.AQZ_015
 - AQUIRAZ.AQZ_016
 - AQUIRAZ.AQZ_017
 - AQUIRAZ.AQZ_02T1
 - AQUIRAZ.AQZ_02T2
 - AQUIRAZ.AQZ_TSA
- APACATI

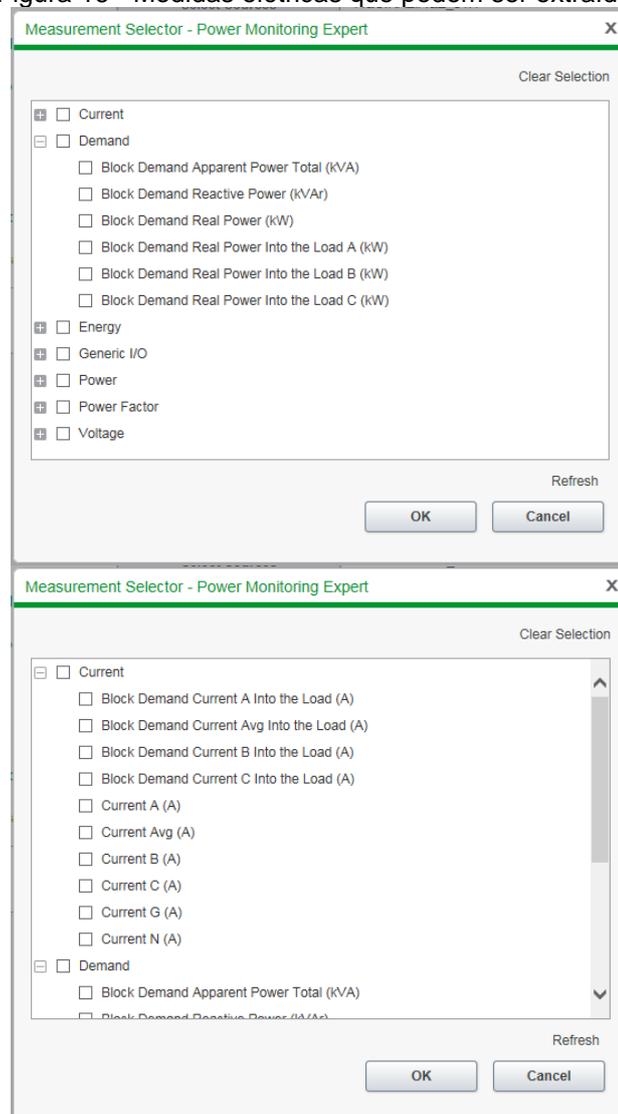
Refresh

OK Cancel

O campo *measurements* representa as medidas que podem ser extraídas através do sistema, como corrente, demanda, energia, potência, fator de potência e tensão. A principal vantagem deste sistema é que ele é capaz de gerar as informações de potências ativa, reativa e aparente do sistema trifásico, ou as informações de corrente, fator de potência, potência ativa reativa e aparente de cada fase A, B e C, separadamente.

Na Figura 16 é mostrado um exemplo dos campos de para obtenção dos valores de potências trifásica e corrente em cada fase dos alimentadores.

Figura 16 - Medidas elétricas que podem ser extraídas



Por fim, é selecionado o campo *reporting period* que especifica o período que se deseja extrair as informações do sistema, conforme Figura 17. O sistema possui algumas limitações para obtenção de informações. Por exemplo, só permite

gerar informações de trinta alimentadores de uma única grandeza elétrica selecionada, ou seja, não é possível fazer o *download* de dados em grandes quantidades.

Figura 17 - Campo *reporting period* para seleção do período

The screenshot shows the 'Tabular Report' configuration window. The 'Reporting Period' section is highlighted, showing a date picker for July 2018 with the 24th selected. The interface includes various configuration options such as 'Title', 'Sources', 'Measurements', 'Server Local Time', 'Source Label', 'Include Duplicates', and 'Show Data Warnings'. A 'Generate Report' button is visible at the bottom left of the configuration area.

As informações elétricas solicitadas pelo usuário nos campos de parametrização citados anteriormente e obtidas através do sistema de medição são disponibilizados em um arquivo do Excel com extensão .XLSX. Na base de dados é informado o período de medição em intervalos de 15 em 15 minutos e o alimentador que foi selecionado para análise dos dados.

4.3 Obtenção de Dados Trifásicos de Alimentadores

A seguir é apresentada a metodologia para obtenção de dados trifásicos e a quantificação destes dados em três alimentadores de uma companhia de distribuição de energia.

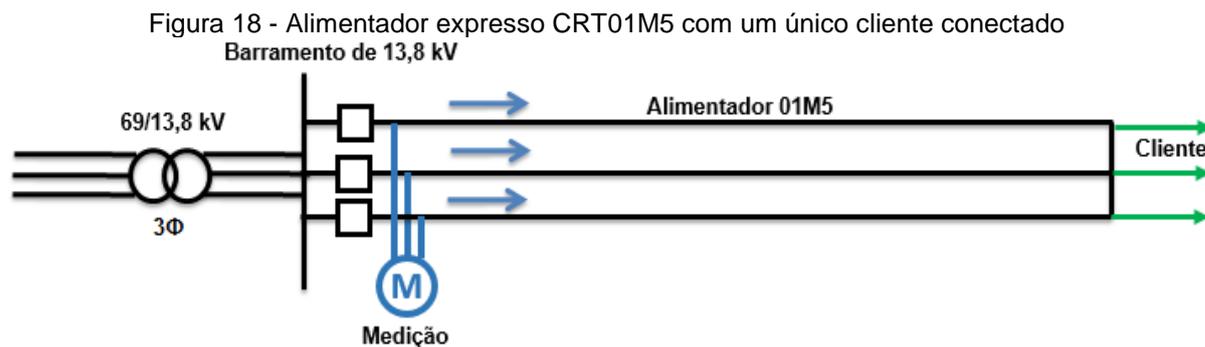
A metodologia para obtenção de dados trifásicos de alimentadores reais para análise das perdas elétricas usando fluxo de carga trifásico em alimentadores de média tensão (MT) segue as seguintes etapas:

- 1) Analisar as informações trifásicas de potência ativa, reativa e fator de potência extraídas do sistema on-line (*Power Monitoring Expert*) dos alimentadores e geradoras escolhidos para os estudos;
- 2) Analisar a característica do comportamento da curva de carga dos alimentadores, comparando a um dia característico escolhido do conjunto de medições do mês estudado;
- 3) Montar as tabelas com as médias horárias por fase das grandezas elétricas consideradas nas análises;
- 4) Mensurar o nível de desequilíbrio dos alimentadores;
- 5) Formatar os arquivos de texto dos casos base e corrigir as demandas conforme medições extraídas do sistema *on-line* para processar um fluxo de carga trifásico;
- 6) Coletar os dados da topologia das redes para processar um fluxo de carga trifásico;
- 7) Simular e analisar os resultados obtidos.

No primeiro estudo de caso é mostrado um alimentador expresso para um único cliente de média tensão, com baixo desequilíbrio de carga entre fases. O segundo estudo de caso é de um alimentador com grande desequilíbrio de carga entre fases, com vários clientes conectados em média e baixa tensão e no terceiro estudo de caso são analisados dois alimentadores com a influência de parques eólicos.

4.3.1 Dados do Caso 1 - Alimentador Expresso

Para a simulação do primeiro caso estudado foi considerado um alimentador real expresso (único cliente) ligado em média tensão (13,8 kV), conforme é apresentado na Figura 18.



A subestação (SE) analisada está localizada na cidade de Crato no interior do estado do Ceará e o alimentador da SE é representado pela nomenclatura CRT01M5. Possui uma extensão do tronco trifásico de 4,85 km, tensão nominal de 13,8 kV, potência aparente nominal de 2.725 kVA, 58 trechos, 59 barras e corrente adm (admissível) de 400 Amperes. Os cabos da rede são o AAN 26/7 266MCM e o AAN 6/1 1/0AWG que possuem as características especificadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Configurações dos cabos do alimentador CRT01M5.

Cabo	Comp. (km)	I adm. (A)	R (ohm)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
AAN 26/7 266MCM	2,098	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
AAN 6/1 1/0AWG	2,779	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818

Para entrar com os dados para processar o fluxo de carga trifásico foi necessário criar uma metodologia de análise utilizando dados de medições reais do mês de março do ano de 2018 registrados por medidores eletrônicos trifásicos. A medição utilizada está localizada na rede no tronco do alimentador, conforme é mostrado na Figura 18. As grandezas elétricas foram coletadas em intervalos de integração de 15 em 15 minutos durante todo o mês.

A primeira grandeza elétrica analisada foi a potência ativa (kW) das fases A, B e C do respectivo alimentador. Como o alimentador atende apenas uma unidade consumidora, as potências por fase possuem um baixo desequilíbrio de

carga. Na Tabela 8 são mostradas as potências médias do mês completo de cada uma das fases do sistema nas 24 horas de todos os dias e nos horários de carga leve (00 às 5h), média (18 às 23h) e pesada (6 às 17h).

Tabela 8 - Potência ativa (kW) média horária por fase medida.

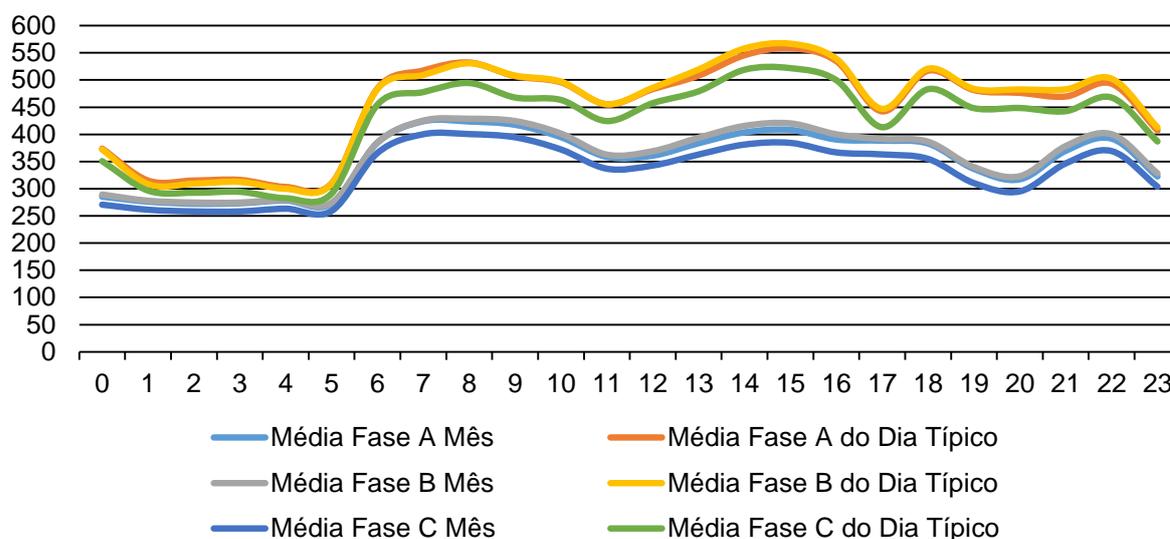
	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	285,32	289,23	270,69
	1	276,14	277,93	261,35
	2	272,42	274,58	258,24
	3	273,13	274,56	258,22
	4	278,28	279,68	263,30
MANHÃ	5	272,36	274,25	259,10
	6	384,63	385,04	365,74
	7	424,10	425,30	400,25
	8	423,64	428,69	400,48
	9	417,56	424,42	394,55
	10	394,80	401,37	372,13
TARDE	11	358,49	362,63	336,78
	12	360,84	369,06	342,70
	13	383,69	393,75	362,92
	14	403,63	415,58	381,23
	15	408,19	420,17	384,32
	16	390,47	400,12	366,84
NOITE	17	388,33	391,46	363,12
	18	383,15	386,43	354,88
	19	336,44	339,81	310,35
	20	317,25	323,00	295,12
	21	369,75	378,48	346,57
	22	392,12	400,29	369,27
	23	322,56	328,20	303,62
	Total Médio	354,89	360,17	334,24

O desequilíbrio de carga médio encontrado em cada intervalo no registro de medição com intervalo de integração de 15 em 15 minutos entre as fases no período do mês analisado foi de 5,61%, chegando em alguns intervalos da amostra de dados a um valor máximo de 24,04% e a um valor mínimo de 0,45%. A hora e o dia da semana que registrou o valor crítico máximo foram às 00h e 30m (sábado), ou seja, no período de carga leve, o período de desequilíbrio de carga mínimo foi observado no horário das 20h e 45m de uma segunda-feira, no período de carga média.

Após a análise das potências ativas médias por fase, comparou-se as mesmas com um dia típico dentro do próprio mês para verificar a proximidade das medições e atestar a metodologia de potência média na situação de maior carga. O

dia típico escolhido foi o dia 02 março (sexta-feira). Foi observado que as potências do mês estavam abaixo da potência do dia típico, não representando o comportamento de maior carga medida no alimentador, conforme é mostrado no Gráfico 5. O fato da divergência entre as medições foi causado devido à baixa carga do cliente em finais de semana, que leva a média das potências por fase do mês para valores menores do que aquelas do dia típico.

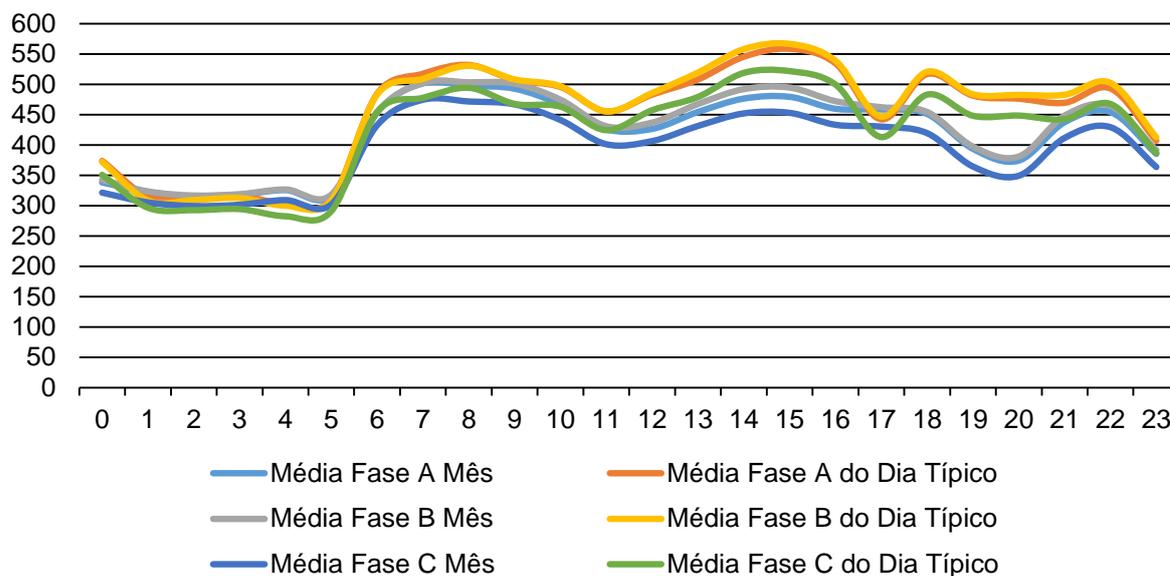
Gráfico 5 - Comparativo entre as curvas de potência ativa média (kW) por fase horária do mês completo e do dia típico



Após constatado a divergência entre as medições do mês completo e do dia típico na análise realizada anteriormente, foi feita outra comparação com potências ativas médias por fase sem considerar os finais de semana e notou-se que as medições se aproximaram mais para aquelas do dia típico, comprovando, assim, que os finais de semana estavam contribuindo negativamente para a média das potências do mês. Portanto, as potências médias foram obtidas sem considerar os finais de semana. No Gráfico 6 é mostrado as curvas das potências do mês de estudo sem os finais de semana e do dia típico (dia 2, sexta-feira).

A causa da baixa potência nos finais de semana é devido à redução das cargas, que é normal para um consumidor do segmento industrial. É notório pela sua curva de carga que o funcionamento a plena carga do cliente é de segunda-feira a sexta-feira.

Gráfico 6 - Comparativo entre as curvas de potências ativas médias horárias por fase sem considerar os finais de semana e o dia típico



Com a definição da análise sem considerar os finais de semana para este caso, foram escolhidas as maiores potências por fase em cada horário de carga leve, média e pesada para toda a base de dados do mês analisado. As tensões foram escolhidas, considerando os dias úteis do mês, no mesmo dia e hora em que ocorreram as maiores potências.

O dia representativo de maior potência das fases A e B foi o dia 09 (sexta-feira) e para a fase C foi o dia 06 (terça-feira). Na Tabela 9 são mostrados os resultados das maiores potências sem considerar os finais de semana, as maiores potências considerando todos os dias do mês analisado e as suas tensões no mesmo horário em que ocorreram as potências máximas.

Tabela 9 - Maiores valores de potência ativa por fase sem e com os finais de semana e tensões no mesmo horário de potência máxima do mês completo.

Maiores P (kW) sem considerar os finais de semana		
Maior P fase A	Maior P fase B	Maior P fase C
501,68	503,39	474,66
Maiores P (kW) analisando o mês completo		
Maior P fase A	Maior P fase B	Maior P fase C
670,39	671,64	637,14
Tensões (V) no horário de maiores potências (kW)		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
8071,59	8065,93	8057,09

Os maiores valores de potência média sem considerar os finais de semana e por segmento de carga leve, média e pesada são detalhados na Tabela 10. Os valores máximos das potências para as três fases no segmento de carga leve

aconteceram no horário de meia-noite (às 00h). Para o segmento de carga média os valores máximos registrados para três fases foram às 22h e para a carga pesada as fases A e C registraram valores máximos às 07h e a fase B às 08h.

Tabela 10 - Potências (kW) máximas por segmento de carga leve, média e pesada.

Nível da carga	Maiores P (kW) sem considerar os finais de semana		
	Fase A	Fase B	Fase C
Carga Leve	338,30	342,55	321,47
Carga Média	454,26	464,59	429,36
Carga Pesada	501,68	503,39	474,66

A próxima variável analisada e considerada na obtenção de dados para processar o fluxo de carga foi o fator de potência (FP). Seguindo a mesma metodologia feita anteriormente com a potência ativa, na Tabela 11 são mostrados os fatores de potência médios por fase sem considerar os finais de semana. Similar ao que aconteceu com a potência ativa, os fatores de potência, considerando os sábados e domingos, influenciaram negativamente e fizeram os valores da média, nas três fases, ficarem menores que o padrão permitido de 0,92.

Tabela 11 - Fatores de potências (FP) médios por fase sem os finais de semana.

	Hora	Média de FP A	Média de FP B	Média de FP C
MADRUGADA	0	0,97	0,93	0,93
	1	0,97	0,93	0,93
	2	0,97	0,93	0,93
	3	0,97	0,93	0,93
	4	0,97	0,93	0,93
	5	0,97	0,93	0,93
MANHÃ	6	0,95	0,92	0,91
	7	0,96	0,93	0,92
	8	0,95	0,92	0,91
	9	0,95	0,92	0,91
	10	0,95	0,92	0,91
	11	0,95	0,92	0,91
TARDE	12	0,95	0,91	0,91
	13	0,95	0,92	0,91
	14	0,95	0,91	0,91
	15	0,95	0,92	0,91
	16	0,90	0,87	0,87
	17	0,91	0,87	0,87
NOITE	18	0,91	0,88	0,87
	19	0,92	0,89	0,88
	20	0,96	0,92	0,92
	21	0,95	0,92	0,91
	22	0,97	0,93	0,93
	23	0,97	0,94	0,93
	Total Médio	0,95	0,92	0,91

O melhor FP indutivo encontrado para carga leve na fase A foi de 0,97 e para as fases B e C de 0,93. Para a carga média, o melhor FP indutivo observado na fase A foi de 0,97, na fase B de 0,94 e para a fase C de 0,93. Já para a carga pesada na fase A foi de 0,96, para a fase B de 0,93 e para a fase C de 0,92. No Total Médio o pior FP indutivo é o da fase C que registrou 0,91 e o melhor foi o da fase A com 0,95.

Os melhores FP indutivos sem levar em consideração os finais de semana da base de medição de 15 em 15 minutos do mês completo e as tensões no mesmo horário dos melhores FP estão especificados na Tabela 12. As tensões foram consideradas da base de dados do mês com os finais de semana.

Tabela 12 - Melhores FP médios sem os finais de semana e tensões no mesmo horário das potências máximas da medição do mês completo.

Maiores FP sem considerar os finais de semana		
Maior FP fase A	Maior FP fase B	Maior FP fase C
0,97	0,94	0,93
Maiores FP analisando o mês completo		
Maior FP fase A	Maior FP fase B	Maior FP fase C
1,00	0,97	0,96
Tensões (V) no horário de maiores FP		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
8114,62	8113,07	8088,72

Outro fator levado em consideração na simulação do caso um foi a potência reativa (kVAr) medida no mesmo período das demais grandezas já analisadas anteriormente. Foram retirados os finais de semana e feita a média horária das potências reativas trifásicas, conforme é mostrado na Tabela 13. (Observa-se que a potência reativa da fase A registrou um valor menor que as demais fases, contribuindo para um melhor fator potência e as fases B e C que possuem valores mais equilibrados de potência reativa apresentaram valores de potência reativa superiores a da fase A.

Tabela 13 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase.

	Hora	Média de kVAr fase A	Média de kVAr fase B	Média de kVAr fase C
MADRUGADA	0	34,83	105,29	104,39
	1	29,64	97,30	97,25
	2	25,57	94,37	94,56
	3	26,08	94,99	95,16
	4	32,03	98,99	99,12
MANHÃ	5	24,69	94,61	95,26
	6	83,95	154,55	154,30
	7	91,45	169,37	167,81
	8	83,80	166,19	163,42
	9	83,46	165,88	162,18
	10	63,72	150,67	147,40
TARDE	11	45,35	132,24	129,94
	12	54,97	138,18	135,14
	13	64,52	149,08	144,66
	14	73,28	159,69	154,16
	15	79,06	163,34	156,98
	16	81,71	159,07	152,86
	17	79,65	154,12	150,38
NOITE	18	63,46	145,53	141,37
	19	39,42	122,23	118,41
	20	37,43	116,77	113,07
	21	64,65	145,82	140,67
	22	70,98	150,50	146,41
	23	44,01	120,93	118,62
Total Médio		57,41	135,40	132,65

Ao analisar os maiores valores de potências reativas (kVAr) nos períodos de cargas leve, média e pesada percebeu-se que no horário de carga leve, que acontece no período da madrugada, o maior valor encontrado para a fase A foi de 34,83 kVAr, para a fase B de 105,29 kVAr e para a fase C de 104,39 kVAr. As três potências reativas aconteceram no mesmo horário de 00h. No horário de carga média os maiores valores encontrados foram de 70,98 kVAr para a fase A, para a fase B de 150,50 kVAr e 146,41 kVAr para a fase C, todas registradas no mesmo horário de 22h. Já no horário de carga pesada às 07 h, as potências reativas registradas para as fases A, B e C foram de 91,45, 169,37 e 167,81 kVAr, respectivamente.

Pode-se levantar a hipótese que o banco de capacitor da unidade é do tipo fixo e trabalhando com baixa carga no horário noturno. Na Tabela 14 é mostrado em detalhes os valores citados.

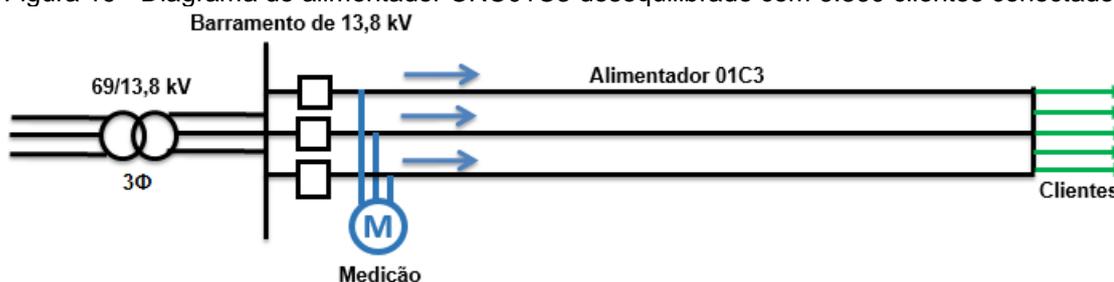
Tabela 14 - Valores dos KVAR analisando sem e com os finais de semana, o mês completo e as tensões no mesmo horário.

Maiores kVAR sem considerar os finais de semana		
Maior kVAR fase A	Maior kVAR fase B	Maior kVAR fase C
91,45	169,37	167,81
Maiores kVAR analisando o mês completo		
Maior kVAR fase A	Maior kVAR fase B	Maior kVAR fase C
168,36	238,22	228,95
Tensões (V) no horário de maiores potências reativas (kVAR)		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
8102,91	8126,15	8054,89

4.3.2 Estudo de Caso 2 - Alimentador com N Clientes

Para a modelagem do segundo caso, foi escolhido um alimentador, também real, com 6.860 clientes, de baixa e média tensão, que apresenta cargas desequilibradas, conforme é ilustrado na Figura 19 o diagrama unifilar.

Figura 19 - Diagrama do alimentador CRC01C3 desequilibrado com 6.860 clientes conectados.



A SE é localizada em Sobral, interior do Ceará, no distrito de Caracará e o alimentador analisado é o CRC01C3. Este alimentador possui uma extensão do tronco trifásico de 45,38 km, tensão nominal de 13,8 kV e 756 estações transformadores (ET's), com um total de 10.527 KVA, 10 entradas primárias (EP's) totalizando 645 KVA, 3406 trechos, 3407 barras e corrente nominal de 400 Amperes. Os cabos da rede são os CAA 266,8 MCM, CAA 4 AWG, CAA 266,8 MCM, CAA 1/0 AWG, AAN 6/1 4AWG, CAZ 3,09 MM e FAL 3,26 MM que possuem as seguintes características especificadas na Tabela 15.

Tabela 15 - Configurações dos cabos do alimentador CRC01C3.

Cabo	Comp. (km)	Iadm. (A)	R (ohm)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
CAA 266,8 MCM	5,536	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
CAA 4 AWG	441,244	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAA 1/0 AWG	56,824	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
AAN 6/1 4AWG	0,569	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAZ 3,09 MM	89,0826	50	0,53860	10,30200	1,00000	10,30200	1,00000
FAL 3,26 MM	13,889	50	10,3020	10,30200	1,00000	10,30200	1,00000

Para obter os dados do fluxo de carga trifásico deste caso, foram realizados procedimentos similares àqueles do primeiro caso. Ou seja, as informações foram colhidas nos medidores eletrônicos considerando um determinado mês. A medição utilizada está localizada no sistema mostrado na Figura 19.

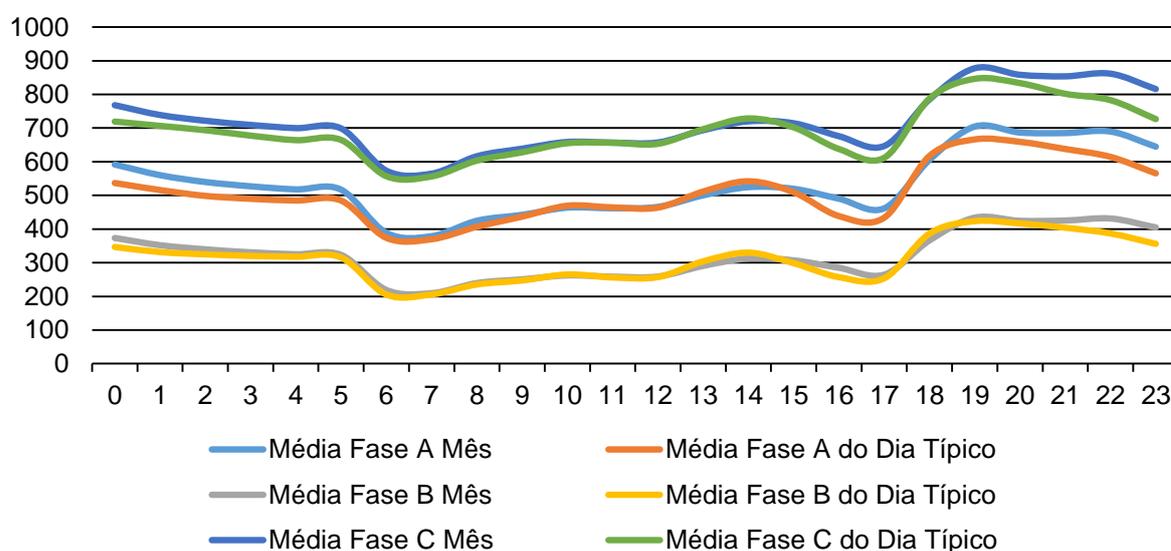
Seguindo a mesma sequência do caso anterior, a primeira grandeza analisada foi a potência ativa em cada fase do alimentador. O sistema atende 6.860 clientes em sua maioria em baixa tensão 380/220 V e os demais em média tensão 13,8 kV. As potências por fase são diferentes, caracterizando um sistema desequilibrado. O desequilíbrio médio encontrado neste alimentador foi de 22,91% impactando mais ainda no aumento das perdas elétricas do sistema. Na Tabela 16, são mostradas as potências ativas médias de cada fase, considerando os dias úteis e finais de semana, segmentadas nos períodos de carga leve (madrugada), média (noite) e pesada (manhã e tarde).

Tabela 16 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas no mês representativo.

	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	591,67	373,46	768,09
	1	560,13	351,95	738,89
	2	539,82	339,74	721,75
	3	527,01	330,87	709,34
	4	517,89	325,08	699,85
	5	517,06	323,19	699,02
MANHÃ	6	388,69	218,97	573,50
	7	378,71	209,37	564,57
	8	424,62	239,50	616,34
	9	442,17	250,60	638,74
	10	463,64	262,24	658,68
	11	461,81	258,48	656,74
TARDE	12	465,86	258,92	657,18
	13	500,15	290,53	693,75
	14	524,54	312,72	720,08
	15	519,44	306,89	714,31
	16	490,09	284,86	675,90
	17	461,55	264,46	646,71
NOITE	18	605,57	366,29	785,20
	19	704,62	433,86	877,78
	20	686,76	424,46	858,29
	21	685,15	425,22	853,80
	22	689,69	431,31	861,59
	23	644,68	404,77	815,96
	Total Médio	532,97	320,32	716,92

Após calculadas as potências médias por fase, elas foram comparadas com aquelas de um dia típico, para verificar a diferença entre os valores calculados e medidos. O dia típico escolhido foi o dia 14 (quarta-feira). Foi observado que as potências médias do mês estavam próximas àsquelas do dia típico, representando o comportamento real de maior carga medida no alimentador, conforme é mostrado na Figura 20. Neste caso, o final de semana não teve influência nos resultados do cálculo da média das potências ativas como ocorreu no primeiro caso.

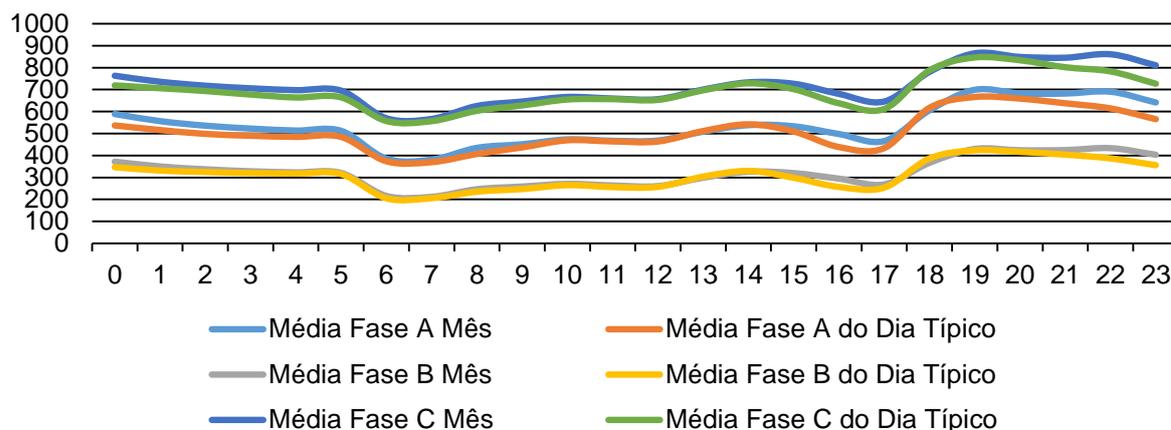
Figura 20 - Comparativo entre as curvas de potências ativa (kW) médias horárias por fase do mês completo com o dia típico.



Após constatado o bom comportamento da média das potências ativas medidas por fase, durante todos os dias do mês e do dia típico, foi realizada uma segunda análise sem considerar os finais de semana e percebeu-se que a média das potências ativas, também, ficarem próximas das do dia típico, comprovando, assim, que o final de semana não estava afetando os valores máximos das potências médias.

Portanto, a simulação do segundo caso pode ser feita sem e com a consideração dos finais de semana. Na Figura 21, é mostrado as curvas das potências do mês sem os finais de semana e do dia típico (dia 14, uma quarta-feira).

Figura 21 - Comparativo das curvas de potência ativa (kW) médias horária por fase sem os finais de semana e o dia típico.



Após definida a análise do efeito dos finais de semana na obtenção da média das potências ativas, foram escolhidas as maiores potências por fase de cada horário de carga leve, média e pesada da base de dados registrada em intervalos de integração de 15 minutos do mês analisado, foram retirados os dados de medições referentes aos finais de semana e foram observadas as maiores potências. As tensões foram escolhidas no mesmo dia e hora das maiores potências da base de dados do mês completo. O dia representativo de maior potência das três fases foi o dia 21 (quarta-feira). Na Tabela 17, são mostrados os resultados consolidados dos valores citados

Tabela 17 - Maiores valores de potência ativa (kW) por fase sem e com os finais de semana e tensões no mesmo horário de potência máxima da base de dados do mês completo.

Maiores P (kW) sem considerar os finais de semana		
Maior P fase A	Maior P fase B	Maior P fase C
699,02	433,51	865,36
Maiores P (kW) analisando o mês completo		
Maior P fase A	Maior P fase B	Maior P fase C
866,05	565,41	1052,30
Tensões (V) no horário de maiores potências (kW)		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
7795,91	7849,38	8093,19

Os maiores valores de potência ativa sem considerar os finais de semana e por segmento de carga leve, média e pesada são mostrados na Tabela 18. As potências máximas nas três fases para a carga leve aconteceram todas no mesmo horário de 00h. Para a carga média, as potências máximas das fases A e C foram registradas às 19h e para a fase B às 22h. Já, para a carga pesada, as potências máximas em todas as fases foram registradas no mesmo horário de 14h.

Tabela 18 - Potências ativas (kW) máximas por segmento de carga leve, média e pesada.

Nível da carga	Maiores P (kW) sem considerar os finais de semana		
	Fase A	Fase B	Fase B
Carga Leve	588,83	371,71	763,18
Carga Média	699,02	433,51	865,36
Carga Pesada	538,26	325,95	733,09

Seguindo a análise, a próxima grandeza elétrica observada foi o fator de potência (FP). Na Tabela 19, são mostrados os fatores de potência médios por fase sem considerar os finais de semana. Da forma similar ao que aconteceu com a potência ativa, os fatores de potência, considerando os sábados e domingos, não tiveram influência na média dos valores.

Tabela 19 - Fatores potências (FP) médios por fase sem os finais de semana.

	Hora	Média de FP A	Média de FP B	Média de FP C
MADRUGADA	0	0,82	0,95	0,99
	1	0,80	0,95	0,99
	2	0,79	0,94	0,99
	3	0,79	0,95	0,99
	4	0,78	0,94	0,99
	5	0,82	0,95	0,99
MANHÃ	6	0,81	0,99	0,99
	7	0,72	0,90	0,96
	8	0,73	0,91	0,98
	9	0,74	0,91	0,98
	10	0,74	0,90	0,98
	11	0,76	0,94	0,99
TARDE	12	0,76	0,92	0,98
	13	0,75	0,87	0,96
	14	0,78	0,92	0,98
	15	0,77	0,92	0,99
	16	0,74	0,89	0,94
	17	0,72	0,87	0,93
NOITE	18	0,69	0,76	0,87
	19	0,78	0,86	0,94
	20	0,78	0,87	0,94
	21	0,79	0,89	0,95
	22	0,83	0,94	0,99
	23	0,83	0,95	0,99
	Total Médio	0,77	0,91	0,97

O melhor FP indutivo encontrado para a carga leve na fase A foi de 0,83, na fase B de 0,95 e na fase C de 0,99. Para a carga média o melhor FP indutivo encontrado na fase A foi de 0,83, na fase B de 0,95 e na fase C de 0,99. Já, para a carga pesada, o melhor FP indutivo na fase A foi de 0,81 e para as fases B e C de 0,99. Portanto, na carga pesada é onde ocorre a maior diferença de valor entre os fatores de potências das fases A e C.

Os melhores FP indutivos, sem considerar e incluindo os dados de medição dos dias referentes aos finais de semana e as tensões no mesmo horário estão listados na Tabela 20.

Tabela 20 - Melhores FP sem os finais de semana e tensões no mesmo horário das potências máximas da medição do mês completo.

Maiores FP sem considerar os finais de semana		
Maior FP fase A	Maior FP fase B	Maior FP fase C
0,83	0,99	0,99
Maiores FP analisando o mês completo		
Maior FP fase A	Maior FP fase B	Maior FP fase C
1,00	1,00	1,00
Tensões (V) no horário de maiores FP		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
8073,08	8096,25	8101,75

A potência reativa (kVAr) foi medida no mesmo período das demais grandezas já analisadas. Foram retirados os finais de semana e feita a média horária das potências reativas trifásicas, conforme é mostrado na Tabela 21. Observa-se que a potência da fase A tem valores maiores que as das fases B e C, impactando em um FP muito baixo, conforme mostrado na Tabela 19.

Tabela 21 - Potências reativas (kVAr) médias equivalentes horária por fase.

	Hora	Média de kVAr fase A	Média de kVAr fase B	Média de kVAr fase C
MADRUGADA	0	415,56	120,61	90,25
	1	413,08	118,48	89,75
	2	409,88	117,66	92,44
	3	404,03	111,08	86,71
	4	405,32	114,46	99,66
	5	354,95	95,74	102,27
MANHÃ	6	271,71	34,47	77,91
	7	371,59	101,56	158,40
	8	402,14	115,03	135,02
	9	411,70	112,44	122,20
	10	423,26	128,23	126,53
	11	401,94	94,57	105,12
TARDE	12	401,66	113,15	113,40
	13	447,94	164,51	190,86
	14	435,19	139,68	125,58
	15	435,21	134,51	116,79
	16	398,20	114,11	101,09
	17	405,19	109,50	139,49
NOITE	18	570,90	269,29	327,47
	19	497,43	201,92	124,70
	20	477,92	184,89	115,11
	21	474,17	181,50	122,71
	22	457,74	157,63	111,35
	23	423,79	128,51	110,30
	Total Médio	421,27	131,81	124,38

Ao analisar os maiores valores de potências reativas (kVAr) nos períodos de carga leve, média e pesada constatou-se que no horário de carga leve, que é na madrugada, o maior valor encontrado para a fase A foi de 415,56 kVAr, para a fase B foi de 120,61 kVAr e para a fase C de 102,27 kVAr. Os valores para as fases A e B foram obtidos na mesma hora às 00h e o valor da fase C às 5h. No horário de carga média, os maiores valores encontrados foram de 570,90 kVAr para a fase A, para a fase B de 269,29 kVAr e 327,47 kVAr para a fase C, todas registradas no mesmo horário às 18h. Finalmente, no horário de carga pesada, para as fases A, B e C, os maiores valores foram de 447,94, 164,51 e 190,86 kVAr, respectivamente registradas, nas três fases, todas às 13h. Na Tabela 22, (é mostrado) são mostrados em detalhes os maiores valores listados nos seguimentos de cargas e suas respectivas tensões.

Tabela 22 - Valores dos KVAR analisando sem e com os finais de semana, o mês completo e as tensões no mesmo horário.

Maiores kVAr sem considerar os finais de semana		
Maior kVAr fase A	Maior kVAr fase B	Maior kVAr fase C
570,90	269,29	327,47
Maiores kVAr analisando o mês completo		
Maior kVAr fase A	Maior kVAr fase B	Maior kVAr fase C
834,70	472,79	704,37
Tensões (V) no horário de maiores potências reativas (kVAr)		
Tensão fase A	Tensão fase B	Tensão fase C
7905,43	7951,38	8211,51

4.3.3 Estudo de Caso 3 - Alimentador com N Clientes e com influência de parque eólico

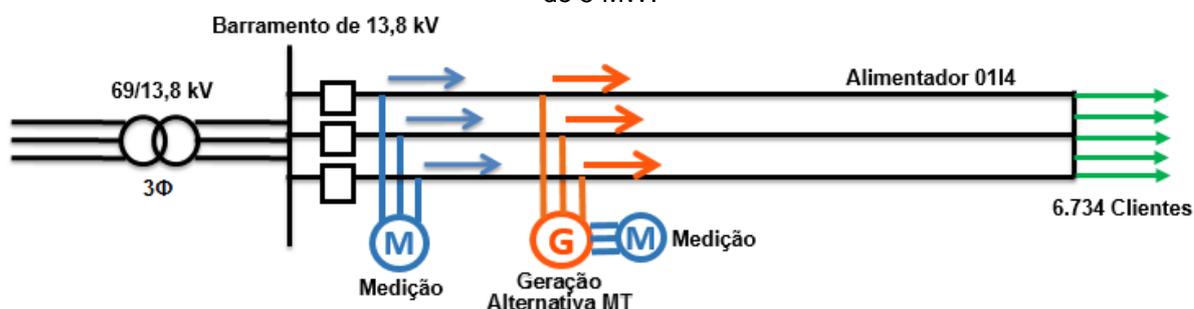
Nas próximas duas seções são mostradas as análises de dois alimentadores de média tensão que possuem um parque eólico contendo 20 aerogeradores de 0,5 MW cada um, totalizando uma potência instalada de 10 MW.

O parque eólico da prainha em Aquiraz-CE, que pertencia à empresa alemã Wobben, injeta sua geração em alimentadores da distribuidora de energia Enel Ceará, dividindo a sua potência igualmente entre os mesmos, desta forma é conhecido como Prainha I (alimentador 0114) e Prainha II (alimentador 0115).

4.3.3.1 Alimentador 0114

O alimentador AQZ0114 possui 6.734 clientes conectados em toda sua rede, com tensões de fornecimento de baixa e média e com conexão de fontes renováveis ao longo do mesmo, conforme é mostrado na Figura 22. Neste caso, existem duas medições, uma que mede o lado da fonte da concessionária e a outra que mede a geração da fonte renovável. Vale ressaltar que o sentido do fluxo de potência é sempre no sentido da carga, desta forma em nenhum momento do período amostral analisado existiu fluxo reverso em direção ao barramento de 13,8 kV da subestação.

Figura 22 - Diagrama do alimentador AQZ0114 com geração eólica conectada com potência instalada de 5 MW.



A SE do alimentador AQZ0114 é localizada no município de Aquiraz-CE região metropolitana de Fortaleza-CE. Este alimentador possui a metade da geração do parque eólico da Prainha conectado na sua rede (Prainha I), com potência nominal instalada de 5 MW.

O alimentador de média tensão possui uma extensão do tronco trifásico de 5,47 km, tensão nominal de 13,8 kV, 162 estações transformadores (ET's) um total de 11.658 KVA, 43 entradas primárias (EP's) 11.271 KVA, 976 trechos, 977 barras e corrente nominal de 400 Amperes. Os cabos de toda sua rede elétrica são especificados na Tabela 23.

Tabela 23 - Características dos cabos do alimentador AQZ0114.

Cabo	Comp. (km)	Iadm. (A)	R (ohm)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
CAA 266,8 MCM	5,505	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
CAA 4 AWG	441,244	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAA 1/0 AWG	6,164	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
CCN 25 MM2	24,147	128	0,88800	1,06584	1,98470	0,88800	0,46045
CA 1/0 AWG	1,751	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
CCN 16 MM2	3,753	100	1,30800	1,48584	2,00447	1,30800	0,48022
CCN 4 AWG	0,174	190	0,94270	1,12054	1,98663	0,94270	0,46246
SPACE 240 MM2	0,801	572	0,12500	0,30284	2,15874	0,12500	0,24085
CCN 35 MM2	5,09	196	0,59910	0,77694	1,97213	0,59910	0,44795
CCN 25 MM2	0,028	128,0	0,88800	1,06584	1,98470	0,88800	0,46045
AM 185 MM2	0,299	475	0,21200	0,71900	0,57800	0,21200	0,11300

A análise da potência ativa deste caso é vista de forma diferente das outras situações citadas anteriormente, devido à influência da geração eólica conectada ao longo do alimentador.

Na Tabela 24 são mostradas as potências médias medidas das três fases da rede referente à medição do lado da fonte da concessionária de energia, com desbalanço de carga médio calculado entre fases de 2,45%, chegando em alguns intervalos da medição a um valor máximo de 7,02% e a um valor mínimo de 0,055%. É possível observar também as características das curvas de cargas nos níveis de carga leve, médio e pesada. Os finais de semana não influenciam na análise, portanto todos foram considerados.

Tabela 24 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas no mês de análise.

	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	1437,67	1409,62	1484,67
	1	1385,02	1362,83	1432,54
	2	1350,40	1325,55	1384,59
	3	1317,44	1298,28	1354,13
	4	1309,30	1285,05	1347,53
	5	1278,03	1258,39	1320,97
MANHÃ	6	1149,09	1131,30	1194,68
	7	1171,49	1151,86	1209,58
	8	1249,91	1244,48	1291,09
	9	1342,50	1338,32	1394,23
	10	1400,57	1413,34	1481,93
	11	1605,75	1611,29	1687,56
TARDE	12	1726,31	1724,42	1807,12
	13	1738,14	1748,41	1823,35
	14	1783,28	1800,65	1882,58
	15	1791,95	1809,54	1899,62
	16	1739,51	1756,37	1848,83
	17	1570,22	1563,56	1648,28
NOITE	18	1496,48	1469,21	1549,63
	19	1569,10	1536,40	1624,70
	20	1527,72	1494,06	1581,41
	21	1544,99	1517,18	1597,14
	22	1581,04	1553,43	1634,48
	23	1517,17	1490,98	1567,86
	Total Médio	1482,63	1470,61	1543,69

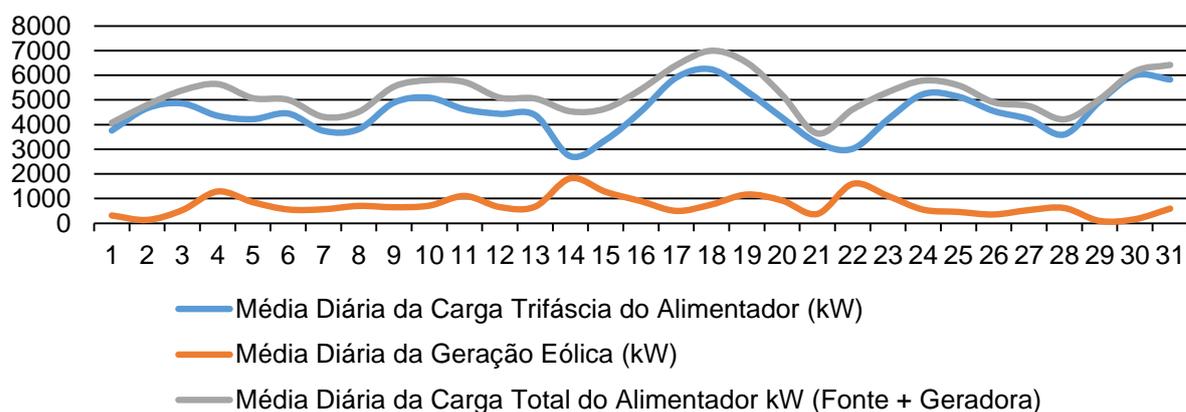
Já na Tabela 25 é mostrada a carga registrada na medição da geradora. Não foi possível adquirir os registros por fase, foram coletadas apenas as medições equivalentes trifásicas, portanto pode-se considerar que a geradora injetou na rede uma carga equilibrada em cada fase, conforme citado anteriormente o desbalanço de carga de 2,45% é considerado baixo, mas podendo gerar grandes perdas no sistema.

Tabela 25 - Potência ativa injetada pela geradora do alimentador equilibrada nas três fases.

	Hora	Média de Geradora - Fase A	Média de Geradora - Fase B	Média de Geradora - Fase C
MADRUGADA	0	259,73	259,73	259,73
	1	247,69	247,69	247,69
	2	245,91	245,91	245,91
	3	240,03	240,03	240,03
	4	192,12	192,12	192,12
MANHÃ	5	178,01	178,01	178,01
	6	167,69	167,69	167,69
	7	177,10	177,10	177,10
	8	177,39	177,39	177,39
	9	180,30	180,30	180,30
TARDE	10	229,38	229,38	229,38
	11	249,95	249,95	249,95
	12	288,41	288,41	288,41
	13	283,60	283,60	283,60
	14	281,64	281,64	281,64
NOITE	15	289,09	289,09	289,09
	16	259,30	259,30	259,30
	17	236,10	236,10	236,10
	18	242,04	242,04	242,04
	19	271,18	271,18	271,18
	20	282,96	282,96	282,96
	21	271,48	271,48	271,48
	22	282,63	282,63	282,63
	23	276,94	276,94	276,94
Total Médio		242,11	242,11	242,11

Para uma melhor compreensão das potências da fonte principal, da geradora e a total, foi feita a curva média das medições dos intervalos medidos de 15 em 15 minutos de cada dia do mês analisado. A curva cinza na Figura 23 representa a carga média total da fonte somada com a injeção de potência da fonte renovável. A curva azul é a carga trifásica do alimentador do lado da fonte da concessionária de energia, que representa a soma das três fases do mesmo e a curva em laranja é a média da potência da geração eólica.

Figura 23 - Curvas das potências médias diárias do alimentador (fonte, geradora e carga total).



Para a análise do FP por fase, como é mostrado na Tabela 26, observa-se que as três fases ficaram com valores abaixo de 0,92 indutivo, que é o valor normatizado pela ANEEL. É fato que a variação da fonte renovável teve influência no mesmo, pois devido à oscilação do vento, a energia ativa que circula na medição do alimentador varia.

O valor do FP médio indutivo calculado na fase A foi de 0,88, chegando a um valor máximo de 0,92 e um valor mínimo de 0,82. Na fase B, o FP médio indutivo total foi de 0,89, sendo registrado um valor máximo de 0,93 e um valor crítico de 0,84. Na fase C o valor médio calculado do mês analisado foi de 0,90 indutivo, sendo o melhor valor, quando comparado com as outras duas fases, registrando um valor máximo de 0,94 e um valor mínimo de 0,84 (ver na Tabela 26 média fase C).

Tabela 26 - Fatores potências (FP) médios por fase do mês completo.

	Hora	Média Fase A	Média Fase B	Média Fase C
MADRUGADA	0	0,91	0,92	0,92
	1	0,89	0,90	0,91
	2	0,89	0,90	0,91
	3	0,88	0,88	0,89
	4	0,89	0,90	0,91
	5	0,92	0,92	0,93
MANHÃ	6	0,91	0,92	0,92
	7	0,88	0,88	0,89
	8	0,87	0,88	0,88
	9	0,86	0,87	0,86
	10	0,86	0,88	0,87
	11	0,82	0,84	0,84
TARDE	12	0,88	0,90	0,90
	13	0,87	0,89	0,88
	14	0,88	0,90	0,89
	15	0,88	0,90	0,90
	16	0,85	0,88	0,87
	17	0,89	0,90	0,90
NOITE	18	0,85	0,86	0,86
	19	0,89	0,90	0,90
	20	0,88	0,89	0,90
	21	0,89	0,90	0,91
	22	0,92	0,93	0,94
	23	0,92	0,93	0,94
	Total Médio	0,88	0,89	0,90

Na Tabela 27 estão especificadas as potências reativas por fase do alimentador deste caso estudado. É notório que no período de carga pesada (manhã e tarde) estão os maiores registros de reativo. Percebe-se que no horário de 11 h, em todos os dias, está concentrado o maior registro de potência reativa, com valor na fase A de 1015,22 kVAr, na fase B de 933,23 kVAr e na fase C de 984,08 kVAr.

Nos períodos de carga leve e média (madrugada e noite) os valores registrados são parecidos. Ainda é possível observar que existe diferenças nas potências reativas circulando nas fases e que os maiores valores foram registrados na fase A.

Tabela 27 - Potências reativas (kVAr) médias trifásicas horária por fase.

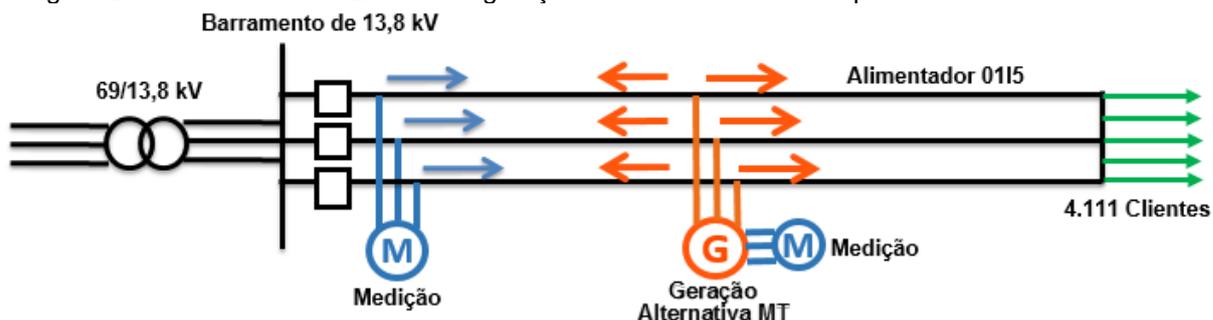
	Hora	Média Fase A	Média Fase B	Média Fase C
MADRUGADA	0	615,71	566,85	580,09
	1	658,56	606,85	605,82
	2	628,33	591,91	587,66
	3	663,11	624,15	635,34
	4	610,60	558,94	568,91
	5	516,68	469,39	480,66
MANHÃ	6	496,67	447,05	455,12
	7	600,85	570,27	575,46
	8	619,70	578,00	604,37
	9	752,05	705,58	755,84
	10	719,31	644,34	706,27
	11	1015,22	933,23	984,08
TARDE	12	904,44	820,25	869,72
	13	953,30	883,56	936,80
	14	952,40	845,28	929,09
	15	933,90	828,21	905,19
	16	902,18	784,10	845,86
	17	576,82	520,39	543,46
NOITE	18	794,28	735,54	757,06
	19	660,18	583,59	596,48
	20	656,29	598,78	595,12
	21	669,21	606,72	613,00
	22	631,40	567,14	583,43
	23	598,89	534,91	538,54
	Total Médio	713,75	650,21	677,22

4.3.3.2 Alimentador 0115

O alimentador 0115 possui 4.111 clientes, quantidade menor que o alimentador 0114 analisado no item 4.3.3.1 anterior. Este alimentador, também, possui clientes com fornecimento de baixa e média tensão e com conexão de fontes renováveis ao longo da sua rede, conforme é mostrado na Figura 24, o diagrama unifilar. Neste caso, também existem duas medições, uma que mede o lado da fonte da concessionária e a outra que mede a geração da fonte eólica.

O sentido do fluxo de carga difere do caso anterior: em alguns momentos a geração do parque eólico (prainha II) é capaz de atender toda a carga e ainda fornecer energia no sentido do barramento de 13,8 kV da subestação principal, o que é chamado de potência reversa vista pela medição do alimentador.

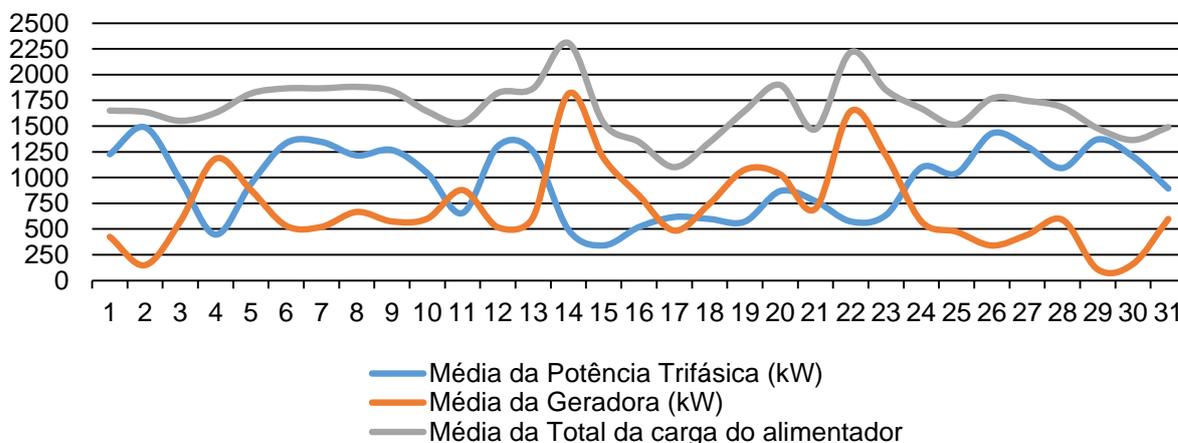
Figura 24 - Alimentador AQZ0115 com geração eólica conectada com potência instalada de 5 MW.



Para melhor entendimento do sentido do fluxo de carga da rede, na Figura 25 (é mostrada) são mostradas as curvas de potência ativa média diária da medição do alimentador, da fonte renovável e a total que é a composição das potências solicitada pela fonte da concessionária de energia com a potência fornecida pela geração eolioelétrica.

A carga máxima do alimentador não ultrapassa o valor de 2.500 kW ficando aproximadamente em um valor médio de 1.700 kW. Observa-se, que quando a curva em laranja, que representa a geração eolioelétrica, sobe, a geração da fonte principal reduz, como por exemplo, no dia 14 que a geração eolioelétrica foi alta exigindo pouca energia por parte da fonte principal. Este fato está representado pela curva em azul. O processo é invertido quando a geração da fonte alternativa é baixa (depende do vento), desta forma a fonte principal compensa a baixa geração, como ocorreu no dia 2.

Figura 25 - Curvas de potências médias do alimentador, fonte renovável e da carga total do alimentador (fonte mais geradora).



O alimentador possui uma extensão do tronco trifásico de 2,52 km, tensão nominal de 13,8 kV, 84 estações transformadores (ET's) com um total de 4.189 KVA,

18 entradas primárias (EP's) totalizando 6.328 KVA, 498 trechos, 499 barras e corrente nominal de 400 Amperes. Os cabos da rede são especificados na Tabela 28.

Tabela 28 - Características dos cabos do alimentador AQZ0115.

Cabo	Comp. (km)	Iadm. (A)	R (ohm)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)
CAA 266,8 MCM	8,098	303	0,23910	0,41693	1,55591	0,23910	0,37888
CCN 25 MM2	5,233	128	0,88800	1,06584	1,98470	0,88800	0,46045
CAA 4 AWG	12,6226	98	1,58360	1,76134	2,02142	1,58360	0,49717
CAA 1/0 AWG	2,703	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818
CCN 16 MM2	1,541	100	1,30800	1,48584	2,00447	1,30800	0,48022
CALX 50 MM2	0,621	216	0,67000	0,88350	1,88470	0,67000	0,35470
CAA 1/0 AWG	0,066	167	0,69550	0,87334	2,02192	0,69550	0,49818

Na Tabela 29, são mostradas as médias das potências por fase sem o efeito da geração eolielétrica, sendo os valores referentes apenas a medição do alimentador. O desbalanço médio de potência entre as fases é de 10,20% no mês de análise. É possível observar que a carga registrada na fase B é a mais baixa em relação as outras duas fases e a fase A tem uma carga menor que a da fase C.

Ainda foi possível observar o maior valor crítico e o menor desbalanço de potências entre as fases em toda a base de medição. O maior valor crítico encontrado foi de 33,13%, em uma quinta-feira no horário das 06h30m e o menor foi registrado em uma terça-feira às 09h15m com valor de 1,89%.

Tabela 29 - Potência ativa (kW) médias horária por fase medidas do alimentador AQZ0115.

	Hora	Média FASE A	Média FASE B	Média FASE C
MADRUGADA	0	300,02	244,88	353,16
	1	280,53	229,55	330,24
	2	289,51	245,55	332,91
	3	279,50	234,74	322,42
	4	296,44	247,66	342,22
	5	298,16	251,01	343,28
MANHÃ	6	256,54	221,11	294,48
	7	287,24	246,11	325,11
	8	358,44	318,98	394,16
	9	397,13	354,96	433,43
	10	377,42	337,69	407,26
	11	351,95	312,99	382,47
TARDE	12	321,59	282,47	356,31
	13	322,19	282,07	356,51
	14	359,89	314,36	396,06
	15	359,41	316,00	395,42
	16	323,43	281,81	362,75
	17	290,55	248,04	333,60
NOITE	18	343,04	289,12	388,51
	19	363,82	303,44	411,96
	20	336,85	275,37	387,32
	21	328,15	266,65	380,60
	22	321,38	261,64	377,01
	23	312,48	257,07	368,13
	Total Médio	323,15	275,97	365,64

Para a análise dos dados da fonte renovável também só foi possível coletar as medições trifásicas, sem o mapeamento fase por fase. Na Tabela 30, é mostrado a potência ativa injetada registrada na medição da fonte renovável dividida igualmente entre as fases.

Tabela 30 - Potência ativa injetada pela geradora do alimentador AQZ01I5 equilibrada nas três fases.

	Hora	Média da Geradora - Fase A	Média da Geradora - Fase B	Média da Geradora - Fase C
MADRUGADA	0	262,74	262,74	262,74
	1	252,93	252,93	252,93
	2	252,85	252,85	252,85
	3	249,30	249,30	249,30
	4	209,19	209,19	209,19
	5	195,30	195,30	195,30
MANHÃ	6	183,55	183,55	183,55
	7	182,98	182,98	182,98
	8	172,88	172,88	172,88
	9	167,26	167,26	167,26
	10	217,98	217,98	217,98
	11	240,83	240,83	240,83
TARDE	12	281,18	281,18	281,18
	13	278,36	278,36	278,36
	14	260,97	260,97	260,97
	15	262,37	262,37	262,37
	16	231,99	231,99	231,99
	17	227,28	227,28	227,28
NOITE	18	229,76	229,76	229,76
	19	255,86	255,86	255,86
	20	265,48	265,48	265,48
	21	269,73	269,73	269,73
	22	283,06	283,06	283,06
	23	273,95	273,95	273,95
	Total Médio	237,82	237,82	237,82

O FP indutivo por fase deste alimentador apresentou um valor abaixo do padrão, ficando na faixa inadequada menor que 0,92, conforme é mostrado na Tabela 31. Observa-se, que (nas) três fases apresentaram FP baixos. Como já explicado no caso do alimentador 01I4, é fato que a variação da fonte renovável tem influência no FP, devido à oscilação do vento alterar o fluxo de potência ativa da fonte renovável, que em alguns momentos é capaz de atender toda a carga solicitada pelo alimentador.

O valor do FP indutivo médio total da fase A encontrado foi de 0,66, chegando a um valor máximo de 0,74 e um valor mínimo de 0,61. Na fase B o FP

indutivo médio total foi de 0,68, sendo registrado (e registrando) um valor máximo de 0,75 e um valor crítico de 0,65. Na fase C o valor do FP indutivo total médio da medição do mês analisado foi de 0,78, sendo o valor mais alto, (o melhor) quando comparado com as outras duas fases. Nesta fase, o valor máximo do FP indutivo foi de 0,82 e o valor mínimo de 0,73.

Tabela 31 - Fatores potências (FP) médios por fase do mês completo.

	Hora	Média Fase A	Média Fase B	Média Fase C
MADRUGADA	0	0,64	0,67	0,80
	1	0,61	0,65	0,76
	2	0,65	0,69	0,78
	3	0,62	0,66	0,76
	4	0,66	0,70	0,79
	5	0,68	0,72	0,82
MANHÃ	6	0,64	0,71	0,77
	7	0,64	0,67	0,76
	8	0,69	0,71	0,77
	9	0,74	0,75	0,82
	10	0,70	0,72	0,78
	11	0,67	0,69	0,75
TARDE	12	0,65	0,68	0,75
	13	0,64	0,65	0,73
	14	0,69	0,70	0,79
	15	0,69	0,71	0,80
	16	0,65	0,67	0,76
	17	0,63	0,66	0,75
NOITE	18	0,64	0,67	0,75
	19	0,67	0,70	0,80
	20	0,64	0,65	0,77
	21	0,64	0,66	0,79
	22	0,63	0,66	0,78
	23	0,63	0,66	0,79
	Total Médio	0,66	0,68	0,78

A medição de potência reativa apresentada na Tabela 32, evidencia valores de potências reativas diferentes nas fases. A potência reativa na fase A apresentou valores superiores às demais fases, sendo um dos motivos as cargas monofásicas concentradas nesta fase como por exemplo motores, transformadores e reatores de lâmpada.

A potência reativa apresentou maior valor na fase A, como consequência foi a fase que apresentou o pior FP indutivo. Já a fase C, que registrou a menor potência reativa registrou o melhor FP indutivo.

Tabela 32 - Potências reativas (kVA_r) médias trifásicas horária por fase do alimentador 0115.

	Hora	Média Fase A	Média Fase B	Média Fase C
MADRUGADA	0	302,11	206,85	203,27
	1	299,89	207,11	204,72
	2	293,07	203,61	201,30
	3	299,99	210,06	214,41
	4	282,71	190,63	193,95
	5	258,28	173,56	168,67
MANHÃ	6	262,45	178,05	176,41
	7	301,54	227,00	233,90
	8	321,11	255,30	259,75
	9	315,75	255,85	252,63
	10	305,54	246,59	240,39
	11	314,74	251,60	248,44
TARDE	12	303,83	233,89	234,98
	13	337,29	273,56	277,15
	14	330,51	267,18	264,12
	15	327,93	259,83	257,93
	16	304,66	231,40	232,88
	17	295,49	214,40	214,85
NOITE	18	347,88	255,02	259,15
	19	327,69	232,98	220,21
	20	325,60	230,15	225,43
	21	318,22	220,84	213,72
	22	323,72	223,15	216,96
	23	314,18	214,67	209,24
	Total Médio	308,92	227,64	226,02

4.4 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi proposta uma nova metodologia para obtenção de dados com o objetivo de processar qualquer fluxo de carga trifásico.

No capítulo seguinte é apresentado o programa computacional que foi utilizado para a aplicação da metodologia proposta.

5 O PROGRAMA COMPUTACIONAL INTERPLAN

5.1 Introdução

Os programas computacionais são ferramentas bastantes úteis na realização de trabalhos nos ambientes de engenharia. Ao longo da história, os programas computacionais demonstraram ser uma inestimável ferramenta para execução de trabalhos de engenharia, possibilitando a simulação de condições reais de operação.

Neste capítulo é apresentado uma visão geral das funções básicas do programa computacional que foi utilizado nas simulações deste capítulo. A caracterização dos elementos neste contexto embasa as funcionalidades utilizadas na modelagem dos alimentadores reais de uma Distribuidora de Energia Elétrica mostrados no capítulo 4, sendo que outros equipamentos elétricos da rede de distribuição presentes no sistema não foram modelados já que foram fornecidas as curvas de carga reais medidas em medidores eletrônicos instalados dos alimentadores.

Optou-se pelo uso do programa computacional INTERPLAN, devido a distribuidora local utilizá-lo para análise de redes de média e baixa tensão e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica e possuir integração total com o PERTEC (programa para cálculo de perdas técnicas).

Vale salientar que nem todas as funcionalidades do programa computacional INTERPLAN são abordadas neste texto, mas podem ser consultadas na íntegra, para futuros trabalhos, no manual elaborado pela Daimon Engenharia e Sistemas (DAIMON, 2015).

O INTERPLAN foi desenvolvido no ano 2015 pela Daimon Engenharia Ltda, com a finalidade das distribuidoras de energia realizarem estudos de planejamento de médio e curto prazo. O mesmo possibilita a visualização, edição gráfica e a definição de configurações de rede otimizadas para atender objetivos previamente fixados (DAIMON, 2015).

No seu desenvolvimento foram criadas as funcionalidades de planejamento da operação, planejamento da expansão da rede e extração de dados.

Entre as funcionalidades desenvolvidas na categoria planejamento da opção estão: estabelecimento da demanda por patamares e por centro de carga a

partir de dados de faturamento e medições. Análise do desempenho da rede (carregamento, níveis de tensão, perdas, confiabilidade, etc.). Redução das perdas através de reconfiguração da rede e alocação de Suporte Reativo (bancos de capacitores e reguladores de tensão).

Nas funcionalidades do planejamento da expansão da rede podemos citar: avaliação do mercado espacial (por quadrículas ou centro de carga) de região delimitada a partir do mercado global; diagnóstico da rede para anos futuros e estabelecimento de áreas carentes de reforços; proposição de alternativas e de reforços na rede através de ferramentas gráficas; seleção dos reforços para atendimento dos critérios técnicos através de técnicas de otimização e definição do plano de obras e cronograma de desembolsos.

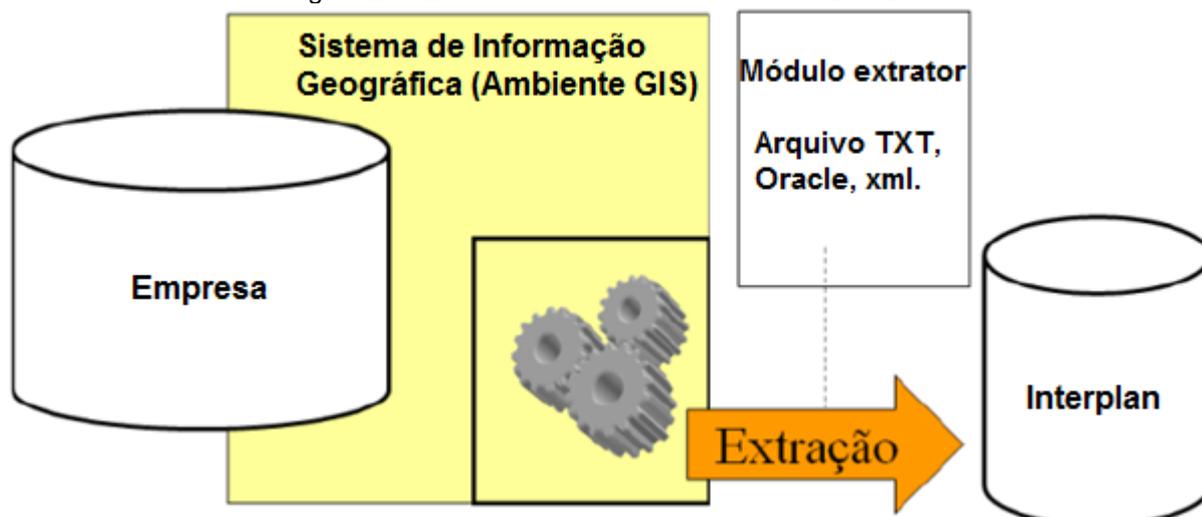
Já no item de extração dos dados, o programa possui um módulo de extração que tem por objetivo adquirir as informações necessárias da base de dados corporativa da empresa, e disponibilizá-los para o sistema de planejamento. O INTERPLAN foi desenvolvido para uso em microcomputadores do tipo PC. A modelagem de dados agrega informações do faturamento e informações relativas à topologia da rede. O módulo de extração alimenta a base de dados local do INTERPLAN através do arquivo de texto modelado com os dados de topologia da rede da base local da distribuidora de energia. Esta base local da distribuidora é encontrada na sua base comercial de cadastro.

Assim, a partir dos dados extraídos da base corporativa, o INTERPLAN é capaz de alimentar todos os seus outros módulos com as informações necessárias para cálculos e métodos específicos, dentre eles o que é dado ênfase neste trabalho, o cálculo do fluxo de potência para gerar resultados de perdas técnicas.

5.2 Estrutura Nominal

O INTERPLAN possui uma interface gráfica na forma de diagrama unifilar ou trifilar para entrada de dados. É um programa baseado em informações extraídas do banco de dados corporativo da empresa e disponibilizá-las para o sistema de planejamento INTERPLAN, em geral, é configurado como é apresentado na Figura 26. O arquivo de extração que definem os circuitos pode ser oriundo do usuário, de um arquivo de texto fixo ou de programas externos.

Figura 26 - Estrutura nominal do software INTERPLAN.



Fonte: adaptado pelo autor da Daimon (2015).

A compilação dos dados que contém toda a configuração da rede de MT, como topologia e informações de potência, é feita entre o banco de dados operacional, rede cartográfica e base de clientes da empresa, gerando o formato de arquivo texto com informações do sistema da distribuidora de energia. A janela de importação de dados de sistemas externos permite a extração de dados da rede MT e da rede BT.

5.3 Definição dos Módulos

Nesta seção são feitas as definições dos principais módulos do INTERPLAN.

5.3.1 Módulo Cálculo de demanda

O objetivo do módulo Cálculo de Demanda é estimar as demandas ativa e reativa nos centros de carga do sistema de distribuição, para cada um dos patamares diários definidos. Assim, utilizam-se curvas típicas de consumo para cada tipo de consumidor e nível de consumo, formadas por 24 ou 96 pontos médios diários e desvios-padrão correspondentes para cada categoria.

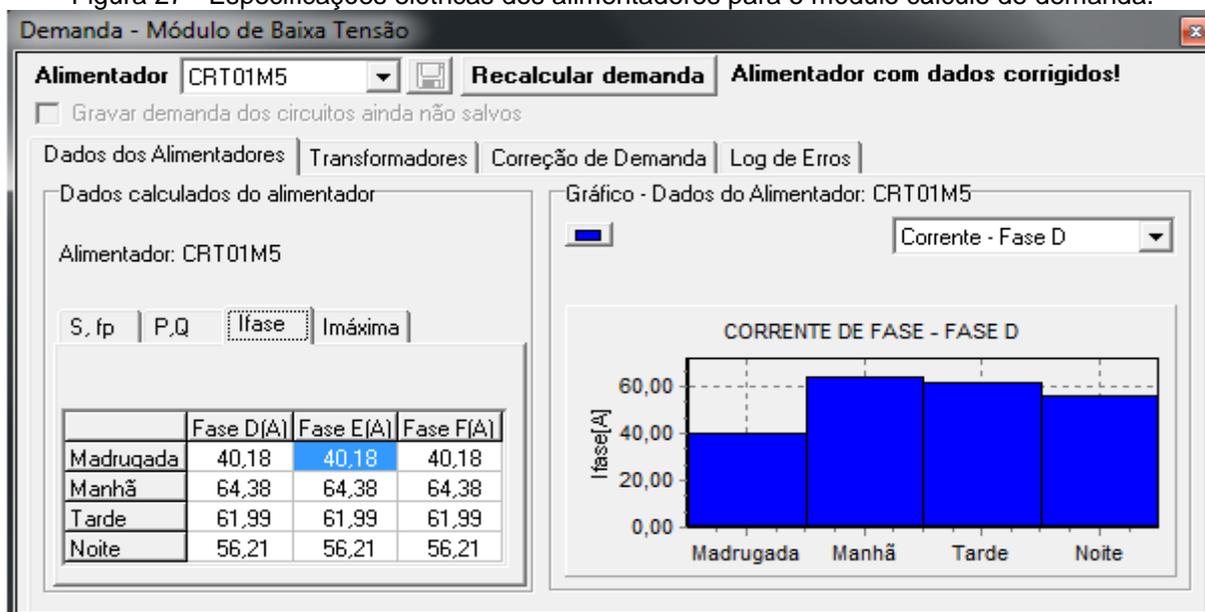
Para estabelecer a demanda dos consumidores primários e secundários, são utilizados seus dados de faturamento de energia mensal e o conjunto de curvas

típicas de carga de acordo com o perfil de consumo das diversas classes de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural, dentre outros).

No entanto, para os estudos realizados neste trabalho são utilizadas as medições reais dos alimentadores de média tensão, realizando a correção por medição de potência trifásica.

Na Figura 27 é mostrado um exemplo de dados dos alimentadores. Pode-se observar os valores dos resultados das grandezas elétricas obtidos para os quatro patamares, tais como: potência aparente e fator de potência, potência ativa, potência reativa e correntes nas fases D, E e F e corrente máxima.

Figura 27 - Especificações elétricas dos alimentadores para o módulo cálculo de demanda.



Na opção Correção de Demanda é possível realizar correções nos cálculos feitos pelo INTERPLAN. Assim, é feita a correção considerando duas alternativas: correção por medição da potência trifásica ou correção por medição da corrente máxima. Os valores de potência trifásica (kW e kVAr) aplicados são aqueles valores obtidos por medição, nos quais são utilizados neste trabalho. Junto aos valores de potência deve-se indicar o respectivo patamar.

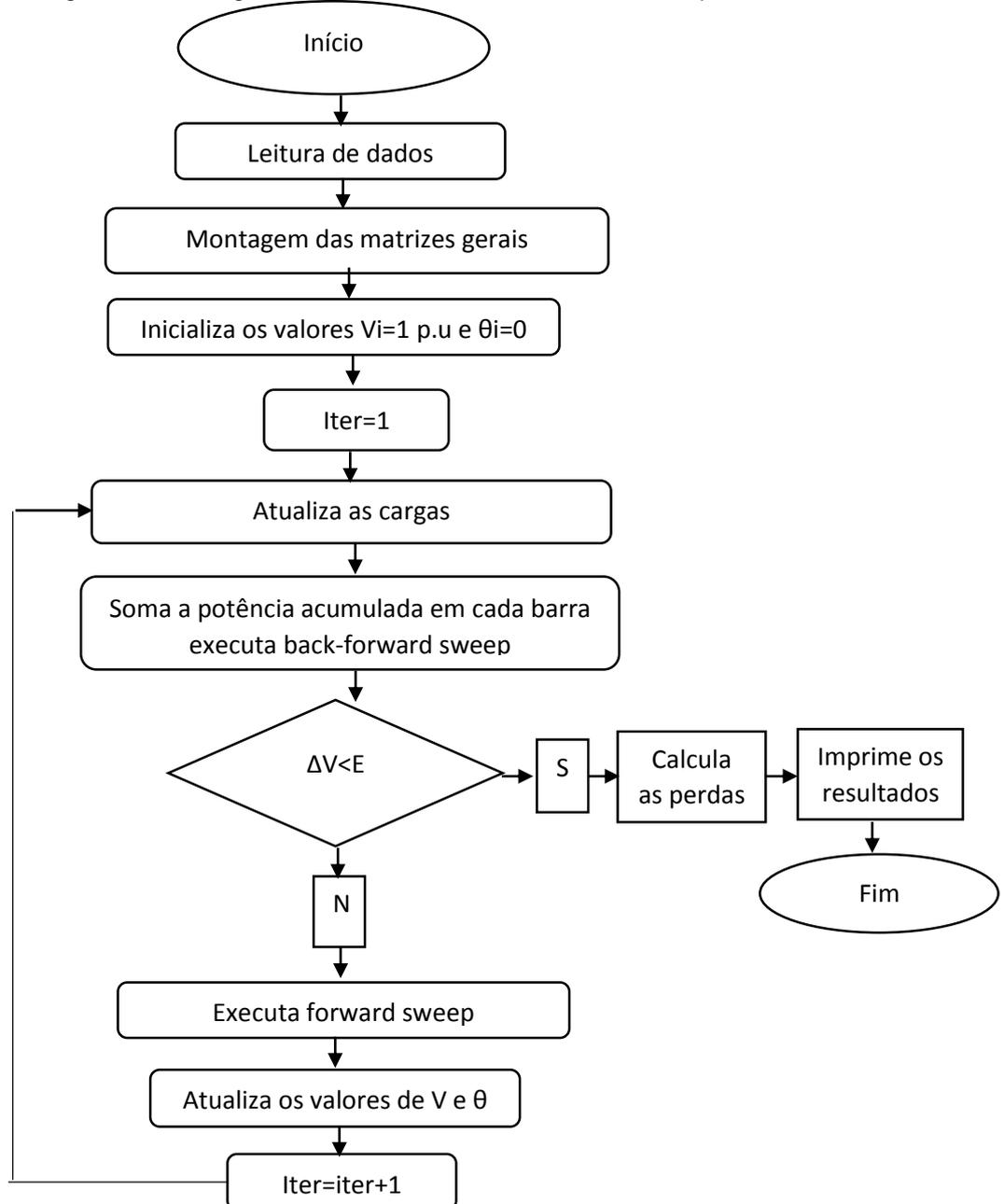
5.3.2 Módulo Fluxo de Potência

Este módulo tem a finalidade o estabelecimento de cálculos elétricos em alimentadores do sistema, contando com recursos para cálculo de fluxo de potência.

No cálculo de fluxo de potência são determinados os níveis de carregamento e de perdas em todos os elementos da rede (alimentadores, trechos de rede e chaves), bem como os níveis de tensão nas barras da rede para todos os patamares da curva de carga diária. Este módulo determina um fluxo de potência específico (*back-forward sweep*) para o cálculo de redes radiais e considera os três modelos de carga: corrente constante, potência constante e impedância constante.

O método selecionado no programa INTERPLAN para processar o fluxo de potência, dos casos estudados, foi o backward-forward sweep (BFS). Na Figura 28, é mostrado o fluxograma do método.

Figura 28 - Fluxograma do método backward-forward sweep.

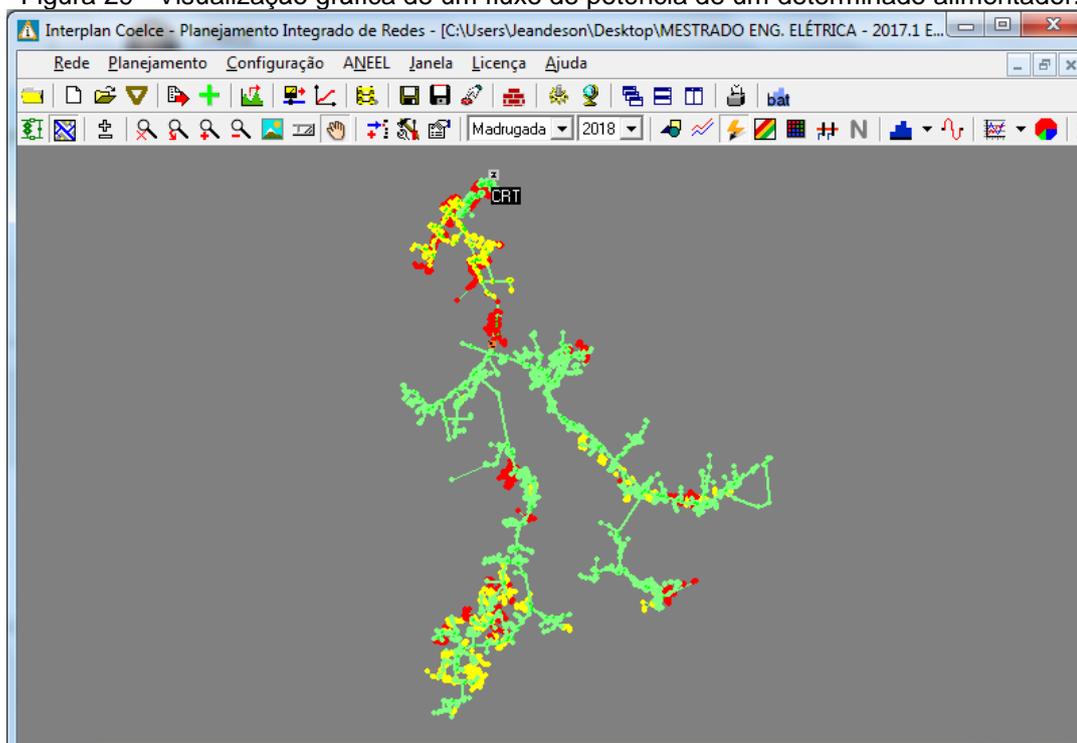


Conforme apresentado no Capítulo 2, diversas técnicas para o cálculo do fluxo de carga foram desenvolvidas ao longo dos anos, de acordo com as necessidades e características encontradas em cada sistema elétrico. Entre elas pode-se destacar o método backward-forward sweep (BFS) que representa uma das principais técnicas aplicadas no cenário atual.

O BFS é composto basicamente de duas etapas. A etapa *backward sweep* inicialmente realiza a soma das correntes ou fluxos de potência das extremidades até o barramento de referência (subestação). A etapa *forward sweep* calcula as quedas de tensão, partindo da subestação até os barramentos finais, gerando novas tensões de acordo com as correntes ou fluxos de potência estimados na primeira etapa.

Executado o fluxo de potência podem-se observar, através de cores, os resultados da execução dos cálculos. Na Figura 29 apresenta-se a visualização gráfica de um fluxo de potência de um determinado alimentador.

Figura 29 - Visualização gráfica de um fluxo de potência de um determinado alimentador.



Para os valores de tensão operando na faixa A (observar a Figura 20), atribui-se a operação adequada (cor verde). Para os valores de tensão operando entre os valores mínimos ou máximos das faixas A e B, atribui-se a operação precária (cor amarela). Para os valores de tensão operando fora da faixa B, atribui-

se a operação crítica (cor vermelha). Na Figura 30 é exemplificado as faixas para os níveis de tensões.

Figura 30 - Exemplificação das faixas para os níveis de tensões.

VLnom (V)	VFnom (V)	VL1 (V)	VL2 (V)	VL3 (V)	VL4 (V)	VF1 (V)	VF2 (V)	VF3 (V)	VF4 (V)
220	110	189	201	229	233	95	101	115	117
240	120	212	216	254	260	106	108	127	130
230	115	212	216	241	253	105	108	127	129
208	120	189	196	229	233	109	113	132	135
440	220	300	402	458	466	189	201	229	233
254	127	220	232	264	269	109	116	132	140
380	220	327	348	396	403	189	201	231	233
220	127	189	201	231	233	109	116	133	140

Diagrama de Faixas de Tensão:

SUBTENSÃO: Faixa Crítica (red), Faixa Precária (yellow), Faixa Adequada (green)

SOBRETENSÃO: Faixa Precária (yellow), Faixa Crítica (red)

Bandas: Faixa C (red), Faixa B (yellow), Faixa A (green), Faixa B (yellow), Faixa C (red)

Limites: V1, V2, V3, V4

5.3.3 Módulo Mercado

No Módulo Mercado, ilustrado na Figura 31, existe a possibilidade de estabelecer o crescimento das cargas do sistema ao longo de uma perspectiva de planejamento futura (mercado por alimentador). Por isso, é possível estimar o fluxo de potência e demanda em uma situação futura da rede.

Figura 31 - Ilustração do módulo de mercado.

Projecção de crescimento | Taxas de crescimento projetadas | Taxas de crescimento global atualizadas

Critério de seleção:

- Demanda NÃO calculada
- Demanda calculada
- Mercado projetado
- Reforço planejado

SE: CRT

Circuitos:

- CRT01M1

Taxas aplicadas em:

- Trafos (ET)
- C. Primarios (EP)

Fator de correção:

Crescimento anual (%):

Ano	Taxa(%)
2019	0,0
2020	0,0
2021	0,0
2022	0,0
2023	0,0

Circuitos selecionados: taxa de crescimento anual (%)

Circuito	2019	2020	2021	2022	2023

Este módulo é dividido em duas categorias: Crescimento por Circuito e Crescimento por Região.

No Crescimento por Circuito, o planejador da rede pode fornecer, para cada circuito, uma taxa de crescimento média que é aplicada igualmente a todos os centros de carga para todos os anos de estudo. Esta função é utilizada no estudo de caso 1 deste trabalho. Já o Crescimento por Região possibilita o crescimento diferenciado por microrregiões, a partir do fornecimento do mercado global da região em estudo e de fatores de ponderação por quadrículas.

5.4 Módulo Simulação

O módulo de simulação do fluxo de potência foi previamente configurado para realizar as simulações dos casos. Nas configurações de parâmetros foram ajustado o fluxo de potência e fluxo de potência visualização.

5.4.1 Fluxo de Potência

O módulo de Fluxo de Potência, demonstrado na Figura 32, contém os seguintes parâmetros configuráveis e que foram predeterminados para as simulações: modelagem de carga (%), faixas de carregamento dos transformadores, limitar carregamento máximo nas ETs e EPs, precisão, resistividade, método de cálculo de fluxo de potência e diagnóstico do fluxo MT.

Entre os principais estão Modelagem da Carga, Precisão e Método de Cálculo de Fluxo de Potência. Na modelagem são definidos os valores em % para os modelos de carga: potência constante, corrente constante e impedância constante. No item Precisão são definidos o número máximo de iterações para o fluxo de potência e a tolerância de tensão (pu) para convergência. Já no método de cálculo pode-se optar por usar dois métodos de cálculo de fluxo de potência: *backward-forward sweep* ou Análise nodal com eliminação de Gauss. Nas análises foi utilizada a primeira opção.

Figura 32 - Configuração do módulo de execução do fluxo de potência.

Configuração de parâmetros

Default Confirma Cancela

Alocação de Capacitores | Alocação de Reg. de Tensão | Confiabilidade | Cores/Cabos

Geral | Patamares | Demanda | Mercado | Fluxo de Potência | Fluxo de Potência - Visualização

Parâmetros para fluxo de potência

Modelagem de carga (%)

Tipo

Utilizar modelo próprio da carga

Utilizar modelo de carga geral

Utilizar modelo de carga por circuito

Geral

Potência constante: 40

Impedância constante: 0

Corrente constante: 60

Resistividade do solo

Resistividade (ohms.m): 100,00

Reserva de Carga

Considerar reserva de carga

Precisão

Número máximo de iterações: 20

Tolerância de tensão (pu): 1E-5

Método de cálculo de fluxo de potência

Back-forward sweep (recomendado)

Análise nodal com eliminação de Gauss

Fluxo calculado pelo OPENDSS

Diagnóstico do Fluxo MT

Pior diagnóstico entre tensões mín e máx

Avaliar apenas tensão mín

Avaliar apenas tensão máx

Diagnóstico do Fluxo BT

Pior diagnóstico entre tensões mín e máx

Avaliar apenas tensão mín

Avaliar apenas tensão máx

Faixas de carreg. trafos

Faixa S1 : de 0 a 0,3 Snom

Faixa S2 : de 0,3 a 0,4 Snom

Faixa S3 : de 0,4 a 0,5 Snom

Faixa S4 : de 0,5 a 0,6 Snom

Faixa S5 : de 0,6 a 0,7 Snom

Faixa S6 : de 0,7 a 0,8 Snom

Faixa S7 : de 0,8 a 0,9 Snom

Faixa S8 : de 0,9 a 1 Snom

Faixa S9 : de 1 a 1,1 Snom

Faixa S10 : maior que 1,1 Snom

Limitar carregamento máximo nas ETs e EPs

Desligar ETs e EPs com carregamento maior que 250 %

Na Figura 33 é mostrada a configuração estabelecida para visualização dos resultados do fluxo de potência após processamento. Podem ser citados: faixas de tensão (pu) - média tensão e baixa tensão, faixas de corrente (% da corrente admissível por cabo), faixas de tensão (V) - neutro MT.

Nas faixas de tensão são definidas duas faixas (A e B) tanto para nível de média tensão quanto para nível de baixa tensão. Cada uma com seus limiares (mínimo e máximo). Para a faixa de corrente aceitável são definidos dois limiares de corrente (mínima e máxima) para visualização gráfica mediante cores (abaixo do limite mínimo: cor verde; entre o limite mínimo e o limite máximo: cor amarela; e acima do limite máximo: cor vermelha).

Figura 33 - Configuração do módulo visualização do fluxo de potência.

Configuração de parâmetros

Default Confirma Cancela

Alocação de Capacitores | Alocação de Reg. de Tensão | Confiabilidade | Cores/Cabos

Geral | Patamares | Demanda | Mercado | Fluxo de Potência | Fluxo de Potência - Visualização

Parâmetros para visualização do fluxo de potência

Faixas de tensão (pu) - MÉDIA TENSÃO

Tipo de tensão: Fase Linha

Adequado

Mínima: 0,965 | Representação gráfica: abaixo de 0,930 (vermelho)

Máxima: 1,050 | Representação gráfica: entre 0,930 e 0,965 (amarelo)

Precario

Mínima: 0,930 | Representação gráfica: entre 0,965 e 1,050 (verde)

Máxima: 1,050 | Representação gráfica: acima de 1,050 (vermelho)

Faixas de corrente (% cor.adm.cabo)

Mínima: 70 | Representação gráfica: abaixo de 70 (verde)

Máxima: 100 | Representação gráfica: entre 70 e 100 (amarelo)

Representação gráfica: acima de 100 (vermelho)

Faixas de tensão (V) - NEUTRO MT

Mínima: 5,0 | Representação gráfica: até 5,0 (verde)

Máxima: 10,0 | Representação gráfica: entre 5,0 e 10,0 (amarelo)

Representação gráfica: acima de 10,0 (vermelho)

Faixas de tensão (pu) - BAIXA TENSÃO

Tipo de tensão: Fase Linha

Adequado

Mínima: 0,965 | Representação gráfica: abaixo de 0,930 (vermelho)

Máxima: 1,050 | Representação gráfica: entre 0,930 e 0,965 (amarelo)

Precario

Mínima: 0,930 | Representação gráfica: entre 1,050 e 1,050 (amarelo)

Máxima: 1,050 | Representação gráfica: acima de 1,050 (vermelho)

Faixas de carreg. (% S) - TRAFOS

Mínima: 30 | Representação gráfica: abaixo de 30 (amarelo)

Máxima: 120 | Representação gráfica: entre 30 e 120 (verde)

Representação gráfica: acima de 120 (vermelho)

Em função da: ET ou EP UTC mais carregada

Tipo Carreg.: %Snom %Sadm

5.5 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo, foi apresentado brevemente o sistema computacional utilizado para aplicar a metodologia proposta no Capítulo 4. Pode-se observar que o programa computacional como um todo constitui uma ferramenta poderosa, quando se deseja não só um cálculo de perdas técnicas de energia e de demanda por fluxo de potência com dados reais, mas quando se deseja, também, calcular as perdas em algumas regiões da área de concessão e também por curvas típicas. (Assim,) Além disso, o INTERPLAN possibilita identificar as regiões cujas perdas num determinado trecho estão muito altas.

Identificados os trechos cujas perdas estão altas, pode-se estudar o impacto de algumas ações na redução das perdas, tais como recondutoramento e troca de transformadores, conforme foi proposto no caso 1 deste trabalho. Outra vantagem desse programa é a possibilidade de se determinar as perdas não técnicas de energia por meio de um balanço de energia. Assim, identificados os segmentos que têm uma contribuição maior para o total de perdas de energia no

sistema de distribuição, p^ode-se elaborar um plano de ações para a redução das perdas de energia, priorizando-se os segmentos de maior contribuição, conforme foi apresentado no Capítulo 3 deste trabalho.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados das simulações dos estudos de caso das redes de alimentadores de distribuição, cujos dados foram obtidos com a metodologia explicada no Capítulo 4.

6 ANÁLISE DE PERDAS TRIFÁSICAS

6.1 Introdução

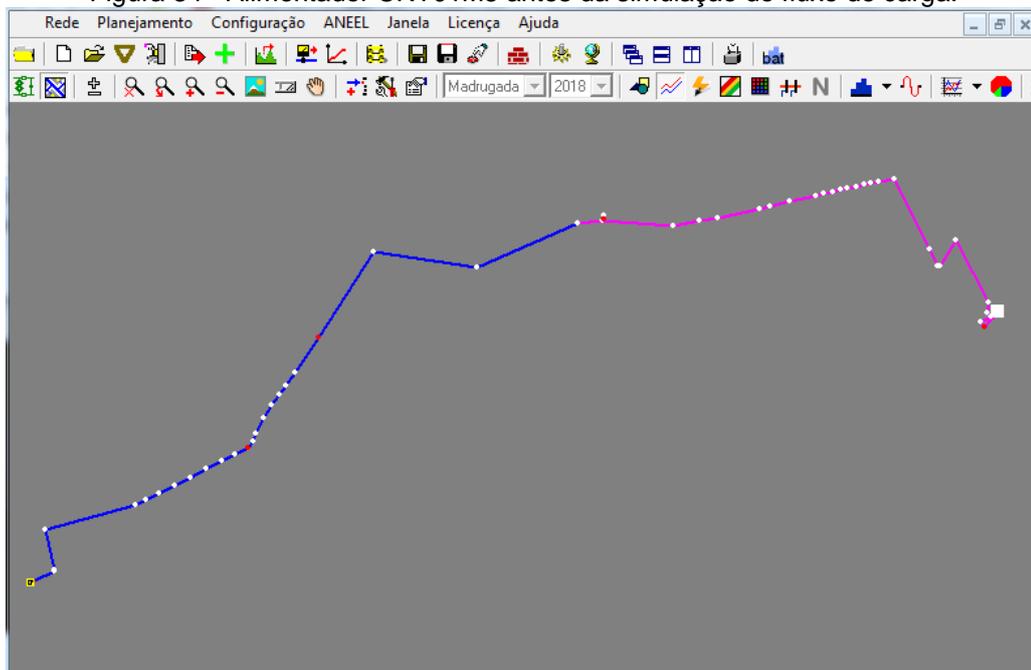
Nesta seção são apresentadas as simulações e os resultados dos três estudos de casos seguindo a metodologia feita no Capítulo 4. As análises são realizadas nas seguintes situações: para os estudos de casos 2 e 3, o alimentador foi analisado com cargas equilibradas e desequilibradas e com e sem a inserção de parque eólico. Já para o estudo de caso 1, o alimentador foi analisado apenas com a rede equilibrada.

Desta forma, além de calcular as perdas técnicas em situação de operação real, é possível mensurar o impacto do desequilíbrio e da geração eólicoelétrica nas perdas técnicas nas redes estudadas e propor algumas soluções.

6.2 Simulação do caso 1

A primeira simulação realizada foi uma rede de média tensão expressa para um único grande cliente trifásico, conforme citado na seção 4.3.1. As potências ativa e reativa inseridas para simular o fluxo de potência foram escolhidas nas piores situações reais de carga, de cada um dos patamares madrugada, manhã, tarde e noite. Na Figura 34 é mostrada a rede antes do processamento do fluxo de carga.

Figura 34 - Alimentador CRT01M5 antes da simulação do fluxo de carga.



kWh respectivamente. Um dos fatores que pode ser citado para a perda ser maior neste seguimento é o fato da carga atingir um valor pleno maior que nos patamares madrugada, tarde e noite. As menores perdas foram observadas no período da madrugada devido à baixa carga neste horário.

A perda por demanda mês observada somando os quatros patamares no alimentador foi de 2.785,71 kW. A perda de energia mês encontrada foi de 16.714,260 kWh e em porcentagem de 1,8073%.

Figura 36 - Resultado das perdas no alimentador CRT01M5.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madrugada	11,747	70,482	2114,460	1,255
Manhã	30,155	180,930	5427,900	2,040
Tarde	27,962	167,772	5033,160	1,959
Noite	22,993	137,958	4138,740	1,773
Total	557,142	16714,260	1,8073	0,7698

Uma segunda análise foi realizada baseada no crescimento vegetativo da rede, projetado para os anos de 2019 a 2023, conforme é mostrado na Tabela 33. Foram simulados os casos baseados no crescimento da carga de cada um dos anos e observado o impacto causado nas perdas técnicas. Vale ressaltar que o crescimento foi calculado baseado no histórico de medições reais dos anos anteriores.

Tabela 33 - Crescimento vegetativo projetado para o alimentador CRT01M5.

Taxas de crescimento vegetativo previstas (%)				
2019	2020	2021	2022	2023
3,3%	2,9%	4,2%	3,7%	4,1%

Notou-se a partir dos resultados obtidos nas simulações baseado no crescimento vegetativo mostrado na Tabela 34, que as perdas no ano de 2018 para o ano de 2019 aumentaram em relação à energia em 6,77%. De 2019 para 2020 o aumento foi de 5,95%. De 2020 para 2021 o aumento das perdas foi de 8,66%. De 2021 para 2022 o aumento foi de 7,62% e de 2022 para 2023, as perdas aumentaram 8,46%. A partir do ano de referência até o ano de 2023, as perdas aumentaram 43,47%.

Tabela 34 - Resultado das perdas baseado no crescimento vegetativo.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Taxas de crescimento vegetativo previstas (%)	Ano de Referência	3,3%	2,9%	4,2%	3,7%	4,1%
Perdas de Energia (kWh/mês)	16.714,26	17.846,28	18.906,30	20.544,48	22.109,04	23.979,42
Perdas em %	1,8073	1,8677	1,9225	2,0043	2,0789	2,1660

Para averiguar a confiabilidade do programa foi feita a comparação entre a perda calculada através das medições do alimentador e do cliente e a perda simulada pelo INTERPLAN. A perda pelas medições foi feita através de balanço de energia, uma vez que o alimentador é expresso para um único cliente de média tensão.

Na Tabela 35 são mostrados os resultados encontrados. Os erros obtidos entre a perda pelas medições versus a perda pelo simulador foram baixos, garantindo sua confiabilidade.

Tabela 35 - Comparativo entre a perda calculada através das medições versus a perda calculada pelo simulador.

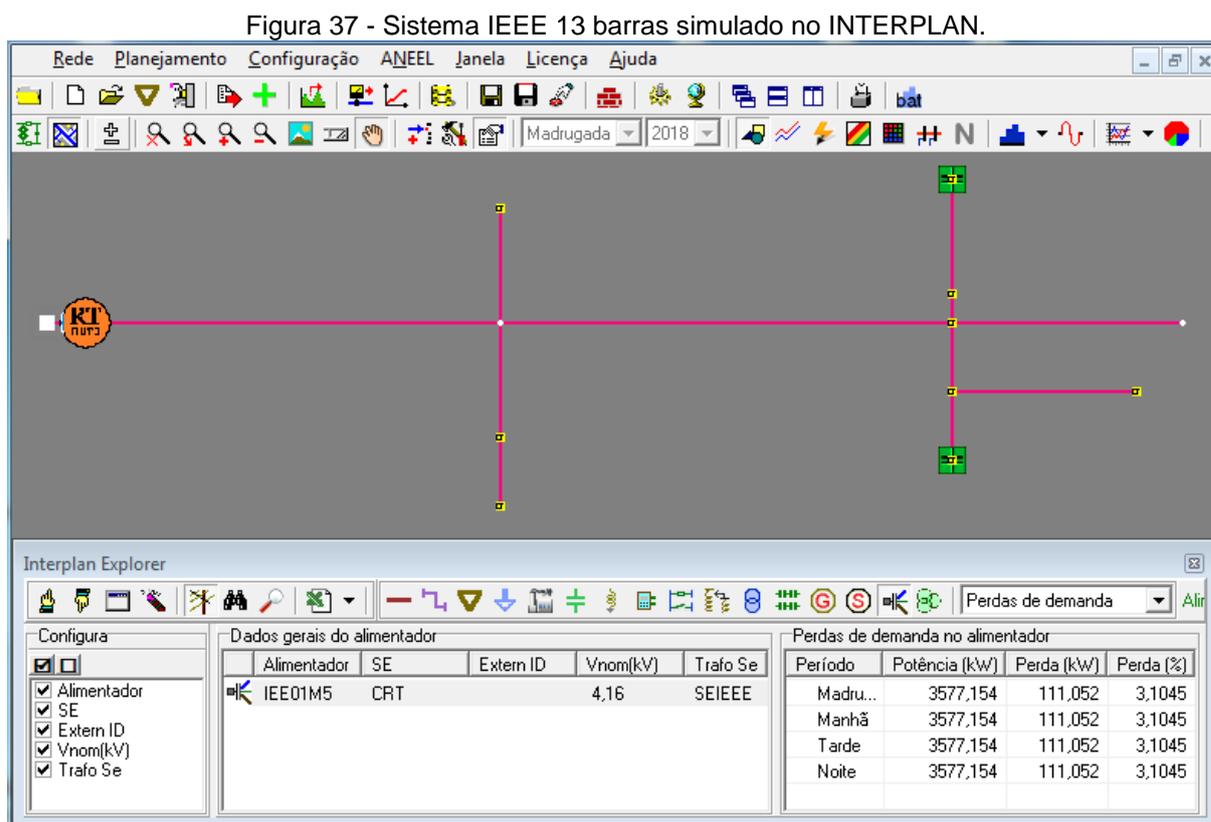
	Dia/Mês/Ano - Hora	P (kW) Input Simulador	P (kW) Input Medição	P (kW) Output Medição	Perda (kW) Medição	Perda (kW) Simulador	Erro Medição Vs. Simulador (%)
Madrugada	09/03/2018 02:00:00	970,00	980,51	968,61	11,90	11,75	1,28%
Manhã	02/03/2018 10:15:00	1480,00	1481,56	1452,00	29,56	30,16	-1,99%
Tarde	03/03/2018 14:30:00	1430,00	1400,79	1372,00	28,79	27,96	2,97%
Noite	27/03/2018 20:45:00	1300,00	1363,23	1340,00	23,23	22,99	1,03%

Uma outra forma foi feita para validar o método de cálculo do fluxo de potência do INTERPLAN: comparar os resultados, conhecidos internacionalmente, do sistema IEEE 13 barras com resultados obtidos com o INTERPLAN, já que os resultados internacionais conhecidos foram obtidos através do método *backward-forward sweep* de cálculo de fluxo de potência.

A rede do IEEE é composta basicamente por um regulador de tensão localizado a 50 metros da barra de referência, 2 bancos de capacitores, 13 barras,

12 trechos, condutores 26/7, 4/0, 1/0 CAA (ACSR), 2 transformadores, sendo um deles o da subestação e cargas trifásicas e monofásicas.

Na Figura 37 é mostrada a rede e o resultado da perda de demanda para a mesma potência de entrada considerado no caso do IEEE, com valor aproximado de 3.577 kW.



Na Tabela 36 é mostrado que o erro obtido entre o resultado das perdas de potência calculado pelo INTERPLAN e os resultados conhecidos do IEEE 13 barras foi de 0,0001%. Desta forma, as simulações realizadas nos estudos deste trabalho estão com confiabilidade adequada para as conclusões das análises das redes estudadas.

Tabela 36 - Comparação do resultado das perdas do INTERPLAN e IEEE 13 barras.

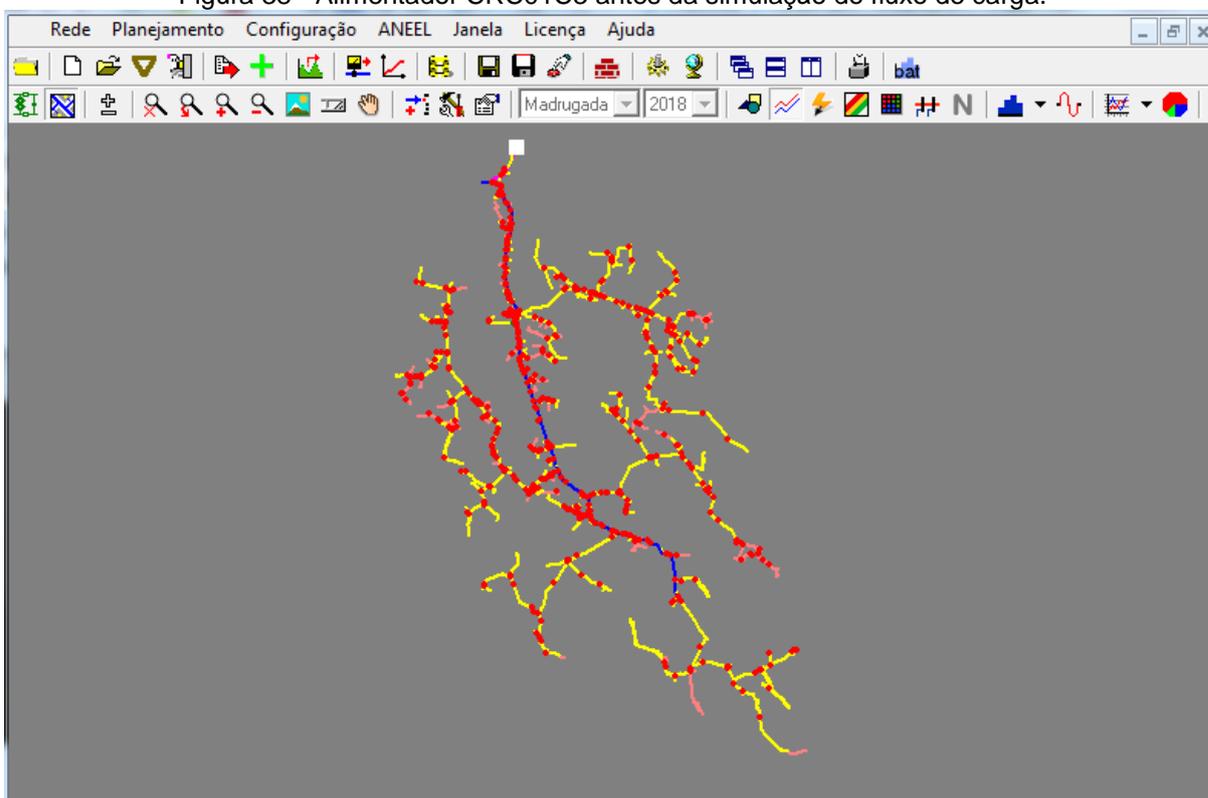
Período	Potência (kW)	Perda (kW) INTERPLAN	Perda (kW) Caso IEEE	Erro (%)
Madrugada	3.577,15	111,052	111,063	0,0001
Manhã	3.577,15	111,052	111,063	0,0001
Tarde	3.577,15	111,052	111,063	0,0001
Noite	3.577,15	111,052	111,063	0,0001

6.3 Simulação do caso 2

A simulação do caso 2 foi realizada com a rede desequilibrada e posteriormente com a rede equilibrada da melhor maneira possível, pois os consumidores monofásicos devem ter suas cargas, com valores discretos, remanejadas para outras fases. A base de dados utilizada e as características da rede foram citadas no item 4.3.2.

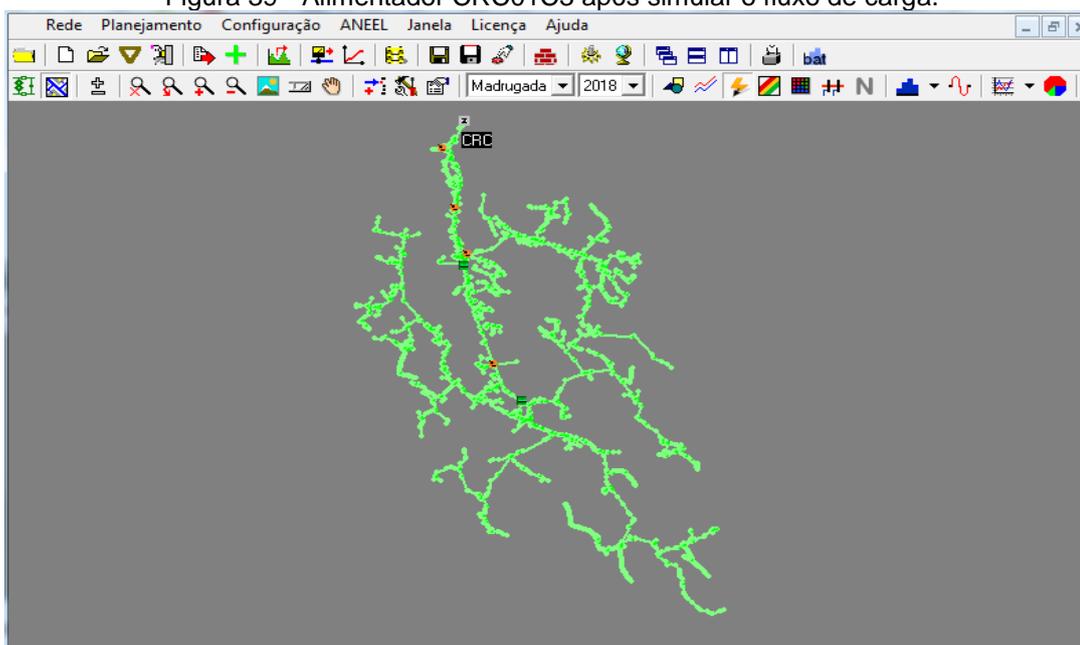
Na Figura 38 é mostrada a rede de média antes da simulação do fluxo de carga. Percebe-se que o alimentador CRC01C3 tem maior extensão que o do caso 1 e conseqüentemente um maior volume de unidades consumidoras de MT e BT.

Figura 38 - Alimentador CRC01C3 antes da simulação do fluxo de carga.



Na Figura 39 é mostrada a rede após o processamento do fluxo de carga sem nenhuma ocorrência de violações de tensões nas barras do sistema. Foi considerado o desequilíbrio médio de 22,91% como citado anteriormente. Os resultados das perdas técnicas são mostrados a seguir.

Figura 39 - Alimentador CRC01C3 após simular o fluxo de carga.



As perdas obtidas foram maiores que no caso 1, alguns fatores contribuíram, como: maior desequilíbrio, maior quantidade de cargas e maior extensão de rede. Neste caso, a maior perda por demanda encontrada foi no período da noite, com valor de 57,611 kW e a menor no período da manhã, com valor de 33,135 kW. Isto mostra o comportamento de cargas residenciais, que no período da noite é maior do que no período da manhã, como é mostrado na Figura 40. A perda de energia mês foi de 31.161,420 kWh, em um ano foi de 373.937,04 kWh e em porcentagem de 5,7205%.

Figura 40 - Resultado das perdas obtido com a rede desequilibrada em 22,91%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	43,285	259,710	7791,300	5,631
Manhã	33,135	198,810	5964,300	5,029
Tarde	39,088	234,528	7035,840	5,420
Noite	57,611	345,666	10369,980	6,565
Total	1038,714	31161,420	5,7205	0,7512

Para minimizar o efeito do alto índice de perdas, cargas foram remanejadas entre as três fases, para tentar equilibrar o sistema. A seguir, é mostrada a simulação com o sistema praticamente equilibrado, com um nível de desequilíbrio de carga de apenas 2,16%.

Na Figura 41 é mostrado o resultado com a rede equilibrada e obteve-se uma redução das perdas do sistema de 522 kWh/mês, que corresponde em um ano a 6.264 kWh. Esta redução em energia é aproximadamente de 2%.

Figura 41 - Resultado das perdas com o sistema equilibrado em 2,16%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	42,755	256,530	7695,900	5,573
Manhã	32,438	194,628	5838,840	4,937
Tarde	38,477	230,862	6925,860	5,344
Noite	56,549	339,294	10178,820	6,449
Total	1021,314	30639,420	5,6345	0,7525

Na Tabela 37 é resumido a comparação dos resultados obtidos em ambas as situações que foram simuladas. Pode-se observar que, quando analisadas as diferenças de energia em porcentagem por patamar, o período da manhã foi o que obteve maior taxa de redução com valor de 2,15%, seguido pelos períodos da noite, tarde e madrugada.

Tabela 37 - Comparação dos resultados com o sistema desequilibrado e equilibrado.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Desequilibrado	Madrugada	43,285	259,710	7791,300	5,641
	Manhã	33,135	198,810	5964,300	5,028
	Tarde	39,088	234,528	7035,840	5,428
	Noite	57,611	345,666	10369,980	6,538
	Total	173,119	1038,714	31161,420	5,721
Equilibrado	Madrugada	42,755	256,530	7695,900	5,573
	Manhã	32,438	194,628	5838,840	4,937
	Tarde	38,477	230,862	6925,860	5,344
	Noite	56,549	339,294	10178,820	6,449
	Total	170,219	1021,314	30639,420	5,635
Diferença	Madrugada	0,530	3,180	95,400	0,068
	Manhã	0,697	4,182	125,460	0,091
	Tarde	0,531	3,666	109,980	0,084
	Noite	1,062	6,372	191,160	0,089
	Total	2,820	17,400	522,000	0,086
Percentual de Redução (%)	Madrugada	1,24%	1,24%	1,24%	1,22%
	Manhã	2,15%	2,15%	2,15%	1,84%
	Tarde	1,59%	1,59%	1,59%	1,57%
	Noite	1,88%	1,88%	1,88%	1,38%
	Total	1,70%	1,70%	1,70%	1,53%

Fazendo uma análise hipotética em uma distribuidora de energia que possui 600 alimentadores e com uma taxa de desequilíbrio médio por alimentador que foi utilizado na simulação desequilibrada em 1/3 destes, o prejuízo em energia causado por ano é na faixa de 1.252,8 MWh. Considerando um custo de compras de energia médio de R\$ 160 por MWh, o prejuízo financeiro por ano é de R\$ 200.448,00.

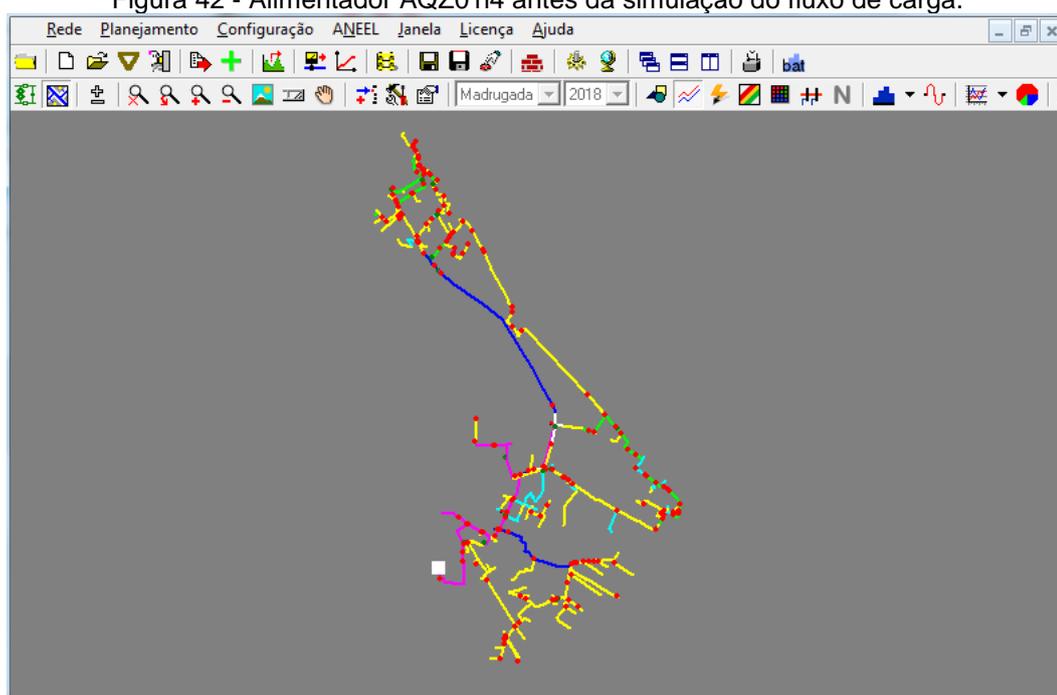
6.4 Simulação do caso 3

Nas próximas seções são mostrados os resultados das simulações dos casos dos alimentadores 0114 e 0115 que possui geração eólicoelétrica conectada na rede, baseada nos dados obtidos nos itens 4.3.3.1 e 4.3.3.2.

6.4.1 Caso do alimentador 0114

Na simulação do alimentador 0114 do caso 3 foi calculado através das medições reais um desbalanço de carga médio de 2,45% entre as fases. Nesta simulação, foi analisado além do efeito do desbalanço, que para este caso foi baixo, o efeito do parque eólico Prainha I de 5 MW sobre as perdas técnicas. Na Figura 42 é mostrada a rede estudada antes da simulação do fluxo de carga.

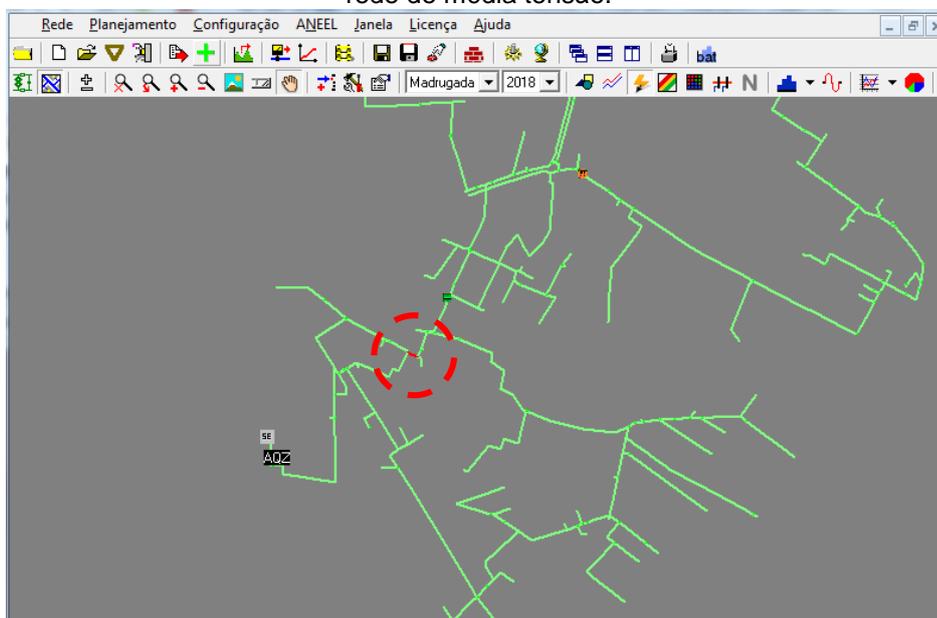
Figura 42 - Alimentador AQZ0114 antes da simulação do fluxo de carga.



Após processar o fluxo de potência sem a geração eólica conectada a rede, pode ser observado que houve violação de tensão em um trecho da rede de média tensão, conforme é mostrada na Figura 43. O trecho afetado é próximo da subestação principal à qual o alimentador está conectado e possui uma extensão de 102 m. A corrente admissível do trecho é de 215 A e foi registrado uma corrente máxima de 289 A, resultando em um carregamento de 134,67%. A perda de potência, observada no trecho violado, foi de aproximadamente 22 kW no patamar da tarde. Não foi observada nenhuma violação de tensão nas barras de média tensão.

Ainda foi observado que outros quatro trechos apresentaram um carregamento elevado, totalizando uma extensão de 461 m. A corrente admissível também é de 215 A e o carregamento encontrado no trecho foi de 77,54%, contribuindo para maiores perdas que totalizaram aproximadamente 34 kW, também no patamar da tarde.

Figura 43 - Alimentador AQZ0114 após processar o fluxo de potência com violações de tensões na rede de média tensão.



As perdas de potência e de energia da rede podem ser observadas na Figura 44 sem a influência da geração eolioelétrica e com um desequilíbrio de 2,45%. Observa-se que o patamar que apresentou as maiores perdas de potência e energia foi o período da tarde com valores de 373,180 kW e 2.239,080 kWh, respectivamente. A perda mensal encontrada foi 213.692,940 kWh, expressa em porcentagem no valor de 5,2362%.

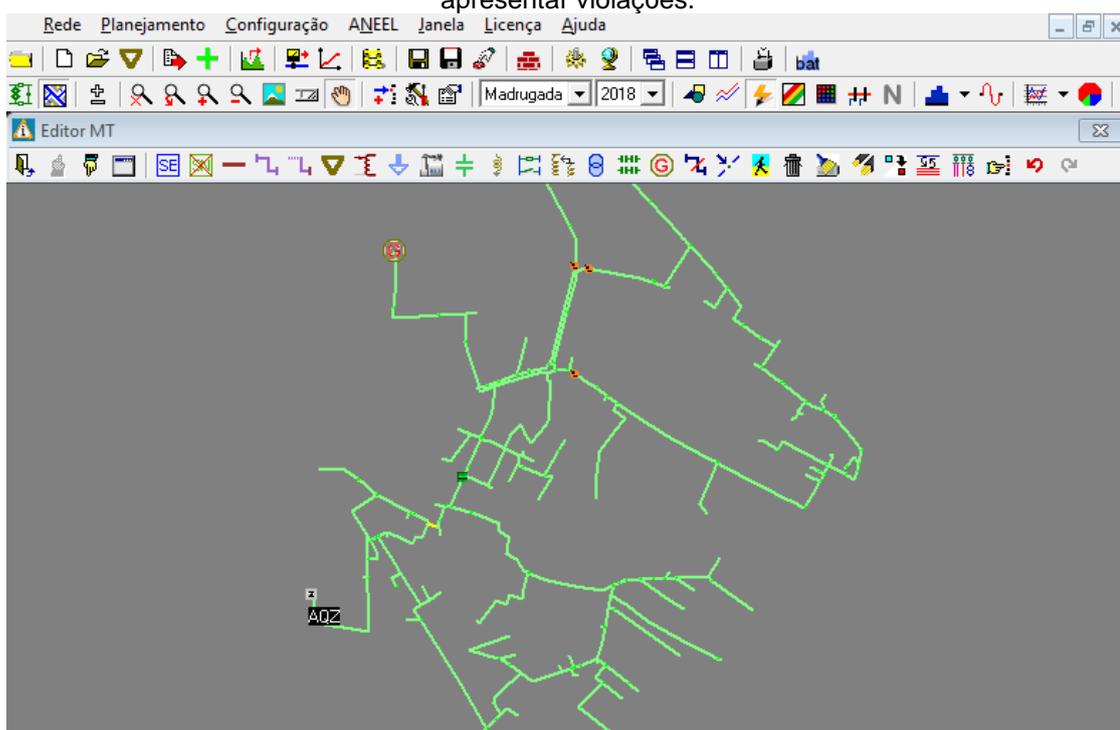
Figura 44 - Resultado das perdas de potência e de energia do alimentador AQZ0114 sem a influência da geração eólica e com um desequilíbrio de 2,45%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	230,428	1382,568	41477,040	4,510
Manhã	320,343	1922,058	57661,740	5,666
Tarde	373,180	2239,080	67172,400	5,862
Noite	263,232	1579,392	47381,760	4,748
Total	7123,098	213692,940	5,2362	0,7953

Na simulação seguinte, são analisadas as situações das perdas com a fonte renovável conectada no sistema de média tensão e se haverá tensões fora da faixa normatizada e situações de carregamento elevadas em relação ao caso em que o parque eólico não está conectado.

Após feita a conexão do parque eólico, constatou-se que não existiram violações de carregamento nos trechos que anteriormente haviam apresentado, conforme é mostrado na Figura 45. O trecho destacado na Figura 43 que sem a conexão do parque apresentou um carregamento de 134,67%, após a conexão passou a ter um carregamento de 116,82%. Houve uma redução de 17,85 pontos percentuais, apesar do carregamento ter ficado acima dos 100%. A perda de potência foi reduzida para 16,90 kW, que representa um decréscimo de 5,11 kW.

Figura 45 - Alimentador AQZ0114 após processar o fluxo de carga e com a geração eólica sem apresentar violações.



Ao analisar as perdas no sistema é nítido a redução quando comparado sem a conexão da geradora, os resultados são mostrados na Figura 46. Uma redução de 51.584,098 kWh/mês e 619.009,761 kWh/ano, representando uma queda de 0,55 pontos percentuais.

Figura 46 - Resultado das perdas de potência e energia do alimentador com a conexão do parque eólico prainha I e um desequilíbrio de 2,45%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	169,150	1014,900	30447,000	3,947
Manhã	252,511	1515,066	45451,980	5,201
Tarde	285,487	1712,922	51387,660	5,254
Noite	193,452	1160,712	34821,360	4,165
Total	5403,600	162108,000	4,6858	0,7887

Na Tabela 38 é mostrado o resumo comparativo dos resultados das simulações realizadas sem e com fontes renováveis. Percebe-se que as perdas totais reduziram 31,71%, com maior diminuição no patamar da madrugada, seguido do patamar da noite, tarde e manhã. Com relação a perda em porcentagem foi obtido 11,75% de redução.

Tabela 38 - Comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio de 2,45%.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	230,428	1.382,568	41.477,040	4,510
	Manhã	320,343	1.922,058	57.661,740	5,666
	Tarde	373,180	2.239,080	67.172,400	5,862
	Noite	263,232	1.579,392	47.381,760	4,748
	Total	1.187,183	7.123,098	213.692,940	5,236
Com o Parque Eólico	Madrugada	169,150	1.014,900	30.447,000	3,947
	Manhã	252,511	1.515,066	45.451,980	5,201
	Tarde	285,487	1.712,922	51.387,660	5,254
	Noite	193,452	1.160,712	34.821,360	4,165
	Total	900,600	5.403,600	162.108,000	4,686
Diferença	Madrugada	61,278	367,668	11.030,040	0,563
	Manhã	67,832	406,992	12.209,760	0,465
	Tarde	86,693	526,158	15.784,740	0,608
	Noite	69,780	418,680	12.560,400	0,583
	Total	285,583	1.719,498	51.584,940	0,550
Percentual de Redução (%)	Madrugada	36,23%	36,23%	36,23%	14,26%
	Manhã	26,86%	26,86%	26,86%	8,94%
	Tarde	30,72%	30,72%	30,72%	11,57%
	Noite	36,07%	36,07%	36,07%	14,00%
	Total	31,82%	31,82%	31,82%	11,75%

Já quando analisado a rede reduzindo o desbalanço de 2,45% para 0,96% e sem a geração eólica conectado no alimentador foi constatado uma maior redução das perdas técnicas. Na Figura 47 é mostrado o resultado das simulações com o alimentador praticamente equilibrado.

Figura 47 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 0,96% e sem a influência da geração eólica.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	229,752	1378,512	41355,360	4,499
Manhã	319,563	1917,378	57521,340	5,656
Tarde	372,671	2236,026	67080,780	5,851
Noite	262,654	1575,924	47277,720	4,734
Total	7107,840	213235,200	5,2244	0,7947

Após conectar o parque eólico, considerando o sistema com grau de desequilíbrio de 0,96%, a redução das perdas foi maior de que quando considerado o grau de desequilíbrio em 2,45%. Na Figura 48 é mostrado o resultado das perdas nestas condições. A redução observada no mês foi de 479,7 kWh comparada aos resultados com o sistema desequilibrado, contribuindo assim para menores perdas de energia.

Figura 48 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 0,96% e com influência da geração eólica.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	168,516	1011,096	30332,880	3,936
Manhã	251,656	1509,936	45298,080	5,191
Tarde	284,733	1708,398	51251,940	5,244
Noite	193,030	1158,180	34745,400	4,156
Total	5387,610	161628,300	4,6759	0,7884

Na Tabela 39 é mostrado uma comparação dos resultados das simulações realizadas sem e com fontes renováveis. Percebe-se que as perdas totais reduziram 31,93%, enquanto que, com o sistema desequilibrado foi de 31,82%. Apesar do baixo desequilíbrio no alimentador é comprovado que mesmo assim existe um impacto nas perdas da rede devido ao desequilíbrio de carga. O percentual de redução total diminuiu de 11,75% para 11,73%. Em um ano, este percentual de desequilíbrio causa uma perda de energia de 5.756,4 kWh.

Tabela 39 - Comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio de 0,96%.

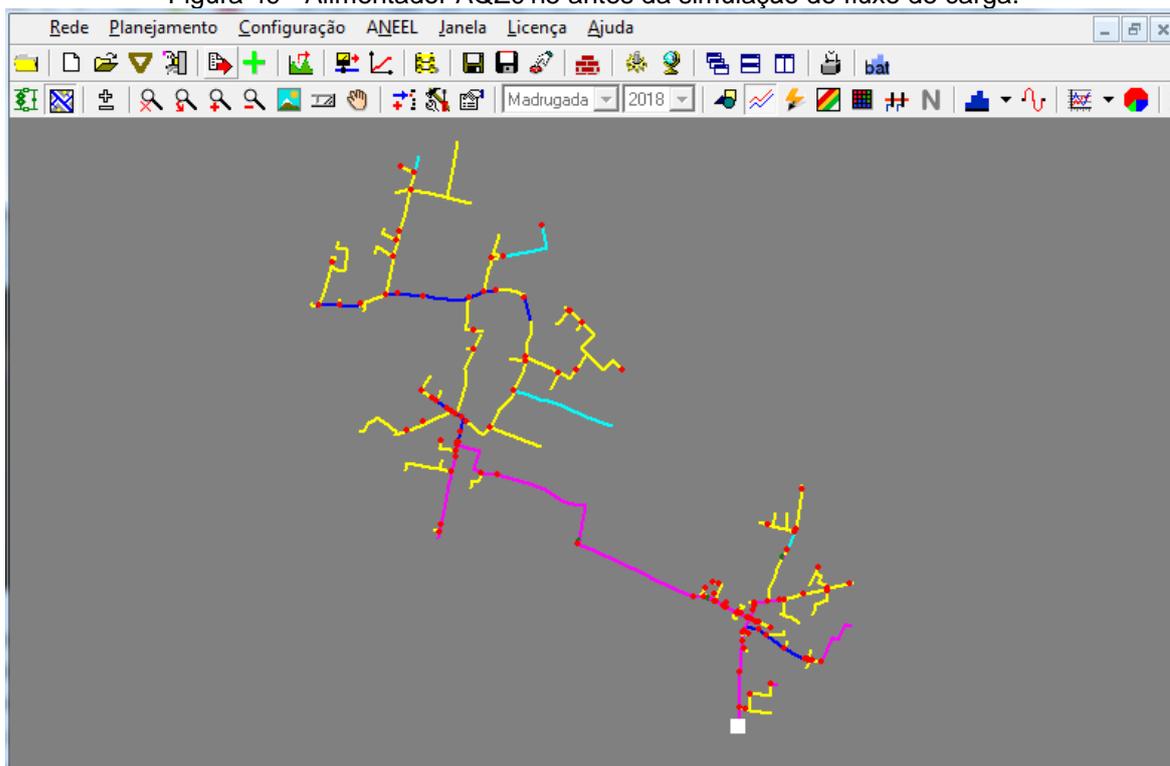
	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	229,752	1.378,512	41.355,360	4,499
	Manhã	319,563	1.917,378	57.521,340	5,656
	Tarde	372,671	2.236,026	67.080,780	5,851
	Noite	262,671	1.575,924	47.277,720	4,734
	Total	1.184,657	7.107,840	213.235,200	5,224
Com o Parque Eólico	Madrugada	168,516	1.011,096	30.332,880	3,936
	Manhã	251,656	1.509,936	45.298,080	5,191
	Tarde	284,733	1.708,398	51.251,940	5,244
	Noite	193,030	1.158,180	34.745,400	4,156
	Total	897,935	5.387,610	161.628,300	4,676
Diferença	Madrugada	61,236	367,416	11.022,480	0,563
	Manhã	67,907	407,442	12.223,260	0,465
	Tarde	87,938	527,628	15.828,840	0,607
	Noite	69,641	417,744	12.532,320	0,578
	Total	286,722	1.720,230	51.606,900	0,549
Percentual de Redução (%)	Madrugada	36,34%	36,34%	36,34%	14,30%
	Manhã	26,98%	26,98%	26,98%	8,96%
	Tarde	30,88%	30,88%	30,88%	11,58%
	Noite	36,08%	36,07%	36,07%	13,91%
	Total	31,93%	31,93%	31,93%	11,73%

Com os resultados encontrados neste caso, comprovou-se que o parque eólico tem maior influência na redução das perdas no alimentador e, apesar do desequilíbrio ser pequeno, constatou-se que quando aproximadamente equilibrado, houve influência na redução das perdas. Portanto, considerando o sistema equilibrado e com o parque conectado, a redução foi de 51.606,900 kWh/mês, que representa 31,95%.

6.4.2 Caso do alimentador AQZ0115

Na simulação do alimentador 0115 do caso 3, foi constatado um desbalanço de carga médio de 10,20% entre as fases, através das medições reais dos medidores de energia, sendo este alimentador mais desequilibrado que o alimentador do 0114. Na Figura 49 é mostrada a rede estudada antes da simulação do fluxo de carga.

Figura 49 - Alimentador AQZ0115 antes da simulação do fluxo de carga.

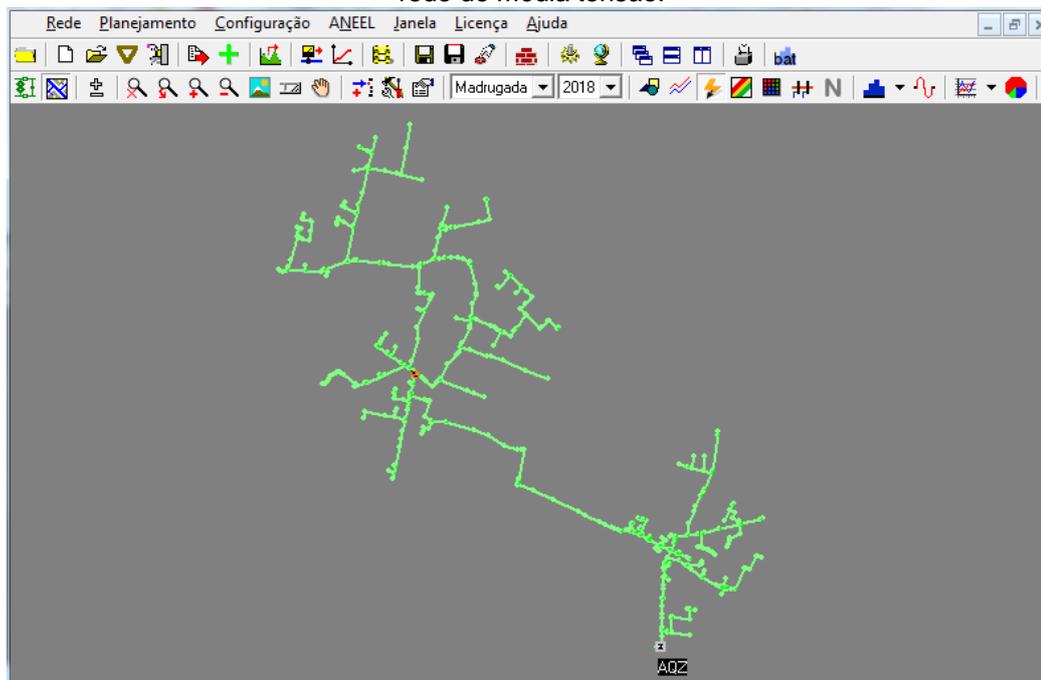


Em seguida, após processar o fluxo de potência sem a geração eólicoelétrica conectado a rede, foi observado que não houve violação de tensão em nenhum trecho da rede de média tensão, conforme é mostrado na Figura 50.

Neste caso, é possível observar que o alimentador 0114 é maior em carga e em extensão que o alimentador 0115, no entanto, a potência do parque eólico para ambos é a mesma, de 5 MW. Assim, foi observado que o fluxo da geração/carga na rede do alimentador AQZ0115 é diferente do caso anterior, como foi mostrado na obtenção de dados para este caso.

Foi observado, através das medições coletadas da rede remotamente, que em alguns momentos do período de amostragem do mês analisado, a geração eólicoelétrica foi capaz de atender toda a carga do alimentador e gerar fluxo reverso para a barra de média tensão da subestação na qual a rede está conectada. O sentido do fluxo foi considerado neste caso para que não haja duplicação nos valores das medições.

Figura 50 - Alimentador AQZ0115 após processar o fluxo de potência sem violações de tensões na rede de média tensão.



As perdas da rede podem ser observadas na Figura 51, sem a influência da geração eolielétrica e com um desequilíbrio médio de 10,20%. Observa-se que o patamar que apresentou as maiores perdas de potência e energia foi o período da tarde com valores de 22,156 kW e 132,936 kWh, respectivamente. A perda mês encontrada foi 14.464,260 kWh, expressa em porcentagem no valor de 1,1344 %.

Um fato relevante observado, foi que o fator de perdas foi o maior entre todos os casos analisados anteriormente. Quanto mais próximo de 1 for o fator de perdas, mais indica uma perda constante, uma vez que o valor médio das perdas é igual ao valor máximo. Da mesma forma, fatores de perdas baixos indicam que as perdas apresentam maior variação dentro do intervalo. Se for igual a zero, toda a perda observada ao longo de um período acontece em um único instante.

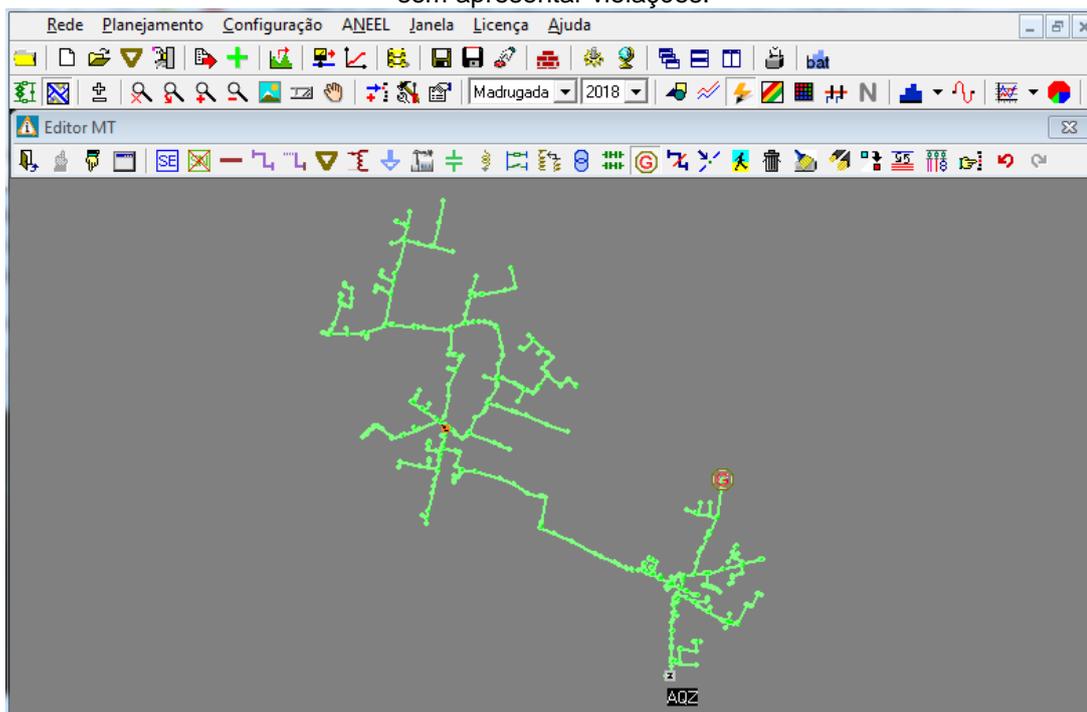
Figura 51 - Resultado das perdas de potência e de energia do alimentador sem a influência da geração eólica e com um desequilíbrio médio de 10,20%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	17,844	107,064	3211,920	1,057
Manhã	20,130	120,780	3623,400	1,190
Tarde	22,156	132,936	3988,080	1,194
Noite	20,227	121,362	3640,860	1,094
Total	482,142	14464,260	1,1344	0,9067

Na próxima análise é estudado a situação com a inserção da geração eolielétrica no sistema de média tensão do alimentador.

Feita a conexão do parque eólico foi constatado que o sistema continuou sem apresentar nenhum tipo de violação de tensão, conforme é mostrado na Figura 52. A análise das perdas é feita a seguir.

Figura 52 - Alimentador AQZ0115 após processar o fluxo de carga com a inserção da geração eólica e sem apresentar violações.



Ao averiguar as perdas no sistema, a redução é evidente, se a comparação for feita com o alimentador sem a inserção do parque. Os resultados são mostrados na Figura 53. Nesta figura, pode ser visto que a redução nas perdas foi de 5.996,16 kWh/mês e 71.953,92 kWh/ano, representando uma queda mensal de 0,021 pontos percentuais no indicador de perdas.

Figura 53 - Resultado das perdas de potência e energia do alimentador com a conexão do parque eólico e um desequilíbrio médio de 10,20%.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	10,006	60,036	1801,080	1,116
Manhã	12,828	76,968	2309,040	1,084
Tarde	12,636	75,816	2274,480	1,183
Noite	11,575	69,450	2083,500	1,075
Total	282,270	8468,100	1,1136	0,9168

Na Tabela 40 é resumido os resultados das simulações realizadas sem e com a geração do parque eólico prainha II. Pode ser observado que as perdas totais foram reduzidas mais do que no caso anterior, sendo a redução de 70,81%, enquanto anteriormente foi de 31,82%. A maior diminuição das perdas aconteceu no patamar da madrugada, seguido do patamar da tarde, noite e manhã. Com relação a perda total em porcentagem com e sem o parque eólico a redução obtida foi de 1,87% (observar na Tabela 40).

Tabela 40 - Resumo comparativo das perdas sem e com geração eólica com nível de desequilíbrio médio de 10,20%.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	17,844	107,064	3.211,920	1,057
	Manhã	20,130	120,780	3.623,400	1,190
	Tarde	22,156	132,936	3.988,080	1,194
	Noite	20,227	121,362	3.640,860	1,094
	Total	80,357	482,142	14.464,260	1,134
Com o Parque Eólico	Madrugada	10,006	60,036	1.801,080	1,116
	Manhã	12,828	76,968	2.309,040	1,084
	Tarde	12,636	75,816	2.274,480	1,183
	Noite	11,575	69,450	2.083,500	1,075
	Total	47,045	282,270	8.468,100	1,114
Diferença	Madrugada	7,838	47,028	1.410,840	-0,059
	Manhã	7,302	43,812	1.314,360	0,106
	Tarde	9,520	57,120	1.713,600	0,011
	Noite	8,652	51,912	1.557,360	0,019
	Total	33,312	199,872	5.996,160	0,021
Percentual de Redução (%)	Madrugada	78,33%	78,33%	78,33%	-5,29%
	Manhã	56,92%	56,92%	56,92%	9,78%
	Tarde	75,34%	75,34%	75,34%	0,93%
	Noite	74,75%	74,75%	74,75%	1,77%
	Total	70,81%	70,81%	70,81%	1,87%

O resultado seguinte, mostrado na Figura 54, foi considerando a rede praticamente equilibrada e sem a geração eolielétrica conectada no alimentador. Neste caso, o desequilíbrio de cargas foi reduzido de 10,20% para 1,67%, sendo constatado uma maior redução das perdas técnicas devido a diminuição do desequilíbrio.

Figura 54 - Resultado das perdas de energia e potência com nível de desequilíbrio de 1,67% e sem influência da geração eolielétrica.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	17,495	104,970	3149,100	1,035
Manhã	19,789	118,734	3562,020	1,171
Tarde	21,622	129,732	3891,960	1,169
Noite	19,769	118,614	3558,420	1,069
Total	472,050	14161,500	1,1112	0,9097

Com a conexão do parque eólico, considerando o grau de desequilíbrio de tensão em 1,67%, a redução das perdas foi maior de que quando considerado o desequilíbrio em 10,20%. Na Figura 55 é mostrado o resultado das perdas nestas condições. A redução observada no mês foi de 479,7 kWh comparada aos resultados com o sistema desequilibrado, contribuindo assim para menores perdas de energia.

Figura 55 - Resultado das perdas de energia e potência com percentual de desequilíbrio de 1,67% e com influência do parque prainha II.

Perdas de energia no alimentador					
Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)	Fat. de Perda
Madr...	9,644	57,864	1735,920	1,074
Manhã	12,495	74,970	2249,100	1,057
Tarde	12,154	72,924	2187,720	1,144
Noite	11,100	66,600	1998,000	1,030
Total	272,358	8170,740	1,0754	0,9082

O resultado obtido com a redução do desequilíbrio no alimentador de 10,20 % para 1,67 % resultou em uma maior diminuição das perdas da rede.

Na Tabela 41 é resumido os resultados das simulações realizadas sem e com a geração do parque e desequilíbrio de 1,67%. Verifica-se que as perdas totais reduziram mais ainda, saindo de 70,81% para 73,32%. O percentual de redução saiu de 1,87% (calculado com desequilíbrio de carga de 10,20%) para 3,33% (com desequilíbrio de carga ajustado para 1,67%). O percentual de redução total praticamente dobrou.

Tabela 41 - Resumo comparativo das perdas sem e com geração eólicoelétrica com nível de desequilíbrio médio de 1,67%.

	Período	Perda (kW)	Perda (kWh)	Perda (kWh/mês)	Perda (%)
Sem o Parque Eólico	Madrugada	17,495	104,970	3.149,100	1,035
	Manhã	19,789	118,734	3.562,020	1,171
	Tarde	21,622	129,732	3.891,960	1,169
	Noite	19,769	118,614	3.558,420	1,069
	Total	78,675	472,050	14.161,500	1,111
Com o Parque Eólico	Madrugada	9,644	57,864	1.735,920	1,074
	Manhã	12,495	74,970	2.249,100	1,057
	Tarde	12,154	72,924	2.187,720	1,155
	Noite	11,100	66,600	1.998,000	1,030
	Total	45,393	272,358	8.170,740	1,075
Diferença	Madrugada	7,851	47,106	1.413,180	-0,039
	Manhã	7,294	43,764	1.312,920	0,114
	Tarde	9,468	56,808	1.704,240	0,014
	Noite	8,669	52,014	1.560,420	0,039
	Total	33,282	199,692	5.990,760	0,036
Percentual de Redução (%)	Madrugada	81,41%	81,41%	81,41%	-3,63%
	Manhã	58,38%	58,38%	58,38%	10,79%
	Tarde	77,90%	77,90%	77,90%	1,21%
	Noite	78,10%	78,10%	78,10%	3,79%
	Total	73,32%	73,32%	73,32%	3,33%

6.5 Considerações Finais do Capítulo

Pelos exemplos de aplicação que foram vistos neste capítulo, fica fácil notar que o programa INTERPLAN, juntamente com a base de dados obtida no Capítulo 4 permite a avaliação das perdas técnicas em situação de realidade no sistema de distribuição. Desse modo, os resultados obtidos são mais precisos, pois muitas aproximações são eliminadas, como já foi explicado no Capítulo 4.

Foi possível verificar a confiabilidade dos resultados encontrados gerados pelo INTERPLAN, através do balanço de energia realizado no primeiro caso estudado e simulação do sistema IEEE 13 barras.

Ficou explícita a influência do desequilíbrio de carga no aumento significativo das perdas elétricas e sua minimização através do equilíbrio de cargas e conexão de fontes renováveis no sistema de distribuição.

7 CONCLUSÕES

Neste trabalho, inicialmente foi apresentada uma introdução às perdas de energia elétrica através de uma breve contextualização sobre as perdas de energia elétrica e desequilíbrio nas redes de distribuição. Ainda neste capítulo, foram apresentados a motivação, os objetivos e a estruturação deste trabalho.

Em seguida foi feita uma breve revisão bibliográfica sobre o sistema elétrico de potência, caracterização das perdas elétricas no sistema elétrico de potência, os conceitos de potência em circuitos trifásicos equilibrado e desequilibrado, desequilíbrio em alimentadores de MT e as perdas técnicas e fluxo de potência em redes de distribuição. Estes conceitos são essenciais para melhor entendimento deste trabalho.

Na sequência foi feita uma análise de perdas técnicas, utilizando demanda média, medições reais de fronteira e o programa computacional ANARREDE. Através dos resultados desta análise foi possível identificar os trechos da rede com piores índices de perdas elétricas, assim propondo um projeto de obras e investimento para minimizar as perdas da rede estudada. Apesar desta técnica ter contribuído com bons resultados, nela não foi considerado o efeito do desequilíbrio na rede, o que tem influência nas perdas do sistema elétrico.

Através da técnica do equivalente monofásico (ANAREDE) foi possível validar as medições primárias das linhas de fronteiras garantindo o correto registro das grandezas elétricas, as variações em MW entre os resultados simulados e as medições de cada ponto de medição de fronteira obtiveram variações baixas, nenhuma chegou a ultrapassar o valor de 0,7 MW. Ainda com esta técnica foram identificados os trechos da regional estudada que possuem as maiores perdas técnicas, desta forma contribuindo para uma maior assertividade do projeto para o combate as perdas de energia da rede estudada. Com os resultados obtidos nas análises e ao fim da execução do projeto de obras estimou-se uma redução das perdas de 94 MW e financeiro de 15.040,00 R\$ (quinze mil e quarenta reais) considerando um custo de compras de energia médio de R\$ 160 por MWh.

Logo depois, foi proposta uma nova metodologia para obtenção de dados de alimentadores trifásicos através de sistema de medição on-line para criação dos casos base das análises de três alimentadores de distribuição escolhidos para os estudos. Em seguida, o programa computacional INTERPLAN foi descrito,

explicando: a sua estrutura nominal de funcionamento, algumas das principais definições dos módulos utilizados, o cálculo de demanda e a metodologia para o cálculo do fluxo de potência e resultados das perdas elétricas.

Por fim, no Capítulo 6, foram apresentados os resultados das análises de perdas trifásicas utilizando o banco de dados e o programa INTERPLAN. A seguir são mostrados os resultados dos três casos analisados.

O caso 1 foi usado para investigar as perdas em alimentadores expressos equilibrados e validar a modelagem do fluxo de carga implementada no INTERPLAN. A validação foi feita de duas formas: foi montado o caso do sistema IEEE 13 barras, simulado no programa INTERPLAN e comparando os resultados com resultados conhecidos. O maior erro obtido foi de 0.0001 % e é satisfatório. A segunda validação foi feita através do balanço de energia utilizando as medições reais, através de medidores instalados no sistema de distribuição.

Com relação às perdas calculadas no alimentador do caso 1, foi constatado um crescimento de 43,47% do ano de referência 2018 até o ano previsto de 2023, havendo a preocupação da execução de obras para controlar este crescimento de perdas previsto. A perda por demanda/mês observada somando os quatro patamares no alimentador foi de 2.785,71 kW. A perda de energia mês encontrada foi de 16.714,260 kWh e em porcentagem de 1,8073%, considerada adequada, mas requer preocupação futura.

No estudo de caso 2, foi proposta a solução do equilíbrio de carga e obtido êxito no resultado. Foi observada uma redução das perdas de 8,56%, somando as perdas nos quatro patamares de carga considerados. Em energia, este percentual representa um valor de 522 kWh/mês e considerando um custo de compra R\$ 160 por MWh, a redução financeira anual foi de R\$ 1.002,24.

A fonte renovável de geração eólicoelétrica, conectada a rede do estudo de caso 3, contribuiu de forma significativa para a redução das perdas. Para o alimentador 0114, a redução foi de 31,82%, com nível de desequilíbrio de carga da rede em 2,45% e de 31,93% com um desequilíbrio de carga de 0,96%. Já para o alimentador 0115 a contribuição da geração foi ainda mais significativa, com redução de 70,81% com desequilíbrio de carga de 10,20% e 73,32% com um valor de desequilíbrio de carga de 1,67%. A perda evitada devido a conexão da geração eólicoelétrica foi de aproximadamente 58 MWh/mês somados os dois alimentadores 0114 e 0115, representando uma economia financeira anual de R\$ 111.360,00.

Finalmente, pode-se afirmar que o desequilíbrio de carga contribui para maiores perdas elétricas, gerando prejuízo financeiro às distribuidoras. Já as fontes renováveis tiveram grandes contribuições para redução das perdas elétricas.

7.1 Trabalhos Futuros

Trabalhos futuros que contribuem para o avanço desse trabalho e necessitam de mais investigações, seriam:

- Propor uma metodologia que melhore a base de cadastro dos clientes com o objetivo de trazer para a realidade a respectiva fase em que os mesmos estão conectados na rede dos alimentadores da distribuidora de energia elétrica.
- Analisar a influência da temperatura e propor uma metodologia que seja possível criar um fator de impacto para aplicar no cálculo das perdas elétricas. Sabe-se que a passagem de corrente num condutor provoca o seu aquecimento e, conseqüentemente, alteração no valor de sua resistência, o que pode influir no cálculo das perdas.
- Investigar a influência de bancos de capacitores em série nas perdas do sistema.
- Dados elétricos de medidores eletrônicos possuem registros precisos, porém existem falhas nos sistemas de telemetria causando perda de informação, portanto desenvolver um estimador de estado para determinar as perdas no sistema quando essa determinação for feita a partir de medições reais.

7.2 Artigo Publicado

Durante a produção deste trabalho foi desenvolvido um artigo, que foi apresentado no XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI) 2018 que aconteceu entre os dias 20 a 23 de novembro de 2018 e consta dos anais do congresso:

SILVA, F. J. R.; MOURA, A. P.; CASTRO, R. C.; FERREIRA, M. G.; COLACO, A. L. G.; SALES NETO, M. P.; BRAGA, A. Q. Análise de Perdas Técnicas Por Demanda Média em Linhas de Distribuição em Alta Tensão. In: **XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)**, 2018, Fortaleza. <<http://www.sendi.org.br/sendi2018/trabalhos/>, 2018>.

REFERÊNCIAS

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Setor de Distribuição**. 2017. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: 15 Set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Gerenciais**. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: 01 Set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-11>>. Acesso em: 16 Set. 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/pt/distribuicao2>>. Acesso em: 02 Set. 2018.

BROADWATER, R. P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power System Research**, v. 14, 1988.

CHEN, T. H.; CHEN, M. S. Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 3, p. 1146-1152, 1991.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution systems analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671-679, 1995.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em: 15 de Ago. 2018.

FERNANDES, C. M. M. **Desequilíbrio entre fases e perdas na rede de baixa tensão: Parte II - Estratégias ótimas de redução do desequilíbrio**. 2010. 57 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2010.

FIGUEIREDO, G. A. D. **Caracterização das Perdas na Rede de Distribuição de Média Tensão**. 2012. 72 f. Dissertação (Mestrado em Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores Major Energia) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2012.

FISCHER, D. R.; PAIXÃO, J. L.; SAUSEN, J. P. Minimização de Perdas em uma Rede de Distribuição Através do Problema de Transporte. **Revista Científica Semana Acadêmica**. Fortaleza, v. 1, n. 110, p. 1-14, 2017. Disponível em: <<https://semanaacademica.org.br/artigo/minimizacao-de-perdas-em-uma-rede-de-distribuicao-atraves-do-problema-de-transporte>>. Acesso em: 01 Out. 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica**. 2nd. ed. São Paulo: Blucher, 2010, p. 1-325.

MAFFÉ, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 139 f. Dissertação (Mestrado em Sistema de Potência) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MARTINS, C. C. C. **Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operação em Emergência**. 2018. 109 f. Dissertação (Mestrado em Sistema de Energia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

MILOCA, S. A. **Planejamento da Expansão em Redes de Distribuição de Energia Elétrica com Indicadores de Confiabilidade e Base de Dados Georreferenciada**. 2012. 120 f. Tese (Doutorado em Programação Matemática) - Apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Métodos Numéricos em Engenharia, Universidade Federal do Paraná, 2012.

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. **Análise de Circuitos em Corrente Alternada para Sistemas de Potência**. São Paulo: Artliber editora Ltda. 2018.

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

NUNES, E. J. Redução de Desequilíbrios de Correntes em Alimentadores de Distribuição. **Anais: Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia**. Campina Grande, PB, Brasil, 2015.

OLIVEIRA, R. C.; MANITO, A. R. A.; VIEIRA, J. P. A.; SOARES, T. M.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; JUNIOR, P. R. A. V.; NUNES, M. V. A. Metodologia para Cálculo de Perdas Comerciais em Redes de Distribuição via Estudos de Fluxo de Carga. 2016, Curitiba. **XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)**, 2016. Disponível em: <<http://abradee03.org/sendi2016/categoria/tecnico/>>. Acesso em: 26 Set. 2018. p. 1-11.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapa Dinâmico do Sin**. 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 02 Set. 2018.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema em Número**. 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 02 Set. 2018.

PAREJA, L. A. G. **Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas**. 2009. 156 f. Tese (Doutorado em Automação) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

PAULILO, G. **Qualidade de Energia Elétrica**. 2013. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/category/fasciculos/2013/qualidade-da-energia-e-le-trica/>>. Acesso em: 20 Set. 2018.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas Na Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 155 f. Tese (Doutorado em Automação) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753-762, 1988.

SRINIVAS, M. S. Distribution Load Flows: A Brief Review. **Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting**, Singapore, v. 2, p. 942-945, 2000.

TINNEY, W. F. and HART, C. E. Power flow solution by Newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. v. PAS-86, n. 11, p. 1449-1456, 1967.

VAN NESS, J. E. Iteration methods for digital load flow studies. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**. v. 78A, n. 3, p. 583-588, 1959.