



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ**

GUILHERME CARRARA LUCIO

**A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA
DE CONDUTORES UTILIZADOS NA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO**

Guaratinguetá
2014

GUILHERME CARRARA LUCIO

A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA
DE CONDUTORES UTILIZADOS NA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Agnelo Marotta Cassula

Guaratinguetá
2014

L938i	Lucio, Guilherme Carrara A influência da temperatura nas impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede primária de distribuição / Guilherme Carrara Lucio – Guaratinguetá : [s.n], 2014. 59 f. : il. Bibliografia : f. 59 Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2014. Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula 1. Energia elétrica – Distribuição 2. Impedância (Eletricidade) I. Título CDU 621.316
-------	---

**A INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA DE
CONDUTORES UTILIZADOS NA REDE PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO**

GUILHERME CARRARA LUCIO

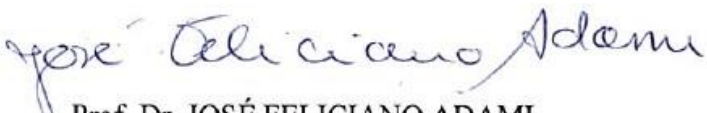
**ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO
DIPLOMA DE GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Prof. Dr. Leonardo Mesquita
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Orientador / UNESP-FEG


Prof. Dr. JOSÉ FELICIANO ADAMI
UNESP-FEG


Eng. MASSAYUKI SUZUKI
CREA: 260298414-0 / CPFL - Planejamento

JANEIRO de 2015

DEDICATÓRIA

A todos meus amigos e familiares, que tanto me apoiaram ao longo desses 6 anos. Ofereço, também, ao meu orientador de estágio Massayuki Suzuki, que além de me ajudar em todas as etapas deste trabalho, me guiou em um caminho em que pude crescer e me tornar uma pessoa melhor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente, ao meu orientador de estágio Massayuki Suzuki, que além de incentivar a realizar este trabalho, me ajudou em todas as etapas do mesmo. Também agradeço ao meu orientador Agnelo Marotta Cassula que me ajudou durante todo o trabalho.

LUCIO, G.C. A influência da temperatura nas impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede primária de distribuição. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista. Guaratinguetá, 2014.

RESUMO

As redes de distribuição são formadas por extensas linhas que transportam a energia elétrica das subestações até as residências e indústrias. Estas linhas possuem uma impedância associada e dependendo das condições operacionais da rede, estas impedâncias podem variar.

Este trabalho faz uma análise detalhada das consequências observadas em estudos de queda de tensão, curto circuito e perdas elétricas, quando considerado as impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede de distribuição primária em temperaturas diferentes. Para isso, inicialmente é apresentado uma metodologia de cálculo e são detalhados os fatores que influenciam os valores finais.

A metodologia apresentada aborda de maneira prática os principais fatores que influenciam direta ou indiretamente os valores das impedâncias, como exemplo emblemático e que é devidamente tratado ao longo do trabalho é o efeito da temperatura sobre os valores das impedâncias de sequência. Mais especificamente é tratado o caso dos cabos protegidos por XLPE, por possuírem uma temperatura máxima de operação maior que a temperatura operacional da rede. Foram analisadas as consequências observadas no fluxo de potência gerado quando considerado valores das impedâncias em ambas as temperaturas.

As impedâncias de condutores tendem a aumentar conforme o aumento da temperatura. Assim a impedância do condutor protegido por XLPE tenderá a ser maior para a temperatura máxima de operação que para a temperatura operacional da rede, ocasionando uma maior queda de tensão bem como maiores perdas elétricas.

PALAVRAS-CHAVE: Impedâncias de sequência, Metodologia, Temperatura, Distribuição, Redes de distribuição primária.

LUCIO, G.C. The influence of temperature on conductors sequence impedance used in the primary distribution network. Monograph (Graduation in Electrical Engineering). Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2010.

ABSTRACT

Distribution networks are formed by long lines that carry electricity substations to homes and industries. These lines have associated impedance and depending on operating conditions of the network these impedances may vary.

This paper provides a detailed analysis of the effects observed in studies of voltage drop, short circuit and electrical losses, when considered the drivers sequence impedances used in primary distribution network at different temperatures. Therefore, it is initially presented a calculation methodology and details the factors that influence the final values.

The methodology presented tackles in a practical way the main factors that directly or indirectly influence the values of the impedances as an emblematic example and will be properly dealt with throughout the paper is the effect of temperature on the values of the sequence impedances. More specifically is dealt with the case of XLPE cables protected, by having a higher maximum operating temperature than the operating temperature of the network. The effects observed in the power flow generated when considering the impedance values at both temperatures were analyzed.

The impedance drivers tend to increase with increasing temperature. Thus the impedance of the conductor XLPE protected will tend to be greater for the maximum operating temperature for which the operating temperature of the network, resulting in greater voltage drop and higher electrical losses.

KEYWORDS: Sequence impedances, Methodology, Temperature, Distribution, and Primary Distribution Networks.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 - Vetores assimétricos.....	14
FIGURA 2.2 - Representação dos sistemas de sequência.....	14
FIGURA 2.3 - Sistema trifásico com impedâncias desequilibradas.	15
FIGURA 2.4 - Relação da resistência com temperatura, considerando a faixa operacional....	18
FIGURA 2.5 - Linhas de campo magnético geradas por um condutor sendo percorrido por uma corrente I.....	19
FIGURA 2.6 - Linhas de campo para circuito a dois condutores.....	20
FIGURA 2.7 - Linha de Carson.....	21
FIGURA 3.1 - Rede de distribuição convencional (Guaratinguetá, 2014).	22
FIGURA 3.2 - Rede Compacta (Itatiba, 2014).....	23
FIGURA 3.3 - Dimensões de uma rede aérea convencional.....	24
FIGURA 3.4 - Rede compacta com braço tipo L.	25
FIGURA 3.5 - Dimensões de um espaçador padrão, utilizado na rede compacta.	26
FIGURA 3.6 - Dimensionamento de uma rede compacta.....	27
FIGURA 5.1 - Circuito simplificado da linha de Carson	37
FIGURA 6.1 - Diagrama unifilar do alimentador SIM 06	41
FIGURA 6.2 - Perfil de tensão no ano horizonte, do alimentador com parâmetros a 50°C.....	47
FIGURA 6.3 - Perfil de tensão no ano horizonte, do alimentador com parâmetros a 90°C.....	47
FIGURA 6.4 - Diagrama unifilar do alimentador SIM06 ilustrando o ponto de conexão do consumidor A	50
FIGURA 6.5 - Perfil de tensão do alimentador no ano base, com parâmetros a 50°C.....	51
FIGURA 6.6 - Perfil de tensão do alimentador no ano base, com parâmetros a 90°C.....	51
FIGURA 6.7 - Perfil de tensão do alimentador no ano horizonte, com parâmetros a 50°C.....	52
FIGURA 6.8 - Perfil de tensão do alimentador no ano horizonte, com parâmetros a 90°C.....	53

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 - Carregamento médio dos alimentadores por classe de tensão	28
TABELA 3.2 - Características elétricas dos condutores utilizados na rede convencional.....	28
TABELA 3.3 - Características elétricas dos condutores utilizados na rede compacta	29
TABELA 3.4 - Bitola mínima do condutor de neutro em função da bitola dos condutores da rede primária	30
TABELA 3.5 - Classificação de atendimento para Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV .	30
TABELA 5.1 - Fator K de correção do efeito Skin	38
TABELA 5.2 - Impedâncias de sequência positiva e zero a temperatura de 50°C	39
TABELA 5.3 - Impedâncias de sequência positiva e zero a temperatura de 90°C	39
TABELA 6.1 - Valores de corrente e tensão medidos na saída da subestação	42
TABELA 6.2 - Valores de corrente para o patamar da madrugada em cada chave religadora	42
TABELA 6.3 - Valores de tensão para o patamar da madrugada em cada chave religadora...	43
TABELA 6.4 - Valores de corrente para o patamar da tarde em cada chave religadora	43
TABELA 6.5 - Valores de tensão para o patamar da tarde em cada chave religadora.	44
TABELA 6.6 - Valores de corrente para o patamar da ponta em cada chave religadora.....	44
TABELA 6.7 - Valores de tensão para o patamar da ponta em cada chave religadora.	44
TABELA 6.8 - Valores de corrente para o patamar da ponta em cada chave religadora a 90°C.	47
TABELA 6.9 - Valores de tensão para o patamar da ponta em cada chave religadora a 90°C.....	47
TABELA 6.10 - Relatório de perdas para os anos base e horizonte em termos de potência .	48
TABELA 6.11 - Relatório de perdas ano a ano até o final do horizonte em termos de energia .	49
TABELA 6.12 - Relatório de perdas para os anos base e horizonte em termos de potência..	54
TABELA 6.13 - Relatório de perdas elétricas ano a ano até o final do horizonte	55
TABELA 6.14 - Relatório de curto-circuito no ponto de conexão do novo consumidor.....	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	- Ampère
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AWG	- American Wire Gauge
CA	- Condutor de Alumínio simples
CAA	- Condutor de Alumínio com Alma de aço
h	- hora
k	- Kilo (10^3)
km	- Quilômetro
M	- Mega (10^6)
MCM	- Mil Circular Mil
SE	- Subestação
TA	- Tensão de Atendimento
V	- Volt
W	- Watt
XLPE	- Polietileno Reticulado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	ESTRUTURA DA MONOGRAFIA	13
2	MÉTODO DOS COMPONENTES SIMÉTRICOS	14
2.1	IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	16
2.1.1	Impedâncias de sequencia positiva e negativa.....	17
2.1.1.1	Resistência de sequencia positiva e negativa.....	17
2.1.1.2	Indutância de sequencia positiva e negativa	18
2.2	IMPEDÂNCIAS DE SEQUENCIA ZERO	21
3	COMPOSIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA	22
3.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA	23
3.2	ASPECTOS CONSTRUTIVOS DA REDE CONVENCIONAL	24
3.3	ASPECTOS CONTRUTIVOS DA REDE COMPACTA	25
3.4	DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES UTILIZADOS	27
3.4.1	Ampacidade	29
3.4.2	Crítérios para a escolha do condutor de neutro.....	29
3.5	QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA	30
4	FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	31
4.1	SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE DADOS	31
4.2	FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA ANÁLISE DO FLUXO DE CARGA	31
4.2.1	Patamares de carga.....	33
5	METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	35
5.1	CÁLCULO PRÁTICO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA	35
5.2	CÁLCULO PRÁTICO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA ZERO	37
5.2.1	Impedância própria do circuito trifásico considerando retorno pela terra	38
5.2.2	Impedância própria do condutor de neutro considerando retorno pela terra	38
5.2.3	Impedância mútua entre as fases e o neutro	38
5.3	VALORES RESULTANTES DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA	38
5.3.1	Obersvações	39
6	ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA EM UM CASO REAL	40

6.1	DADOS DA REDE ANALISADA	40
6.2	VERIFICAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS A 50°C	41
6.2.1	Análise no patamar da madrugada	42
6.2.2	Análise no patamar da tarde	43
6.2.3	Análise no patamar da ponta	44
6.3	ANÁLISE DAS CONSEQUÊNCIAS OBSERVADAS À TEMPERATURA DE 90°C	45
6.3.1	Análise do perfil de tensão	46
6.3.2	Análise das perdas elétricas	48
6.4	ACRÉSCIMO DE DEMANDA – CONEXÃO DE UM NOVO CONSUMIDOR	49
6.4.1	Análise do perfil de tensão para o ano base	50
6.4.2	Análise do perfil de tensão para um horizonte de 5 anos	52
6.4.3	Análise das perdas elétricas	54
6.4.4	Análise dos valores de curto circuito	55
7	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS	59

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho faz uma análise detalhada das consequências observadas em estudos de queda de tensão, curto circuito e perdas elétricas, quando considerado as impedâncias de sequência de condutores utilizados na rede de distribuição primária em temperaturas diferentes. Para isso, inicialmente é apresentado uma metodologia de cálculo e são detalhados os fatores que influenciam os valores finais.

A metodologia apresentada aborda de maneira prática os principais fatores que influenciam direta ou indiretamente os valores das impedâncias, como exemplo emblemático e que é devidamente tratado ao longo do trabalho é o efeito da temperatura sobre os valores das impedâncias de sequência. Mais especificamente é tratado o caso dos cabos protegidos por um polietileno reticulado denominado de XLPE, por possuírem uma temperatura máxima de operação (90°C) maior que a temperatura operacional da rede (50°C). Foram analisadas as consequências observadas no fluxo de potência gerado quando considerado valores das impedâncias em ambas as temperaturas.

As impedâncias de condutores tendem a aumentar conforme o aumento da temperatura. Assim a impedância do condutor protegido por XLPE tenderá a ser maior para a temperatura máxima de operação que para a temperatura operacional da rede, ocasionando uma maior queda de tensão bem como maiores perdas elétricas.

Com a finalidade analisar as consequências em cada situação, foi realizado um estudo de caso de um alimentador real, no qual, a partir de medições reais em diversos horários, foi mapeado o perfil de tensão e corrente ao longo do alimentador. Estas medições foram comparadas com simulações à temperatura operacional, para primeiramente validar os valores calculados das impedâncias de sequência.

Para o mesmo caso real, foi gerado o fluxo de potência na temperatura máxima de operação do condutor protegido por XLPE. Assim foi possível realizar uma análise das discrepâncias obtidas considerando ambas as temperaturas, em estudos de queda de tensão e perdas elétricas. Essa análise foi realizada no horário crítico, ou seja, o horário em que há a maior demanda do alimentador e, portanto há a maior corrente, pois as discrepâncias tendem a serem maiores com correntes elevadas.

Por fim, também no horário crítico, foi simulada a situação em que há o acréscimo de demanda do alimentador, sendo representado pela conexão de um novo consumidor. Desta forma foi possível analisar as consequências observadas para ambas as temperaturas, em

estudos de queda de tensão e perdas elétricas, quando há um aumento não linear da corrente do alimentador, provocado pela conexão do novo consumidor.

Como critério de atendimento de grandes consumidores, deve-se projetar a demanda do alimentador para um horizonte de 5 anos, considerando a taxa de crescimento de carga da região, e dessa forma, analisar a necessidade ou não de obras para o atendimento do consumidor. Para esta situação foi gerado o fluxo de potência para ambas as temperaturas e analisado as consequências observadas em estudos de queda de tensão, curto-circuito e perdas elétricas, quando há o aumento gradual da demanda do alimentador.

1.1 Estrutura da Monografia

O presente capítulo apresentou os objetivos do trabalho e as justificativas que demonstram a importância do tema estudado.

O capítulo 2 apresenta o método dos componentes simétricos abordando os principais conceitos teóricos que são tratados ao longo do trabalho. Neste capítulo é descrita uma abordagem mais teórica da metodologia apresentado para que no capítulo 5 sejam elaboradas as equações para o cálculo das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero.

O capítulo 3 detalha as topologias existentes de redes aéreas de distribuição primária, bem como os aspectos construtivos das mesmas, expondo os principais parâmetros que irão impactar a metodologia apresentada. Também são apresentados os critérios para o dimensionamento dos condutores a serem utilizados em cada topologia de rede.

O capítulo 4 apresenta as principais ferramentas computacionais que subsidiaram os estudos elaborados neste trabalho.

O capítulo 5 apresenta o método de cálculo das impedâncias de sequência assim como os valores obtidos pelo mesmo, neste tópico também é feita algumas observações em relação aos diversos fatores que influenciam o cálculo.

O capítulo 6 apresenta o estudo de caso de um alimentador real. Neste capítulo são realizados diversos estudos com a finalidade de comprovar os valores obtidos e analisar as consequências observadas variando os parâmetros pertinentes. Também é realizado um estudo de acréscimo de demanda, sendo representado pela conexão de um novo consumidor.

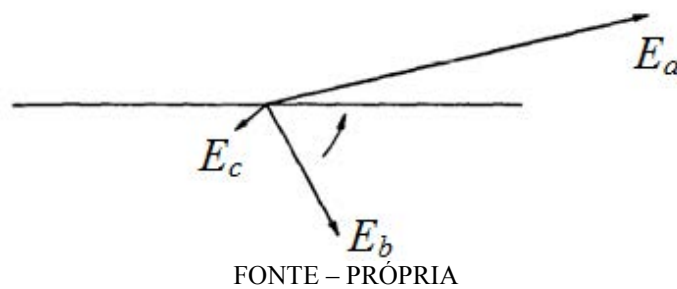
E por fim no capítulo 7 é feita a conclusão referente ao trabalho desenvolvido.

2 MÉTODO DOS COMPONENTES SIMÉTRICOS

O objetivo, deste capítulo é estudar os conceitos teóricos pertinentes para o entendimento da metodologia de cálculo das impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Para isso é necessário um melhor entendimento sobre a representação de sistemas desequilibrados.

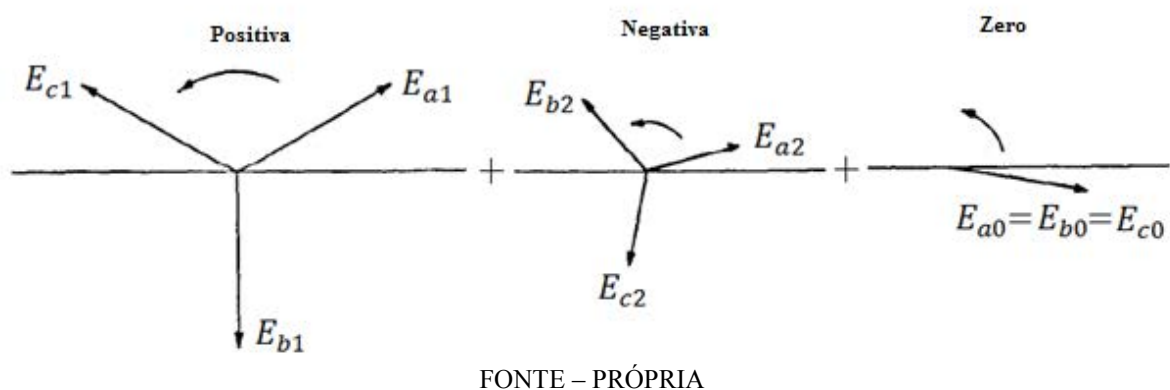
Por exemplo, dado um sistema trifásico desequilibrado em que E_a , E_b e E_c , são as tensões das fases a , b e c , respectivamente, estando defasados entre si conforme Figura 2.1.

Figura 2.1 – Vetores assimétricos.



Os vetores E_a , E_b e E_c podem ser representados como a soma de três sistemas de vetores simétricos e equilibrados: sistema de sequência positiva, de sequência negativa e de sequência zero, conforme a Figura 2.2.

Figura 2.2 – Representação dos sistemas de sequência.



O vetor E_a , por exemplo, é a somatória das componentes de sequência positiva (E_{a1}), sequência negativa (E_{a2}) e sequência zero (E_{a0}), conforme a equação (2.1). De forma análoga os vetores E_b e E_c também são escritos como a somatória das respectivas componentes de sequência.

$$\begin{aligned}
E_a &= E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} \\
E_b &= E_{b0} + E_{b1} + E_{b2} \\
E_c &= E_{c0} + E_{c1} + E_{c2}
\end{aligned} \tag{2.1}$$

A equação (2.1) pode ser simplificada com a adoção do operador α cujo valor é $1\angle 120^\circ$, e α^2 é igual a $1\angle -120^\circ$. Assim os vetores E_a , E_b e E_c podem ser escritos em função das componentes simétricas da fase a , por exemplo, conforme a equação (2.2).

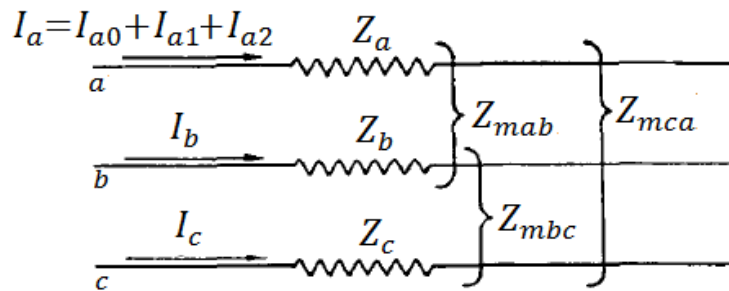
$$\begin{aligned}
E_a &= E_{a0} + E_{a1} + E_{a2} \\
E_b &= E_{a0} + \alpha^2 E_{a1} + \alpha E_{a2} \\
E_c &= E_{a0} + \alpha E_{a1} + \alpha^2 E_{a2}
\end{aligned} \tag{2.2}$$

A representação por componentes simétricas não se aplica somente a vetores de tensão, mas também a vetores de corrente. O conjunto de equações (2.3) representam as correntes de sequência.

$$\begin{aligned}
I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\
I_b &= I_{a0} + \alpha^2 I_{a1} + \alpha I_{a2} \\
I_c &= I_{a0} + \alpha I_{a1} + \alpha^2 I_{a2}
\end{aligned} \tag{2.3}$$

Assim como para as tensões e correntes, as impedâncias de um sistema desequilibrado também podem ser representadas como a soma de três conjuntos de vetores de sequência. A Figura 2.3 representa um sistema trifásico com impedâncias desequilibradas. Neste sistema também deve-se considerar o efeito das impedâncias mútuas entre as fases a , b e c , representado por Z_{mab} , Z_{mbc} e Z_{mca} .

Figura 2.3 – Sistema trifásico com impedâncias desequilibradas.



FONTE – PRÓPRIA

As impedâncias mútuas também podem ser escritas em termos de componentes simétricas, conforme a equação (2.4), em que Z_{m0} representa a impedância mútua de sequência zero, Z_{m1} a impedância mútua de sequência positiva e Z_{m2} a impedância mútua de sequência negativa.

$$\begin{aligned} Z_{m0} &= \frac{1}{3}(Z_{mbc} + Z_{mac} + Z_{mab}) \\ Z_{m1} &= \frac{1}{3}(Z_{mbc} + \alpha Z_{mac} + \alpha^2 Z_{mab}) \\ Z_{m2} &= \frac{1}{3}(Z_{mbc} + \alpha^2 Z_{mac} + \alpha Z_{mab}) \end{aligned} \quad (2.4)$$

A partir de simplificações expostas no livro “Introdução aos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica” [KAGAN, 2005] e que não são detalhadas neste trabalho, por não serem o objetivo do mesmo, a equação (2.5) representa as impedâncias de sequência zero (Z_0), de sequência positiva (Z_1) e de sequência negativa (Z_2) de um sistema trifásico desequilibrado.

$$\begin{aligned} E_0 &= I_0 Z_0 \\ E_1 &= I_1 Z_1 \\ E_2 &= I_2 Z_2 \end{aligned} \quad (2.5)$$

A equação (2.5) revela também que a impedância de sequência positiva é representada para quando a corrente de sequência positiva produz uma queda tensão de sequência positiva. O mesmo vale para a sequência negativa e sequência zero.

2.1 Impedâncias de sequência

A impedância de sequência positiva é a impedância dos componentes do sistema no caso de carga simétrica. Nos catálogos dos fabricantes de condutores e cabos isolados o valor das impedâncias é referenciado a uma temperatura de 20°C e para corrente contínua.

Para os condutores a impedância de sequência negativa é igual à impedância de sequência positiva, pois estes não são influenciados com a inversão do sentido das fases.

Para a sequência zero, os valores de impedância podem diferir muito das impedâncias de sequência positiva e negativa, devido aos dados geométricos das linhas, do trajeto de

retorno (neutro e/ou terra), da condutibilidade do solo, da classe de isolamento, etc. [FISCHER, 2002].

2.1.1 Impedâncias de sequência positiva e negativa

A impedância de sequência positiva e negativa, como comentado anteriormente, são iguais para condutores, considerando estes componentes passivos. Dessa forma, os conceitos e equações que são apresentados são válidos para ambas as sequências.

A impedância de sequência positiva é composta por uma resistência e uma indutância as quais podem ser analisadas separadamente.

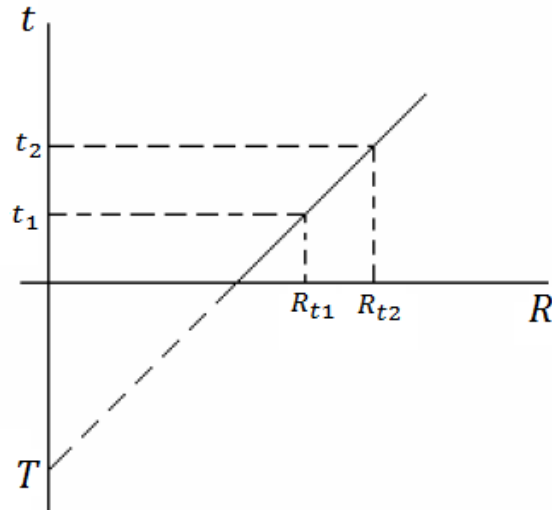
2.1.1.1 Resistência de sequência positiva e negativa

A resistência de sequência positiva de condutores em redes aéreas é afetada por três fatores básicos: a temperatura, a frequência e a densidade de corrente. Entretanto como o trabalho é focado em condutores de alumínio sem alma de aço, ou seja, um condutor composto de um material não magnético, o efeito e consequências do fluxo magnético gerado pela variação da densidade de corrente não é analisado em detalhes neste trabalho.

A resistência de um condutor varia quase que diretamente com a temperatura. Essa relação não é estritamente linear para uma grande faixa de temperatura, porém, para a faixa analisada neste trabalho, pode-se considerar esta relação linear.

A Figura 2.4 mostra a relação linear para a faixa operacional de temperaturas, sendo a reta apresentada pela equação (2.6). Nesta equação o parâmetro M representa uma constante relacionada à condutividade do material; R_{t1} e R_{t2} são as resistências em regime contínuo (ou DC) nas temperaturas t_1 e t_2 , respectivamente. A constante M utilizada é para o alumínio de 61% de condutibilidade e vale 228,1 [BOMBASSARO, 2012].

Figura 2.4 – Relação da resistência com temperatura, considerando a faixa operacional.



FONTE – PRÓPRIA

$$\frac{R_{t2}}{R_{t1}} = \frac{M + t_2}{M + t_1} \quad (2.6)$$

É importante lembrar que a equação 2.5 refere-se apenas à resistência em regime contínuo (ou DC), não sendo válida para o regime alternado em 60 Hz sem que haja a consideração do efeito *Skin* (ou pelicular), o qual é um efeito caracterizado pela repulsão entre linhas de corrente eletromagnética, criando a tendência de esta fluir na superfície do condutor elétrico.

O efeito pelicular é responsável pelo aumento da resistência aparente de um condutor elétrico, devido à diminuição da área efetiva de condução. A metodologia estudada por este trabalho apresenta uma tratativa prática para a consideração do efeito Skin, a qual é detalhada no capítulo 4.

2.1.1.2 Indutância de sequência positiva e negativa

A indutância reativa total de um condutor sendo percorrido por uma corrente qualquer é considerada como a soma de duas componentes:

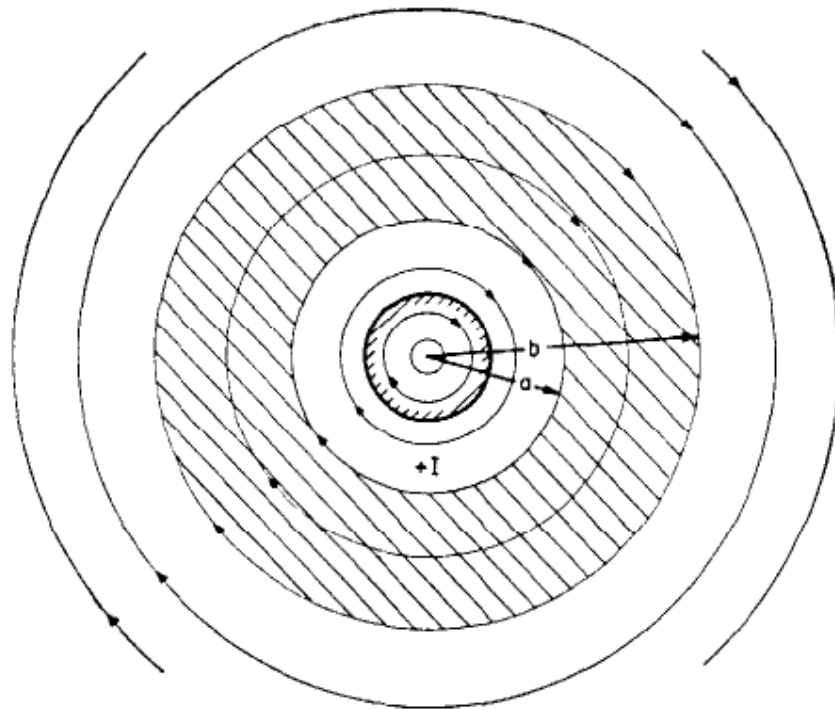
- A indutância reativa devido ao fluxo dentro de um raio de 1 pé ($1' = 30,48$ cm) a partir do centro do condutor, incluindo o fluxo contido no interior do condutor.
- A indutância reativa devido ao fluxo externo ao raio de 1 pé.

Este conceito foi primeiramente concebido no livro “*Symmetrical Components*” [WAGNER and EVANS, 1933], sendo facilmente demonstrado quando se considera um

circuito monofásico a dois condutores, sendo um condutor de fase e o outro de retorno. Entretanto, não é o objetivo deste trabalho a demonstração do conceito, e sim analisar as suas implicações sobre os resultados finais.

A Figura 2.5 apresenta as linhas de fluxo magnético gerado por um condutor quando percorrido por uma corrente “ I ”, e a equação (2.7) expressa a indutância do condutor quando percorrido pela mesma corrente.

Figura 2.5 – Linhas de campo magnético geradas por um condutor sendo percorrido por uma corrente I .



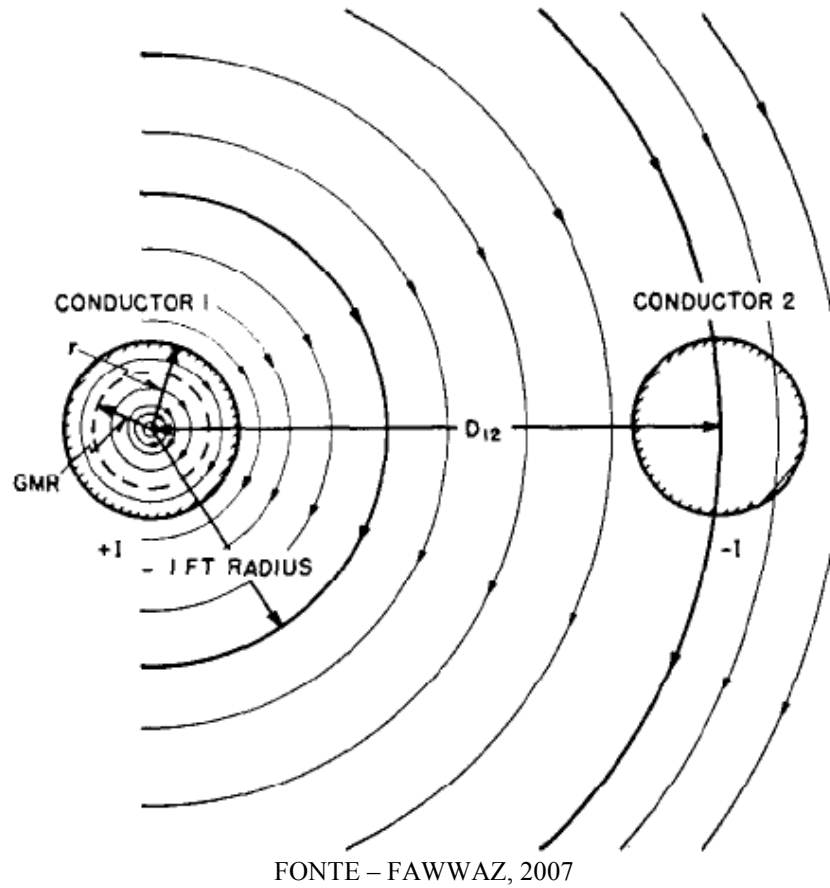
FONTE – FAWWAZ, 2007

$$L = 2\ln \frac{b}{a} \text{ [nH/cm]} \quad (2.7)$$

Através da equação (2.7), pode-se desenvolver a indutância de um conjunto “ n ” de condutores sendo percorrido por uma corrente “ I ” qualquer.

A Figura 2.6 apresenta um sistema com dois condutores, e a equação (2.8) apresenta a indutância por condutor, sendo μ a permeabilidade do material, r o raio do condutor, e D_{12} a distância entre o condutor 1 e o condutor 2. Na figura está apenas representado as linhas de fluxo magnético gerado pelo condutor 1, não sendo mostrado as linhas geradas pelo condutor 2, mas considera-se similares ao do condutor 1.

Figura 2.6 – Linhas de campo para circuito a dois condutores.



$$L = \frac{\mu}{2} + 2\ln \frac{1}{r} + 2\ln \frac{D_{12}}{1} \text{ [nH/cm]} \quad (2.8)$$

Na equação (2.8), os dois primeiros termos são referentes à indutância reativa devido ao fluxo dentro de um raio de 1 pé a partir do centro do condutor, e o terceiro termo refere-se à indutância reativa devido ao fluxo externo ao raio de 1 pé.

A equação (2.8) pode também ser escrita em termos do raio médio geométrico do conjunto (GMR), mostrado na equação (2.9). O GMR pode ser definido como o raio matemático atribuído a um condutor sólido, o qual descreve em apenas um termo a indutância tanto interna ao raio de 1 pé.

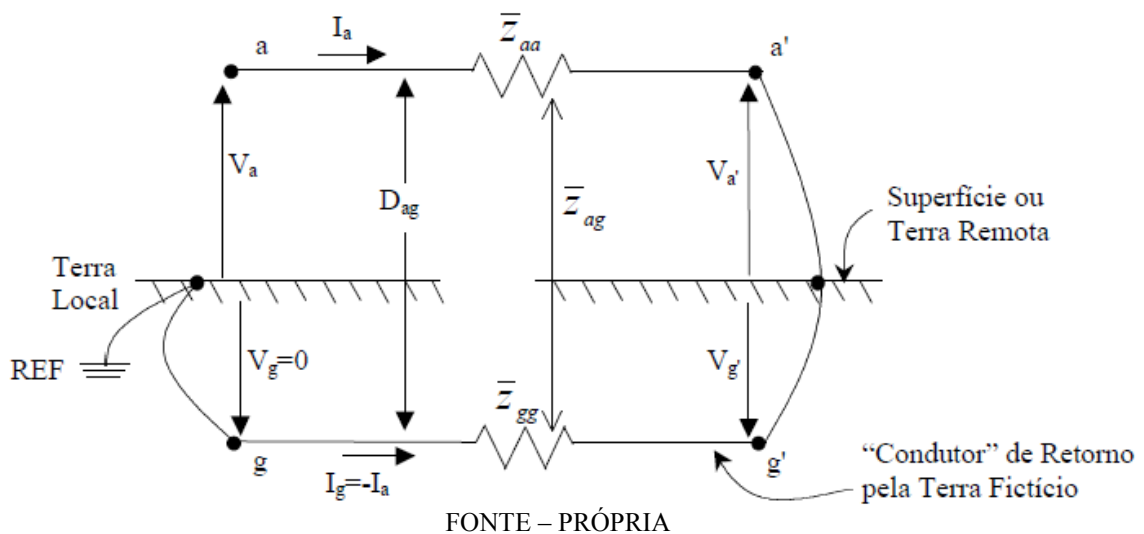
$$L = 2\ln \frac{1}{GMR} + 2\ln \frac{D_{12}}{1} \text{ [nH/cm]} \quad (2.9)$$

A utilização do raio médio geométrico é útil quando apresentado o cálculo prático das indutâncias de sequência para sistemas trifásicos, detalhado no capítulo 4.

2.2 Impedâncias de sequência zero

O artigo de Carson republicado no NAPS (North American Power Symposium) 2000 [CARSON, 2000] descreve as impedâncias de um condutor com retorno pela terra como uma das melhores contribuições do último século. Carson considera um condutor único paralelo ao solo representado na Figura 2.7, conduzindo uma corrente I_a com retorno através do circuito $g-g'$ abaixo da superfície da terra (com resistividade uniforme e sendo de extensão infinita). A linha de Carson pode ser representada por um condutor único com retorno e com um raio médio geométrico (GMR) de 1 pé, localizado a uma distância de D_{ag} metros abaixo da linha aérea. Esta distância varia em função da resistividade da terra (r).

Figura 2.7 – Linha de Carson.



Baseado nos princípios proposto por Carson foi desenvolvida uma metodologia para o cálculo das impedâncias de sequência zero de redes aéreas trifásicas, apresentada inicialmente no livro “*Electrical Transmission and Distribution Reference Book*” [WESTINGHOUSE, 1964], e melhorada no livro “*Introdução aos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica*” [KAGAN, 2005] é detalhada no capítulo 4 deste trabalho.

3 COMPOSIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

O objetivo deste capítulo é apresentar critérios utilizados no dimensionamento da rede de distribuição primária, considerando as topologias de rede existentes, e os principais tipos de condutores usualmente utilizados. O conhecimento sobre o dimensionamento da rede é importante, pois as impedâncias de sequência são influenciadas diretamente por esses parâmetros.

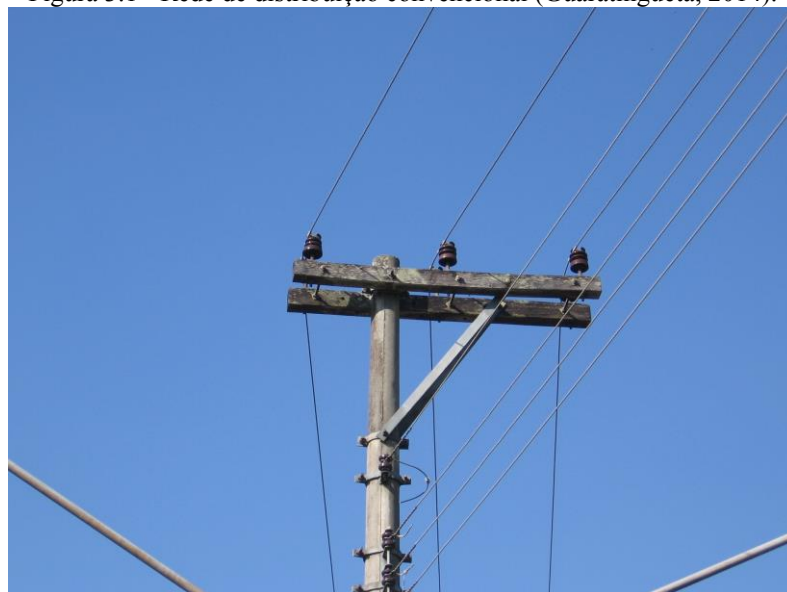
3.1 Rede de distribuição primária

Também chamadas de redes de média tensão, que operam com tensões na faixa de 11,95 kV a 34,5 kV, as redes de distribuição primária podem ser aéreas ou subterrâneas e atendem indústrias de médio porte, conjuntos comerciais, transformadores de distribuição, dentre outros.

As redes de distribuição primária aéreas, de uso mais difundido devido ao menor custo, são construídas utilizando-se postes de concreto em zonas urbanas ou de madeira tratada em zonas rurais, e podem ser redes do tipo convencionais ou compactas.

A Figura 3.1 representa uma rede aérea convencional, na qual é comumente encontrado o sistema de cruzeta, com cabos de alumínio que são presos aos isoladores tipo pino.

Figura 3.1 - Rede de distribuição convencional (Guaratinguetá, 2014).



FONTE – PRÓPRIA

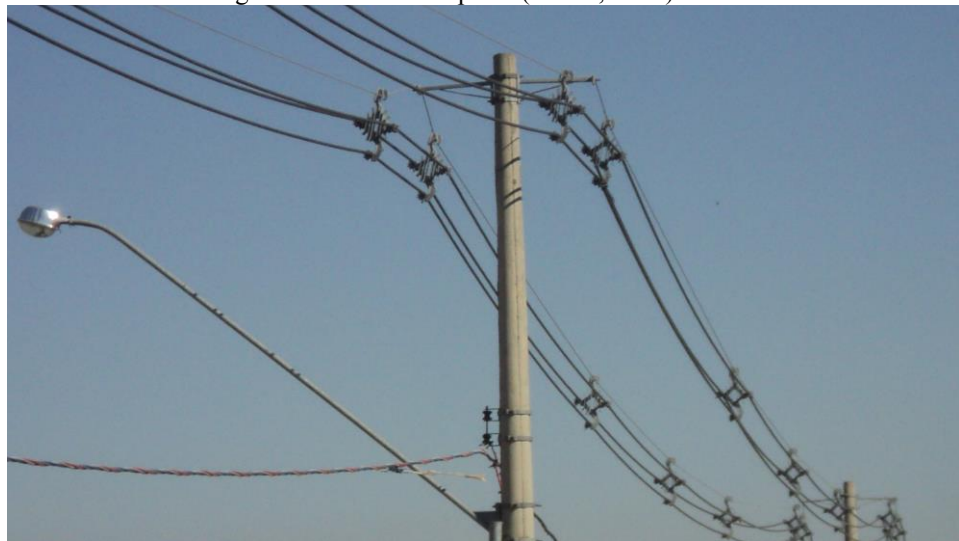
As cruzetas mais comuns de serem encontradas são as de madeira, como a apresentada na Figura 3.1, mas podem ser feitas também em aço, concreto ou materiais poliméricos termoplásticos.

Os isoladores podem ser fabricados em vidro ou porcelana e têm como função sustentar o cabo condutor e isolar eletricamente a linha da terra. Os mais comuns encontrados nas redes são fabricados em porcelana, e a principal diferença entre eles é a classe de isolamento, que pode ser observada pelo tamanho do componente. No caso, quanto maior o tamanho do isolador, maior a sua classe de isolamento.

Outro sistema de rede aérea é a chamada rede compacta ou *spacer cable*. A Figura 3.2 apresenta uma rede deste tipo, que atualmente é utilizada com maior frequência por possuir mais vantagens quando comparada às convencionais, como por exemplo:

- Redução do espaço físico ocupado pela rede;
- Redução de impacto ao meio ambiente;
- Maior confiabilidade no fornecimento de energia;

Figura 3.2 - Rede Compacta (Itatiba, 2014).



FONTE – PRÓPRIA

As redes de distribuição primária subterrâneas são comumente empregadas em áreas de grande densidade de carga, com intensa urbanização ou em lugares com preocupações paisagísticas, porém o seu custo é mais elevado.

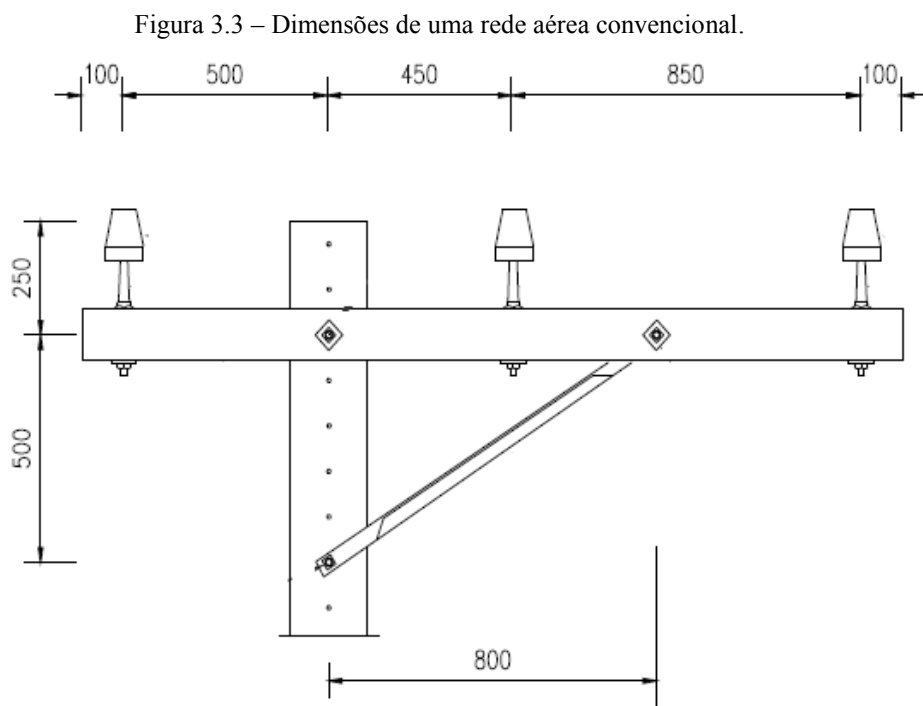
Quanto aos condutores utilizados, os mais usuais são os cabos de alumínio simples (CA), condutores de alumínio com alma de aço (CAA), nus ou protegidos. Os cabos protegidos possuem capa externa feita de material isolante, destinada a proteger contra

contatos ocasionais de objetos, por exemplo, galhos de árvores. Porém esta capa não oferece a propriedade de isolamento entre fases, o que não permite a classificação de cabos isolados.

Neste trabalho são abordadas as redes aéreas com condutores de alumínio sem alma de aço (CA) e cabos protegidos (*spacer cable*) por serem mais difundidas.

3.2 Aspectos construtivos da rede convencional

A rede de distribuição primária aérea convencional é aquela em que os condutores ficam dispostos em um mesmo plano horizontal. A Figura 3.3 mostra as distâncias padronizadas para uma rede deste tipo.



FONTE – BOMBASSARO, 2013

As dimensões que são de interesse para o cálculo das impedâncias são as distâncias entre as fases e a distância das fases e condutor de neutro da rede de distribuição secundária, pois a rede primária não possui condutor de neutro e utiliza como referência o neutro da rede secundária.

Para a rede convencional, os postes padronizados possuem 11 metros de altura e a distância entre o plano das fases da rede primária e o neutro da rede secundária deve ser de 2 (dois) metros.

3.3 Aspectos construtivos da rede compacta

A tecnologia do sistema de rede aérea compacta, conhecida também como *spacer cables*, é composta por três cabos de alumínio encapados (não isolados) com XLPE (polietileno reticulado), que ficam apoiados em espaçadores, sustentados por um cabo chamado mensageiro e são fixados nos postes por um braço em formatos tipo L, como apresentados na Figura 3.4. O braço tipo L tem a função de sustentação do cabo mensageiro.

Figura 3.4 – Rede compacta com braço tipo L.

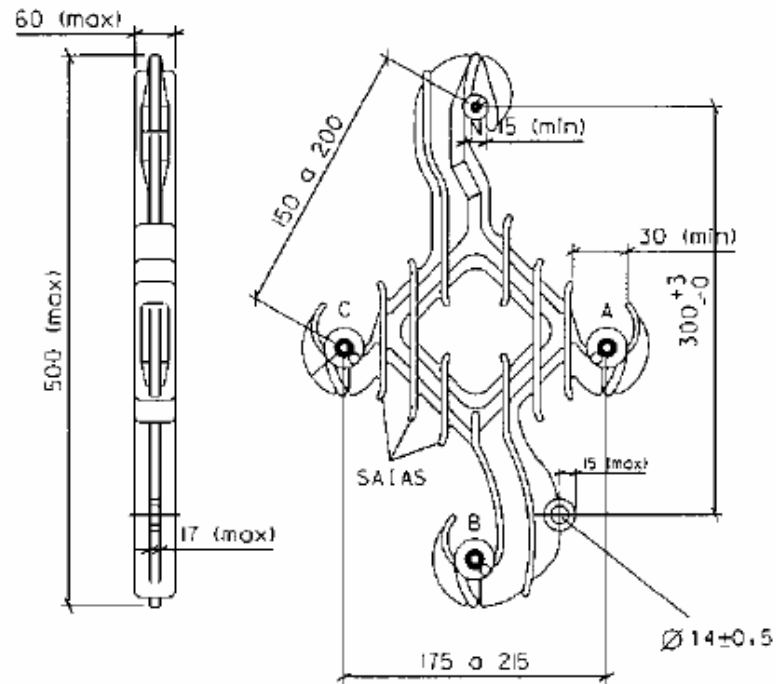


FONTE – PRÓPRIA

Os espaçadores utilizados na rede compacta são feitos de polietileno de alta densidade, cinza claro, resistente ao intemperismo e ao trilhamento elétrico, conforme as normas NBR 16094 e NBR 16095. A Figura 3.5 ilustra o desenho de um espaçador padrão utilizado na rede de distribuição.

As dimensões do espaçador são de suma importância para o estudo, pois são estas que definem a distância entre fases e a distância das fases e o condutor de neutro da rede secundária. Nota-se que os três condutores das fases ficam dispostos nos vértices de um triângulo equilátero (A, B e C).

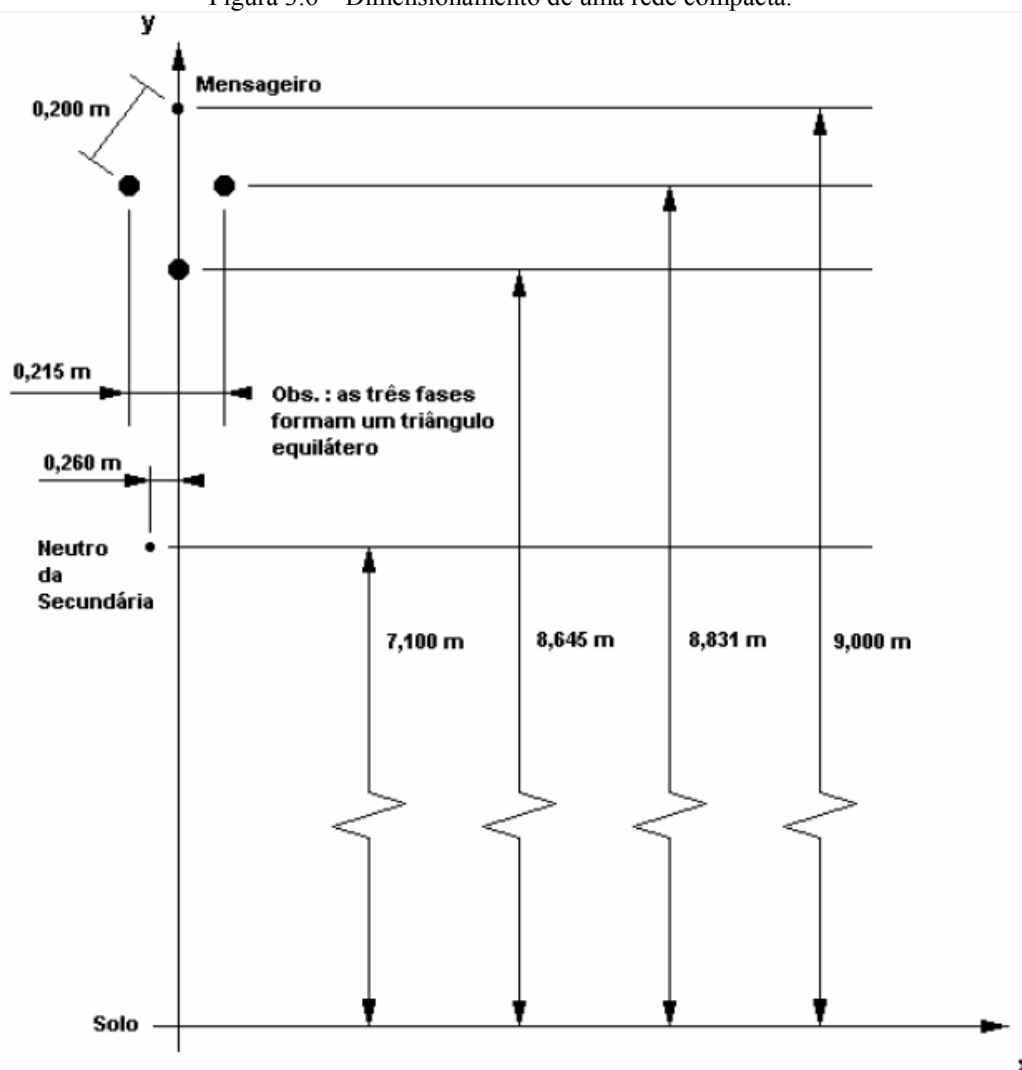
Figura 3.5 – Dimensões de um espaçador padrão, utilizado na rede compacta.



FONTE – BOMBASSARO, 2013

Os espaçadores utilizados na rede estudada possuem uma distância de 20 cm entre a fase C e o cabo mensageiro (Figura 3.5) e 21,5 cm entre as fases A e C. O dimensionamento de uma rede compacta padrão é mostrado na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Dimensionamento de uma rede compacta.



FONTE – SIMÕES, 1999

O cabo messageiro utilizado é um cabo de aço de 9,525 mm (3/8) de diâmetro. Na metodologia utilizada se considera como referência o condutor de neutro da rede secundária e, portanto, o cabo messageiro não é utilizado nos cálculos das impedâncias.

3.4 Dimensionamento dos condutores

O dimensionamento dos condutores ao longo do alimentador depende basicamente da corrente no trecho. Porém, por motivos de padronização, para os troncos novos de alimentadores devem ser preferencialmente construídos em redes compactas com cabos de bitola 185 mm², e em ramais utilizam-se redes compactas de bitola 70 mm². Para redes já existentes e em configuração convencional, os troncos de alimentadores normalmente são

compostos por condutores de bitola 336,4 MCM ($170,57 \text{ mm}^2$) e para ramais laterais são utilizados condutores de bitola 1/0 AWG ($53,48 \text{ mm}^2$) ou 04 MCM ($21,14 \text{ mm}^2$), dependendo da corrente do ramal.

Nas áreas rurais não é usual a utilização de redes compactas devido às adaptações necessárias, bem como aos custos mais elevados. Por isso recomenda-se para alimentadores rurais o cabo de bitola 336,4 MCM ($170,57 \text{ mm}^2$) ou 1/0 AWG ($53,48 \text{ mm}^2$), dependendo da corrente.

Como critério de dimensionamento de subestações (SE) utiliza-se a demanda média por alimentador dependendo da tensão nominal, conforme a Tabela 3.1. Este critério também determina o número de alimentadores em uma subestação. Por exemplo, uma SE com um transformador de 30 MVA com tensão nominal de 13,8 kV, deve ter 5 alimentadores, ou seja, 6 MVA por alimentador. Observa-se que com este critério a corrente média de cada alimentador fica em torno de 250 A ($6000/13,8/\sqrt{3}$).

Tabela 3.1 – Carregamento médio dos alimentadores por classe de tensão.

Tensão nominal da rede [kV]	Demanda média por alimentador [MVA]	Corrente média do alimentador [A]
11,9	5	243
13,8	6	251
23,1	10	250

FONTES – DIAS, 2013

A Tabela 3.2 mostra as características elétricas para os condutores utilizados na rede convencional. Os parâmetros para os condutores protegidos utilizados na rede compacta são apresentados separadamente na Tabela 3.3 para uma análise mais detalhada.

Tabela 3.2 – Características elétricas dos condutores utilizados na rede convencional.

Tipo do condutor	Bitola (AWG/MCM)	Seção nominal [mm^2]	Diâmetro [mm]	Resistência elétrica CC a 20°C [Ω/km]	Indutância própria [Ω/km]	Raio médio geométrico [mm]	Ampacidade a 50°C [A]
Nu (CA)	2 AWG	33,54	7,41	0,8526	0,3565	2,69	138
Nu (CA)	1/0 AWG	53,52	9,36	0,5364	0,3391	3,39	184
Nu (CA)	4/0 AWG	107,41	13,26	0,2675	0,3128	4,81	293
Nu (CA)	336,4 MCM	170,48	16,9	0,1690	0,2912	6,40	395
Nu (CA)	477 MCM	241,15	20,1	0,1194	0,2781	7,62	485

FONTES – DIAS, 2013

Tabela 3.3 – Características elétricas dos condutores utilizados na rede compacta.

Tipo do condutor	Bitola (AWG/MCM)	Seção nominal [mm ²]	Diâmetro [mm]	Resistencia elétrica CC a 20°C [Ω/km]	Indutância própria [Ω/km]	Raio médio geométrico [mm]	Ampacidade [A]	
							50°C	90°C
Spacer cable	E185	185,00	16,5	0,1640	0,2930	6,25	416	599
Spacer cable	E70	70,00	10	0,4430	0,3341	3,63	219	313

Fonte – DIAS, 2013

As Tabelas 3.2 e 3.3 mostram valores tabelados de resistências e indutâncias para corrente contínua (DC) e a 20°C, conforme as normas NBR 7271, para os cabos de alumínio nu e NBR 11873 para os cabos protegidos, os quais foram utilizados como subsídio para cálculo das impedâncias de sequência para regime operacional da rede.

3.4.1 Ampacidade

A ampacidade trata da capacidade de condução máxima de corrente elétrica em um condutor a uma determinada temperatura, por exemplo, quando o condutor de 185 mm² é percorrido por uma corrente de 416A, o condutor terá uma temperatura de 50°C. Para os condutores da rede convencional, a norma NBR 7271 refere-se a uma temperatura ambiente média de 20°C e considera 30°C de elevação, efeito da passagem da corrente elétrica pelo condutor, totalizando os referidos 50°C da Tabela 3.2.

Para os condutores protegidos por XLPE utilizados na rede compacta, a norma NBR 11873 também se refere à temperatura ambiente média igual a 20°C, mas com uma elevação da temperatura em 70°C totalizando 90°C, que é máxima temperatura operacional do condutor.

A Tabela 3.3 apresenta dois valores de ampacidade, o primeiro é para a temperatura de 50°C, semelhante a dos cabos nus e o segundo valor de ampacidade mostrado é para a temperatura máxima de operação igual a 90°C, conforme a norma NBR 11873.

Em condições normais de operação da rede, não é comum ter-se uma corrente em um alimentador cima de 400 A, por exemplo. Portanto os valores de ampacidade mais factíveis com a realidade para condutores protegidos por XLPE são para a temperatura de 50°C (Tabela 3.3).

3.4.2 Critérios para a escolha do condutor de neutro

A concessionária de energia elétrica dimensiona os condutores de neutro da rede secundária em função da bitola dos condutores das fases da rede primária conforme a Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Bitola mínima do condutor de neutro em função da bitola dos condutores da rede primária.

Rede Primária 15 ou 23 kV	Neutro da rede secundária
1/0 AWG	1/0 AWG
4/0 AWG	2/0 AWG
336,4 MCM	2/0 AWG
70 mm ² (rede compacta)	1/0 AWG ou 50 mm ²
185 mm ² (rede compacta)	2/0 AWG ou 70 mm ²

FONTE – BOMBASSARO, 2012

O condutor de neutro escolhido para realizar os estudos apresentados neste trabalho, foi o condutor 2/0 AWG, por ser mais usual.

3.5 Qualidade do fornecimento de energia

As concessionárias de energia elétrica têm como objetivo atender os requisitos do mercado consumidor através de indicadores, com limites legais estabelecidos pela resolução nº 505 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), capazes de medir a qualidade no fornecimento.

O limite adequado para a variação da tensão deve ser de +5% e -7% em relação à tensão contratada. A Tabela 3.5 diz respeito à classificação da tensão de atendimento em unidades consumidoras com tensão nominal superior 1 kV e inferior a 69 kV.

Tabela 3.5 – Classificação de atendimento para Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)
Adequada	$0,93 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 1,05 \text{ TC}$
Precária	$0,90 \text{ TC} \leq \text{TL} \leq 0,93 \text{ TC}$
Crítica	$\text{TL} < 0,90 \text{ TC}$ ou $\text{TL} > 1,05 \text{ TC}$

FONTE – ANEEL, 2001

4 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar as ferramentas computacionais que subsidiaram os estudos apresentados neste trabalho.

4.1 Sistema de aquisição de dados

As informações utilizadas por este trabalho são obtidas a partir de um sistema de telemedição, no qual medidores instalados em campo registram valores de corrente e tensão dentro de um intervalo de 15 segundos, e são enviados para um banco de dados interno da empresa. Os valores medidos e armazenados de cada parâmetro são: máximo, mínimo e médio, dentro do período analisado.

Essa base de dados é lida por um sistema consultor de dados chamado CDH, que por sua vez, possibilita ao usuário os seguintes tipos de consultas:

- **Consulta aos dados instantâneos:** neste modo de consulta são apresentados os valores instantâneos lidos da base principal, entretanto como o volume de informação é grande, é possível realizar esta consulta para um período de 24 horas.

- **Consulta aos dados integralizados:** neste modo de consulta os valores instantâneos são integralizados em períodos de 15 em 15 minutos e, portanto, a base de dados é menor, o que possibilita um período de consulta de até 30 dias.

- **Consulta das máximas diárias:** neste modo de consulta os dados apresentados são referentes apenas aos valores máximos registrados em cada dia. O período de consulta neste modo é de dois anos.

- **Consulta das máximas mensais:** este modo de consulta é similar ao de consulta de máximas diárias, entretanto as máximas são referidas mês a mês e assim não há um período limite para a consulta.

Neste trabalho foram utilizadas medições reais obtidas conforme o sistema de aquisição de dados já explicado. Para tanto, os seguintes pontos de medições foram utilizados:

- O disjuntor alocado na saída do alimentador foi utilizado para se obter medição da corrente total do mesmo;

- O barramento em que o alimentador está conectado foi utilizado para se obter a tensão na saída da subestação;

- Três chaves religadoras alocadas ao longo do alimentador foram utilizadas para se obter as medições de tensão e corrente em cada trecho;

O modo de consulta utilizado foi a consulta de dados integralizados referentes ao mês de outubro de 2014, e foram utilizados as medições médias de cada ponto.

A escolha pela consulta integralizada e por valores médios pode ser explicada, pois não há garantia de que os medidores estejam perfeitamente sincronizados e, portanto, as medições podem ocorrer em instantes de tempo diferentes.

4.2 Ferramenta computacional para análise do fluxo de carga

O software utilizado no estudo é uma ferramenta que realiza o fluxo de potência de redes de distribuição primárias e possui recursos como:

- A inserção e a edição de elementos de redes primárias de distribuição;
- Realização de cálculos de fluxo de potência;
- Emissão de relatórios de queda de tensão, perdas elétricas e valores de curto circuito;

O programa tem como função trabalhar apenas com redes radiais, não sendo permitido o fechamento de anéis entre alimentadores na rede de distribuição. Dentre todas as funcionalidades do programa, as mais utilizadas são a inserção e edição de elementos na rede. São eles:

- **Subestações:** devem ser inseridos dados de tensão de operação (em kV), nome da subestação, número de transformadores, potência de cada transformador (em kVA) e número de alimentadores;
- **Alimentadores:** devem ser inseridos dados do tipo de cabo, tipo de alimentador (tronco ou ramal, urbano ou rural) e o tamanho do trecho a ser construído;
- **Posto transformador:** deve-se inserir o número de transformadores, capacidade (em kVA), demanda no ano base e no ano horizonte (em kVA), consumo (em kWh) e número de consumidores;
- **Dispositivos de seccionamento e proteção:** deve-se inserir o tipo de dispositivo (chave faca, chave fusível, chave religadora, chave tripolar ou chave a óleo), a capacidade (em Ampères) e o estado operativo (normalmente aberto ou normalmente fechado);

- **Reguladores de tensão:** devem ser inseridos dados de tensão regulada (em kV), capacidade máxima de regulação (em %) e o número de taps;
- **Banco de capacitores:** deve-se inserir dados de capacidade (em kvar) e o tipo de banco (fixo ou automático, sendo os automáticos controlados por tensão, corrente ou horário).

Os dados que podem ser calculados e fornecidos pelo programa são: a corrente total em um alimentador, a corrente percorrida em um determinado trecho, fluxo de potência ativa e reativa, fator de potência, gráfico de queda de tensão e as perdas nos alimentadores.

Além das principais funcionalidades citadas, o programa é capaz de informar o comprimento dos trechos da rede e fornecer gráficos de carregamento de subestações e alimentadores.

Para execução dos cálculos, o programa conta com um banco de dados interno onde estão relacionados os parâmetros de resistência e reatância de todos os tipos de cabos que podem ser utilizados na construção de redes de distribuição. O banco de dados também apresenta uma relação dos custos para inserção de cada tipo de equipamento e para construir ou reconduzir redes em diferentes tipos de cabos, o que permite que o programa forneça ao final de um estudo uma relação das obras propostas com o custo total aproximado para execução.

4.2.1 Patamares de carga

Para subsidiar o estudo de caso realizado no capítulo 5, é necessário um entendimento sobre os patamares de carga, os quais dividem as 24 horas do dia conforme o consumo característico da carga em um determinado horário. Os patamares de carga são divididos da seguinte forma:

- **Madrugada:** das 00h01min às 06h00min.
- **Manhã:** das 06h01min às 12h00min.
- **Tarde:** das 12h01min às 18h00min.
- **Ponta:** das 18h01min às 21h00min.
- **Noite:** das 21h01min às 24h00min.

Os patamares da noite e da madrugada são bem semelhantes e também são chamados de carga leve, devido a representar um horário em que o consumo de energia elétrica é reduzido. Os patamares da manhã e da tarde, são denominados também de carga média, devido a terem um consumo mediano de energia, e o patamar da ponta também é chamado de carga pesada, por ser um horário em que há o maior consumo de energia elétrica.

Entretanto, podem existir casos em que o maior consumo não seja durante o patamar da ponta, por exemplo, em casos de distritos industriais o consumo na carga média geralmente é maior que a da carga pesada, isto porque a maioria das indústrias operam em horário comercial.

5 METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS DE SEQUÊNCIA

A metodologia apresentada está exposta no livro “Introdução aos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica” [KAGAN, 2005] e propõe simplificações com a finalidade de facilitar o cálculo das impedâncias de sequência de condutores em quaisquer topologias de redes aéreas, seja para transmissão ou para distribuição. As equações apresentadas neste trabalho são válidas para o sistema imperial.

Neste capítulo é apresentado o cálculo prático das impedâncias de sequência por fase, de condutores utilizados na rede de distribuição primária para duas topologias diferentes de rede, as redes convencionais e compactas.

Vale lembrar que todas as equações aqui apresentadas referem-se ao sistema de medidas imperial, assim as distâncias entre os condutores são referidas em pés bem como todas as impedâncias são dadas em ohms por milha.

5.1 Cálculo prático das impedâncias de sequência positiva e negativa

Através da equação (5.1) é possível corrigir a resistência DC a temperatura operacional do condutor. A constante “M” utilizada para a correção da temperatura é para o alumínio de 61% de condutibilidade e vale 228,1.

$$\frac{R_{t2}}{R_{t1}} = \frac{M + t_2}{M + t_1} \quad (5.1)$$

A resistência resultante é para regime contínuo (ou DC) apenas. Para obter-se a resistência em regime alternado é necessária considerar o efeito Skin. A equação (5.2) apresenta a resistência para frequência de 60 Hz como função da resistência DC multiplicada por uma constante “K” de correção referente ao efeito Skin. A constante “K” é obtida a partir da Tabela 5.1.

$$r_f = K r_{DC} \quad (5.2)$$

Onde r_f é a resistência para a frequência a 60 Hz, r_{DC} é a resistência para o regime contínuo (DC) e K é a constante de correção para o efeito “Skin”.

Tabela 5.1 – Fator K em função do fator X.

X	K	X	K	X	K	X	K
0,0	1,00000	1	1,00519	2,0	1,07816	3,0	1,31809
0,1	1,00000	1,1	1,00758	2,1	1,09375	3,1	1,35102
0,2	1,00001	1,2	1,01071	2,2	1,11126	3,2	1,38504
0,3	1,00004	1,3	1,01470	2,3	1,13069	3,3	1,41999
0,4	1,00013	1,4	1,01969	2,4	1,15207	3,4	1,45570
0,5	1,00032	1,5	1,02582	2,5	1,17538	3,5	1,49202
0,6	1,00067	1,6	1,03323	2,6	1,20056	3,6	1,52879
0,7	1,00124	1,7	1,04205	2,7	1,22753	3,7	1,56587
0,8	1,00212	1,8	1,05240	2,8	1,25620	3,8	1,60314
0,9	1,00340	1,9	1,06440	2,9	1,28644	3,9	1,64051

FONTE – KAGAN, 2005

O fator K pode ser determinado calculando-se o fator X, apresentado na equação (5.3), sendo que μ representa a permeabilidade magnética considerada igual a 1 para materiais não magnéticos, f a frequência igual a 60 Hz e r_{mile} a resistência DC do condutor à temperatura operacional em ohms por milha.

$$X = 0,063598 \sqrt{\frac{\mu f}{r_{milha}}} \quad (5.3)$$

As indutâncias de sequência positiva e negativa dependem basicamente das distâncias entre as fases, considerando estas simetricamente espaçadas, e a equação (5.4), em que *GMR* significa “*Geometric Mean Radius*” e representa o raio médio geométrico do circuito trifásico, calculado pela equação (5.5).

$$x_d = 0,2794 \frac{f}{60} \log GMR \quad (5.4)$$

$$GMR = \sqrt[3]{d_{12}d_{23}d_{31}} \quad (5.5)$$

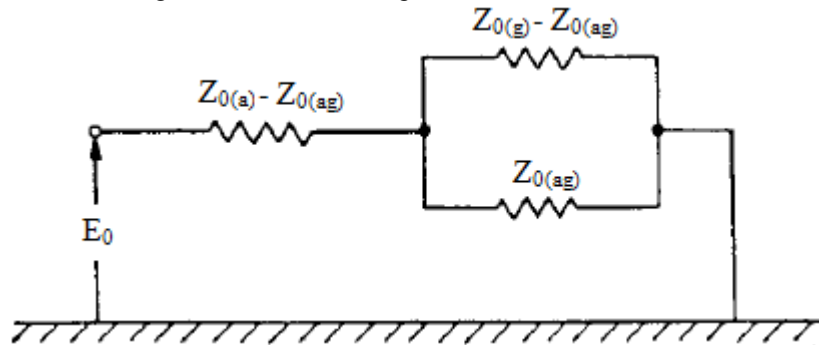
Onde x_d é a indutância de sequência positiva, f a frequência igual a 60 Hz, $d_{12}d_{23}d_{31}$ representam as distâncias em pés entre as fases A e B, B e C, C e A, respectivamente.

5.2 Cálculo prático das impedâncias de sequência zero

A linha de Carson também pode apresentada conforme o circuito da Figura 5.1, simplificando assim o método de cálculo das impedâncias de sequência zero. A equação (5.6) apresenta a impedância de sequência zero de um sistema trifásico sendo:

- $Z_{0(a)}$ a impedância própria do circuito considerando retorno pela terra.
- $Z_{0(ag)}$ a impedância própria do condutor de neutro considerando retorno pela terra.
- $Z_{0(g)}$ a impedância mútua entre as fases e o neutro.

Figura 5.1 – Circuito simplificado da linha de Carson.



FONTE – KAGAN, 2005

$$z_0 = z_{0(a)} - \frac{z_{0(ag)}^2}{z_{0(g)}} \quad (5.6)$$

A impedância de sequência zero pode ser escrita em função de apenas parâmetros como resistências e impedâncias, facilitando o cálculo. Dessa forma é necessário definir parâmetros que levem em consideração aspectos do caminho de retorno, que neste caso é a terra.

As equações (5.7) e (5.8) representam a resistência (r_e) e a indutância (x_e) equivalente da terra, respectivamente, sendo ρ a resistividade do solo, que para o estudo é considerado igual a 600 $\Omega.m$ e f a frequência da rede (igual a 60 Hz).

$$r_e = 0,00477f \quad (5.7)$$

$$x_e = 0,006985f \log_{10} 4,6655 \cdot 10^6 \frac{\rho}{f} \quad (5.8)$$

5.2.1 Impedância própria do circuito trifásico considerando retorno pela terra

É a impedância própria relativa aos condutores das fases, e é calculada pela equação (5.9), na qual r_a e x_a representam a resistência e indutância própria do condutor, respectivamente e x_d é a indutância mútua entre as fases, calculada a partir da equação (5.4).

$$z_{0(a)} = r_a + r_e + j(x_e + x_a - 2x_d) \quad (5.9)$$

5.2.2 Impedância própria do condutor de neutro considerando retorno pela terra

É a impedância própria relativa ao condutor de neutro, e é definida pela equação (5.10), na qual r_a e x_a representam a resistência e indutância própria do condutor, respectivamente.

$$z_{0(g)} = 3r_a + r_e + j(x_e + 3x_a) \quad (5.10)$$

5.2.3 Impedância mútua entre as fases e o neutro

É a impedância mútua gerada da relação entre os condutores das fases com o condutor de neutro e é calculada conforme a equação (5.11). O parâmetro x_d é a indutância mútua entre as fases e o neutro, calculada a partir da equação (5.4). Para o cálculo de x_d , as distâncias utilizadas são relativas às distâncias entre cada fase e o neutro.

$$z_{0(ag)} = r_e + j(x_e - 3x_d) \quad (5.11)$$

5.3 Valores resultantes das impedâncias de sequência

Com a metodologia apresentada e utilizando dados das topologias de redes estudadas, é possível calcular os valores de impedâncias de sequência para os condutores utilizados na rede de distribuição primária, conforme a Tabela 5.2. Os valores R_1 , X_1 , R_0 , X_0 representam as resistências e indutâncias de sequência positiva e zero a temperatura operacional de 50°C, respectivamente.

Tabela 5.2 – Impedâncias de sequência positiva e zero a temperatura de 50°C.

Tipo do condutor	Bitola (AWG/MCM)	R_1 [Ω /km]	X_1 [Ω /km]	R_0 [Ω /km]	X_0 [Ω /km]
Nu (CA)	2 AWG	0,9558	0,4513	1,4336	1,6799
Nu (CA)	1/0 AWG	0,6015	0,4338	1,0793	1,6625
Nu (CA)	4/0 AWG	0,3002	0,4076	0,7780	1,6362
Nu (CA)	336,4 MCM	0,1901	0,3860	0,6679	1,6146
Nu (CA)	477 MCM	0,1347	0,3729	0,6125	1,6015
Spacer cable	185 mm ²	0,1845	0,2667	0,6870	1,8274
Spacer cable	70 mm ²	0,4968	0,3077	0,9993	1,8685

FONTE – PRÓPRIA

A Tabela 5.3 é semelhante à tabela anterior, mas mostra os valores de impedâncias para os condutores protegidos, na temperatura máxima de operação, ou seja, 90°C.

Tabela 5.3 – Impedâncias de sequência positiva e zero a temperatura de 90°C.

Tipo do condutor	Bitola (AWG/MCM)	R_1 [Ω /km]	X_1 [Ω /km]	R_0 [Ω /km]	X_0 [Ω /km]
Spacer cable	185 mm ²	0,2108	0,2667	0,7133	1,8274
Spacer cable	70 mm ²	0,5682	0,3077	1,0707	1,8685

FONTE – PRÓPRIA

5.3.1 Observações

A primeira observação importante a ser feita é em relação ao efeito Skin (ou efeito pelicular). Para os condutores estudados não houve uma diferença significativa quando considerado o efeito pelicular, e para efeito prático pode ser desconsiderado. Isso se deve ao fato dos condutores analisados possuírem uma área de seção transversal relativamente pequena, assim o fator de correção do efeito Skin é inexpressível. Entretanto, para condutores com maiores seções transversais, o efeito Skin se torna significativo, não podendo ser desconsiderado.

A segunda observação é relativa à comparação entre os valores das impedâncias dos condutores protegidos a temperatura operacional (50°C) e temperatura máxima (90°C). Nota-se que tanto para a sequência positiva quanto para a zero, apenas resistência aumenta conforme o aumento da temperatura em aproximadamente 14% para R_1 e de 3 a 7 % para R_0 , sendo que as indutâncias se mantêm constantes.

6 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA EM UM CASO REAL

O objetivo deste capítulo é analisar as influências observadas quando utilizados os parâmetros dos condutores a temperatura de 50°C e de 90°C, e para isso são apresentados estudos de queda de tensão e análise de perdas elétricas para ambos os casos.

As simulações apresentadas neste capítulo foram realizadas a partir do fluxo de potência gerado pelo software apresentado no capítulo 4, e foram comparadas com medições reais obtidas através do sistema de telemedição da empresa.

Também foi realizado um estudo de acréscimo de demanda do alimentador, sendo representado pela conexão de um novo consumidor, e analisado as consequências observadas para as duas temperaturas analisadas, 50°C e 90°C.

6.1 Dados da rede analisada

A rede analisada possui uma subestação chamada SE SIM, onde está localizado o alimentador SIM 06, conforme mostrado no diagrama unifilar da Figura 6.1.

A rede se enquadra na classe de tensão de 24,5 kV, mas opera com tensão nominal igual a 23,1 kV e possui aproximadamente 45 km de extensão até o ponto mais distante da subestação, sendo que destes, 29 km compõem o tronco principal do alimentador.

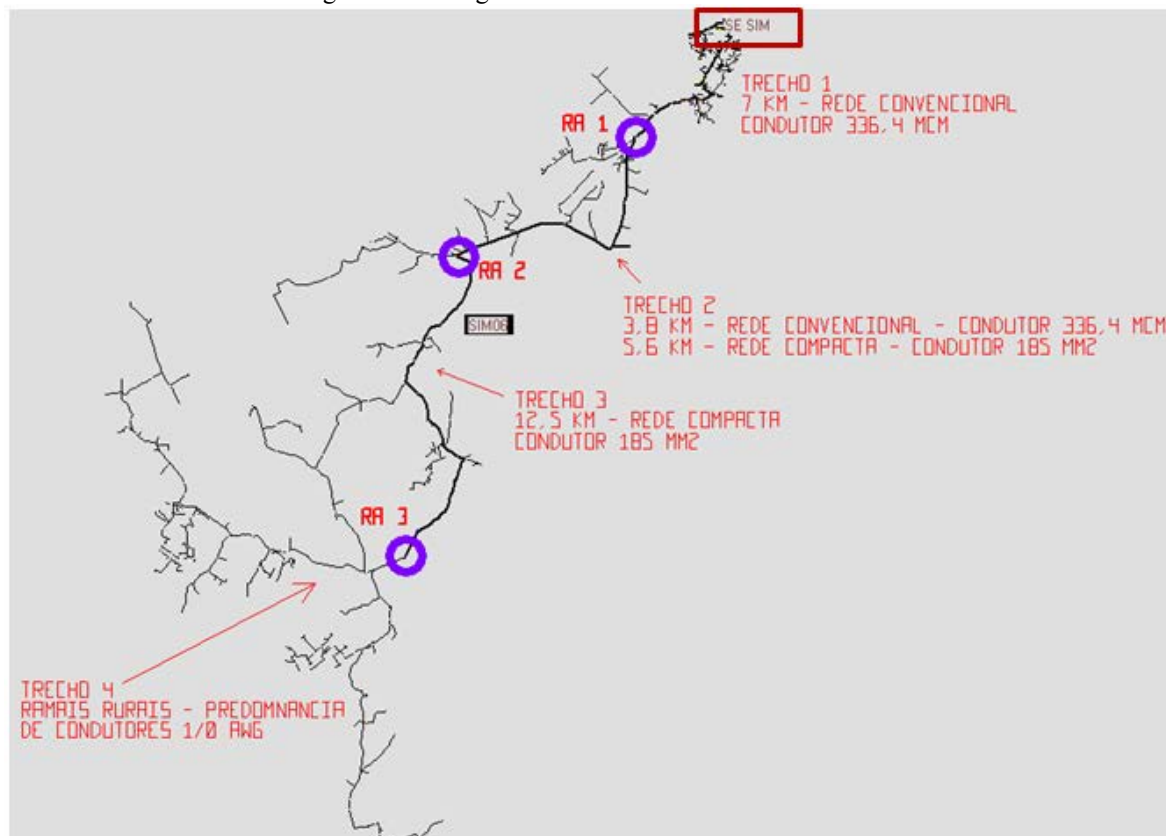
Ao longo da rede estão dispostos três chaves religadoras, chamadas RA-1, RA-2 e RA-3, as quais serviram de subsídio para a extração das medições de tensão e corrente, utilizadas no estudo.

As três chaves estão alocadas fisicamente conforme indicado na Figura 6.1, e serviram também como base para a subdivisão do tronco principal em quatro trechos menores também indicados na Figura 6.1, listados a seguir:

- Trecho 1 começa na saída da subestação e termina na RA-1.
- Trecho 2 começa na RA-1 e termina na RA-2.
- Trecho 3 começa na RA-2 e termina na RA-3.
- Trecho 4 começa na RA-3 e engloba todos os ramais rurais.

A região possui uma taxa média de crescimento de carga 4% a.a, dado obtido a partir de pesquisa de mercado realizado pela área comercial da empresa.

Figura 6.1 – Diagrama unifilar do alimentador SIM 06.



FONTE – PRÓPRIA

6.2 Verificação das impedâncias a 50°C

Para a verificação dos valores de impedâncias obtidos a temperatura de 50°C, foi simulado o fluxo de potência para os patamares de carga da madrugada, tarde e ponta, abrangendo assim as situações mais críticas, e comparado os valores de tensão e corrente em cada chave religadora com as medições reais obtidas a partir do sistema de telemedição da empresa.

As simulações foram feitas em relação ao valor médio, entretanto os valores máximos e mínimos de cada parâmetro são apresentados como forma de estabelecer uma variância em relação à média.

Outra observação importante é que para as chaves religadoras, as medições, tanto de corrente quanto de tensão, são por fase. Como o sistema não é perfeitamente equilibrado realizou-se uma média entre os valores das fases para que fosse possível comparar com os valores simulados pelo software, já que este trata de diagramas unifilares.

Inicialmente foram coletados dados de corrente e tensão na saída da subestação, apresentados na Tabela 6.1, que foram inseridos no simulador para se realizar o fluxo de potência.

Para o patamar da madrugada os dados foram coletados no intervalo das 04h30min às 04h45min do dia 13 de outubro de 2014, para o patamar da tarde das 15h00min às 15h15min do dia 14 de outubro de 2014, e para o patamar da ponta das 18h45min às 19h00min também do dia 14 de outubro de 2014.

Tabela 6.1 – Valores de corrente e tensão medidos na saída da subestação.

Patamar	Saída da SE	
	I [A]	V [kV]
Madrugada	176,60	23,98
Tarde	223,69	24,14
Ponta	277,26	24,23

FONTE – PRÓPRIA

A rede analisada não contempla de medições de potência ativa e reativa ou mesmo fator de potência, e desta forma utilizou-se fator de potência igual a 90% para as simulações, que é o valor historicamente mais utilizado em estudos da área.

6.2.1 Análise no patamar da madrugada

A Tabela 6.2 mostra as correntes reais (medidas) e simuladas para o patamar da madrugada em cada chave religadora. Ainda é mostrada a diferença em porcentagem entre a corrente média (medida) e a corrente simulada.

Os valores máximos e mínimos de corrente são representados na Tabela 6.2 como forma de estabelecer uma faixa admissível de variação entre a corrente média e a corrente simulada.

Tabela 6.2 – Valores de corrente para o patamar da madrugada em cada chave religadora.

Chaves	Corrente medida [A]			Corrente simulada [A]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	47,90	46,80	47,37	47,80	0,91%
RA-2	32,13	31,43	31,74	31,80	0,19%
RA-3	16,07	15,40	15,68	15,80	0,77%

FONTE – PRÓPRIA

Para o patamar da madrugada, a maior diferença entre as correntes reais (medidas) e simuladas é para a RA-1 e igual a 0,91% ($I_{\text{MEDIDA}} = 47,37\text{A}$ e $I_{\text{SIMULADA}} = 47,80\text{A}$) e, portanto está dentro da faixa admissível ($I_{\text{MÁXIMO}} = 47,90\text{A}$ e $I_{\text{MÍNIMO}} = 46,80\text{A}$) conforme mostrado na Tabela 6.2.

A Tabela 6.3 possui o mesmo formato da Tabela 6.2, entretanto representa valores de tensão no lugar dos valores de corrente.

Tabela 6.3 – Valores de tensão para o patamar da madrugada em cada chave religadora.

Chaves	Tensão medida [kV]			Tensão simulada [kV]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	23,51	23,39	23,46	23,42	0,16%
RA-2	23,13	23,04	23,09	23,18	0,39%
RA-3	22,79	22,72	22,75	23,02	1,21%

FONTE – PRÓPRIA

A maior diferença entre as tensões reais (medidas) e simuladas é igual a 1,21% para a RA-3 ($V_{\text{MEDIDO}} = 22,75 \text{ kV}$ e $V_{\text{SIMULADO}} = 23,02 \text{ kV}$) conforme a Tabela 6.3.

Ainda para a RA-3, a tensão simulada situa-se 0,230 kV (ou 230 V) acima do limite máximo estabelecido ($V_{\text{MÁXIMO}} = 22,79 \text{ kV}$). Como a transgressão da faixa estabelecida é pequena, não será considerado como significativo para o estudo.

6.2.2 Análise no patamar da tarde

A Tabela 6.4 é semelhante à Tabela 6.2 e mostra as correntes reais (medidas) e simuladas para o patamar da tarde em cada chave religadora. Também é apresentada a diferença em porcentagem entre a corrente média (medida) e a corrente simulada.

Tabela 6.4 – Valores de corrente para o patamar da tarde em cada chave religadora.

Chaves	Corrente medida [A]			Corrente simulada [A]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	62,30	58,67	60,66	60,80	0,24%
RA-2	45,73	42,40	44,37	44,80	0,98%
RA-3	18,03	16,70	17,47	17,40	0,39%

FONTE – PRÓPRIA

Neste patamar de carga a maior diferença entre as correntes reais e simuladas é igual a 0,98% para a RA-2 ($I_{\text{MEDIDA}} = 44,37\text{A}$ e $I_{\text{SIMULADA}} = 44,80\text{A}$) e, portanto está dentro da faixa admissível ($I_{\text{MÁXIMO}} = 45,73\text{A}$ e $I_{\text{MÍNIMO}} = 42,40\text{A}$) conforme a Tabela 6.4.

A Tabela 6.5 possui o mesmo formato da Tabela 6.4, entretanto representa valores de tensão no lugar dos valores de corrente.

Tabela 6.5 – Valores de tensão para o patamar da tarde em cada chave religadora.

Chaves	Tensão medida [kV]			Tensão simulada [kV]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	23,70	23,64	23,66	23,58	0,36%
RA-2	23,34	23,26	23,29	23,31	0,06%
RA-3	23,03	22,92	22,97	23,09	0,49%

FONTE – PRÓPRIA

A maior diferença entre as tensões reais (medidas) e simuladas é igual a 0,49% para a RA-3 ($V_{\text{MEDIDO}} = 22,97 \text{ kV}$ e $V_{\text{SIMULADO}} = 23,09 \text{ kV}$) conforme a Tabela 6.5.

Ainda para a RA-3, a tensão simulada situa-se 0,06 kV (ou 60 V) acima do limite máximo estabelecido $V_{\text{MÁXIMO}} = 23,03 \text{ kV}$. Como a transgressão da faixa estabelecida é muito pequena, não será considerado como significativo para o estudo.

6.2.3 Análise no patamar da ponta

A Tabela 6.6 e mostra as correntes reais (medidas) e simuladas para o patamar da ponta em cada chave religadora. Também é apresentada a diferença em porcentagem entre a corrente média (medida) e a corrente simulada.

Tabela 6.6 – Valores de corrente para o patamar da ponta em cada chave religadora.

Chaves	Corrente medida [A]			Corrente simulada [A]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	78,43	72,20	74,70	74,20	0,68%
RA-2	54,30	49,13	51,12	51,10	0,05%
RA-3	30,10	26,90	28,16	28,40	0,86%

FONTE – PRÓPRIA

Neste patamar de carga a maior diferença entre as correntes reais e simuladas é igual a 0,86% para a RA-3 ($I_{\text{MEDIDA}} = 28,16 \text{ A}$ e $I_{\text{SIMULADA}} = 28,40 \text{ A}$) e, portanto está dentro da faixa admissível ($I_{\text{MÁXIMO}} = 30,10 \text{ A}$ e $I_{\text{MÍNIMO}} = 26,90 \text{ A}$) conforme a Tabela 6.6.

A Tabela 6.7 possui o mesmo formato da Tabela 6.6, entretanto representa valores de tensão no lugar dos valores de corrente.

Tabela 6.7 – Valores de tensão para o patamar da ponta em cada chave religadora.

Chaves	Tensão medida [kV]			Tensão simulada [kV]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	23,77	23,57	23,67	23,55	0,52%
RA-2	23,45	23,27	23,36	23,21	0,67%
RA-3	22,96	22,80	22,84	22,96	0,50%

FONTE – PRÓPRIA

A maior diferença entre as tensões reais (medidas) e simuladas é igual a 0,67% para a RA-2 ($V_{\text{MEDIDO}} = 23,36 \text{ kV}$ e $V_{\text{SIMULADO}} = 23,21 \text{ kV}$) conforme a Tabela 6.7.

Ainda para a RA-2, a tensão simulada situa-se 0,06 kV (ou 60 V) abaixo do limite mínimo $V_{\text{MÍNIMO}} = 23,27 \text{ kV}$. Como a transgressão da faixa estabelecida é muito pequena, não será considerado como significativo para o estudo.

Até aqui estas análises demonstram que a simulação obtida condiz com a realidade e, portanto, os valores de impedâncias calculados a temperatura operacional de 50°C foram validados, pois estão muito próximos dos valores reais medidos.

6.3 Análise das consequências observadas à temperatura de 90°C

A análise das consequências observadas quando considerado a temperatura dos cabos protegidos por XLPE igual a 90°C foi realizada para a situação mais crítica, ou seja, em que há a maior demanda, que neste caso é o patamar da ponta. As Tabelas 6.8 e 6.9 mostram de forma semelhante às tabelas anteriores, os valores de correntes e tensões reais (medidos) e simulados, respectivamente.

Tabela 6.8 – Valores de corrente para o patamar da ponta em cada chave religadora a 90°C.

Chaves	Corrente medida [A]			Corrente simulada [A]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	78,43	72,20	74,70	74,30	0,54%
RA-2	54,30	49,13	51,12	51,20	0,15%
RA-3	30,10	26,90	28,16	28,50	1,22%

FONTE – PRÓPRIA

Tabela 6.9 – Valores de tensão para o patamar da ponta em cada chave religadora a 90°C.

Chaves	Tensão medida [kV]			Tensão simulada [kV]	Variação em % da média
	Máxima	Mínima	Média		
RA-1	23,77	23,57	23,67	23,54	0,55%
RA-2	23,45	23,27	23,36	23,18	0,79%
RA-3	22,96	22,80	22,84	22,92	0,32%

FONTE – PRÓPRIA

É importante lembrar que a simulação considerando a temperatura de 90°C é somente para os cabos protegidos por XLPE utilizados na rede compacta. Assim em trechos de rede convencional que não há valores de impedância calculados para 90°C, não é esperado diferenças nas simulações a 50°C e 90° e, portanto os valores da RA-1 (alocada ao final do trecho 1 que é composto somente por rede convencional, conforme a Figura 6.1) devem ser iguais para ambas as simulações.

Os valores de tensão e corrente em cada chave religadora obtidos na simulação considerando a temperatura de 90°C são semelhantes aos obtidos à temperatura de 50°C, por exemplo, para a RA-2 a 50°C tem-se uma corrente de 51,1A e tensão de 23,21 kV e para 90°C tem-se uma corrente 51,2A e tensão 23,18 kV. Isto ocorre devido à baixa corrente nos trechos de rede compacta (aproximadamente 50A).

A diferença das impedâncias de sequência positiva para as temperaturas de 50°C e 90°C é pequena ($Z_{50^{\circ}\text{C}} = 0,1845 + j0,2667 [\Omega/\text{km}]$ e $Z_{90^{\circ}\text{C}} = 0,2107 + j0,2667 [\Omega/\text{km}]$) e, portanto, diferenças significativas no fluxo de potência são notadas apenas para correntes mais elevadas. Outra observação é que, como já comentado, somente existe diferença na parte resistiva tanto para a impedância de sequência positiva quanto de sequência zero, sendo que a indutância permanece inalterada com a variação da temperatura.

6.3.1 Análise do perfil de tensão

Tendo em vista o perfil de tensão até o ponto mais distante da subestação e projetando a demanda da região para um horizonte de 5 anos (considerando a taxa de crescimento de 4% a.a.), é possível plotar o gráfico da tensão [%] *versus* distância da SE [km] para as temperaturas de 50°C e 90°C, conforme as Figuras 6.2 e 6.3, respectivamente

Figura 6.2 – Perfil de tensão no ano horizonte, do alimentador com parâmetros a 50°C.

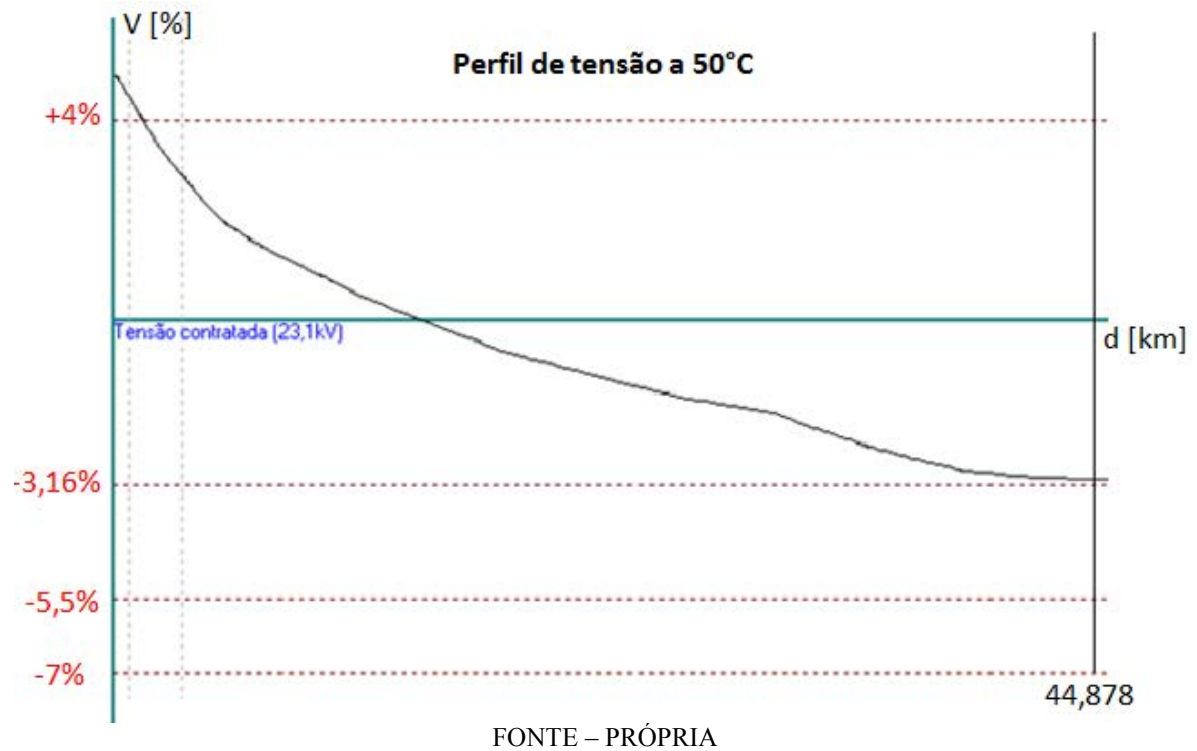
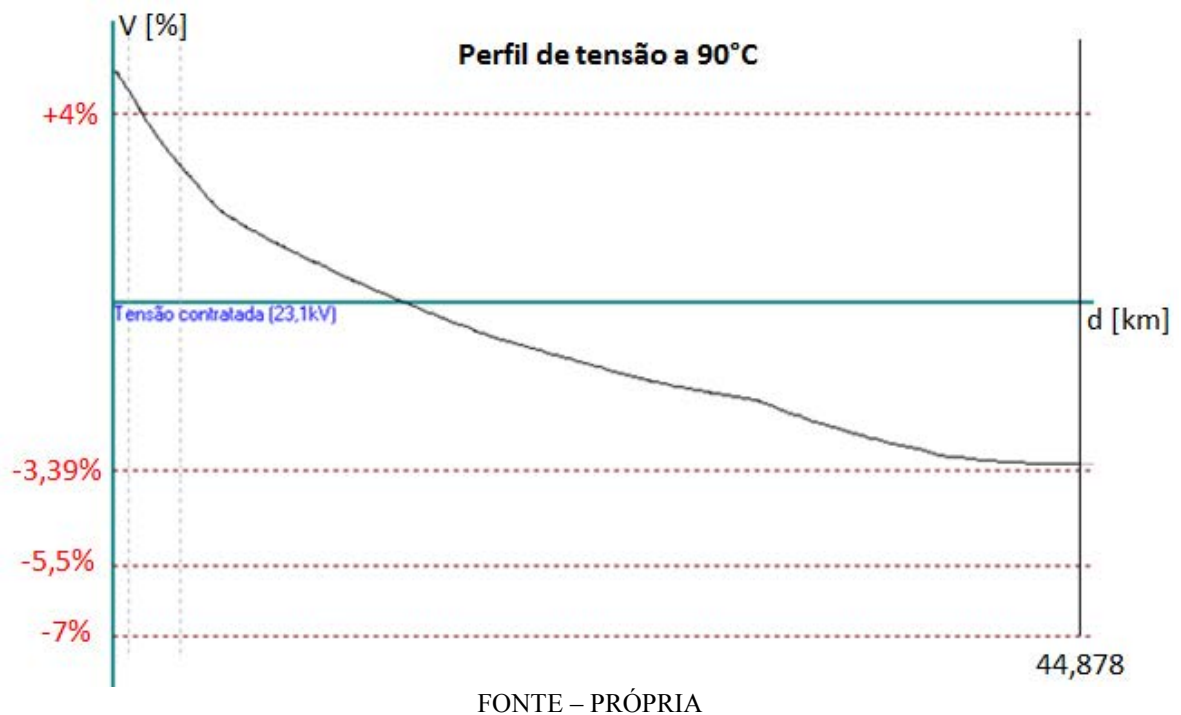


Figura 6.3 – Perfil de tensão no ano horizonte, do alimentador com parâmetros a 90°C.



Para as Figuras 6.2 e 6.3 a tensão na saída da SE é igual a 24,23 kV (Tabela 6.1). A Figura 6.2 mostra que para a temperatura de 50°C, o ponto mais distante da SE (44,878 km de distância) terá uma queda de tensão de 3,16% em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado será de 22,369 kV.

De forma semelhante à Figura 6.2, a Figura 6.3 mostra que para a temperatura de 90°C, o ponto mais distante da SE terá uma queda de tensão de 3,39% também em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado será de 22,318 kV.

Nota-se uma diferença de 51 V (diferença entre as tensões 22,369 kV e 22,318 kV), ou seja, 0,23% e, portanto, poder ser desconsiderada sendo que representa uma diferença mínima se considerado a classe de tensão do alimentador.

6.3.2 Análise das perdas elétricas

O cálculo das perdas elétricas é realizado através do software descrito no capítulo 4. As perdas elétricas do sistema são analisadas de duas formas, em relação à potência e em relação à energia consumida.

Primeiramente em termos de potência, as perdas elétricas também foram projetadas para um horizonte de 5 anos, considerando a taxa de crescimento de carga igual a 4% a.a. A Tabela 6.10 mostra os valores simulados para as temperaturas estudadas.

Tabela 6.10 – Relatório de perdas para os anos base e horizonte em termos de potência.

Temperatura [°C]	Perdas em kW	
	2014	2019
50	203,0	286,8
90	209,4	295,6

FONTE – PRÓPRIA

A diferença observada das perdas elétricas em relação à potência para as temperaturas de 50°C e 90°C, tanto para o ano base quanto para o ano horizonte, é de aproximadamente 3%, ou seja, a diferença se manteve constante, mesmo que a corrente total do alimentador tenha aumentado de 277A (corrente total para o ano base) para 328A (corrente total para o ano horizonte).

Se analisado agora as perdas elétricas totais em termos de energia, e projetando-as também até o final do horizonte com a mesma taxa de crescimento de carga de 4% a.a., obtêm-se os valores, ano a ano, em kWh mostrado na Tabela 6.11.

Tabela 6.11 – Relatório de perdas ano a ano até o final do horizonte em termos de energia.

Temperatura [°C]	Perdas em kWh ano a ano						TOTAL
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
50	516.054	552.749	592.053	634.152	679.245	727.544	3.701.798
90	531.352	569.248	609.848	653.343	699.940	749.861	3.813.592

FONTE – PRÓPRIA

Nota-se que para as perdas totais em relação à energia a diferença entre os casos das temperaturas de 50°C e 90°C também se manteve constante e igual a 3%.

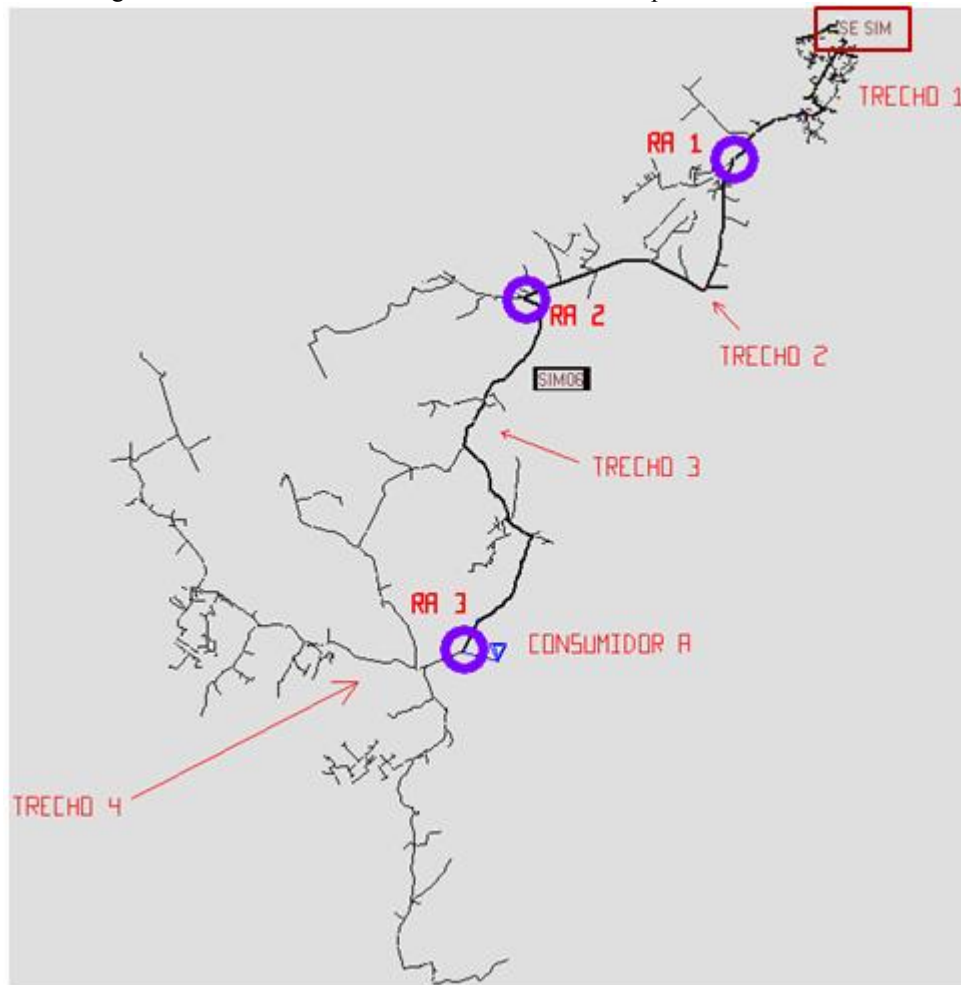
Se considerado o preço do MWh fixado em R\$103,00, ao final do ano horizonte, o impacto das perdas para a empresa será de R\$ 381.285,19 e R\$ 392.799,98, para o caso das temperaturas de 50°C e 90°C, respectivamente, ou seja, representaria uma diferença de R\$ 11.514,78 para a empresa.

Vale a ressalva que mesmo que estas diferenças entre as perdas obtidas com a temperatura operacional de 50°C e a temperatura máxima do condutor protegido de 90°C sejam pequenas em termos de porcentagem, representam um impacto significativo quando relacionado o preço do MWh. Também é importante lembrar que a diferença obtida em reais (R\$ 11.514,78) refere-se a apenas um alimentador entre os milhares que a empresa possui em seu portfólio.

6.4 Acréscimo de demanda – conexão de um novo consumidor

O novo consumidor é denominado de Consumidor A e será conectado ao final do trecho 3, conforme mostrado no diagrama unifilar apresentado na Figura 6.4. A demanda contratada deste novo consumidor é de 2000 kVA com fator de potência de 92%.

Figura 6.4 – Diagrama unifilar do alimentador SIM06 ilustrando o ponto de conexão do consumidor A.



FONTE – PRÓPRIA

6.4.1 Análise do perfil de tensão para o ano base

A primeira análise realizada foi um mapeamento do perfil de tensão. Considerando o perfil de tensão até o ponto mais distante da subestação para o ano base (2014) é plotado o gráfico da tensão [%] *versus* distância da SE [km] para as temperaturas de 50°C e 90°C, conforme as Figuras 6.5 e 6.6, respectivamente.

Figura 6.5 – Perfil de tensão do alimentador no ano base, com parâmetros a 50°C.

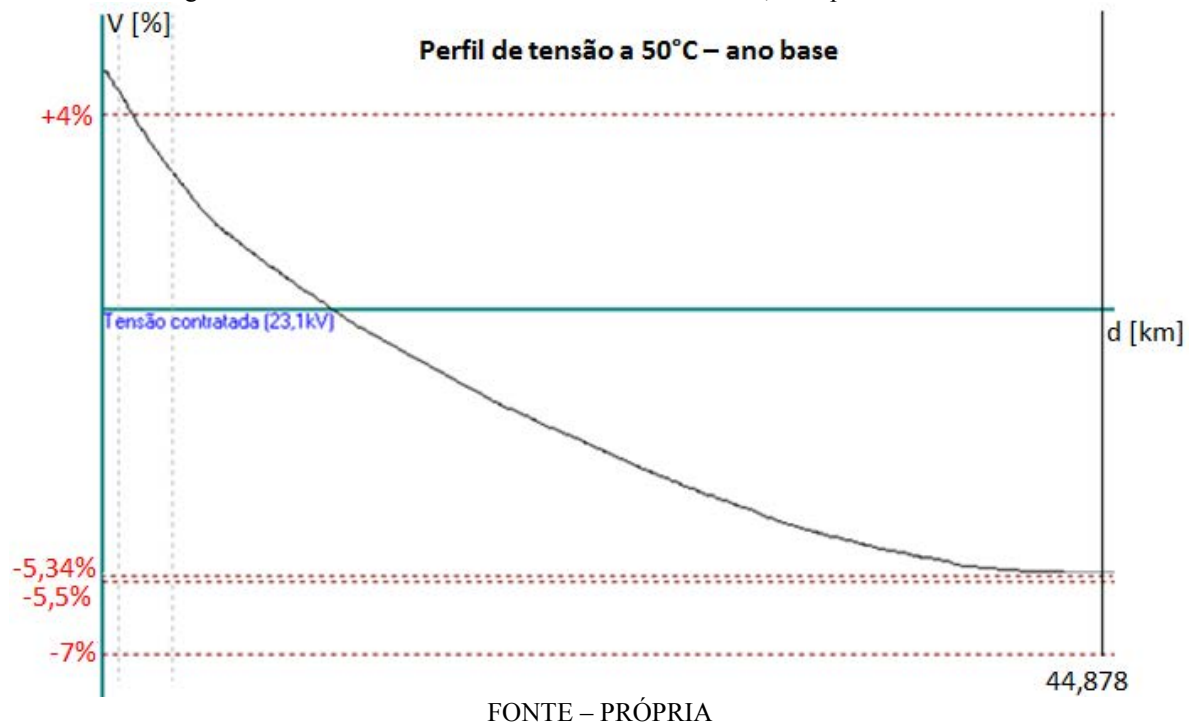
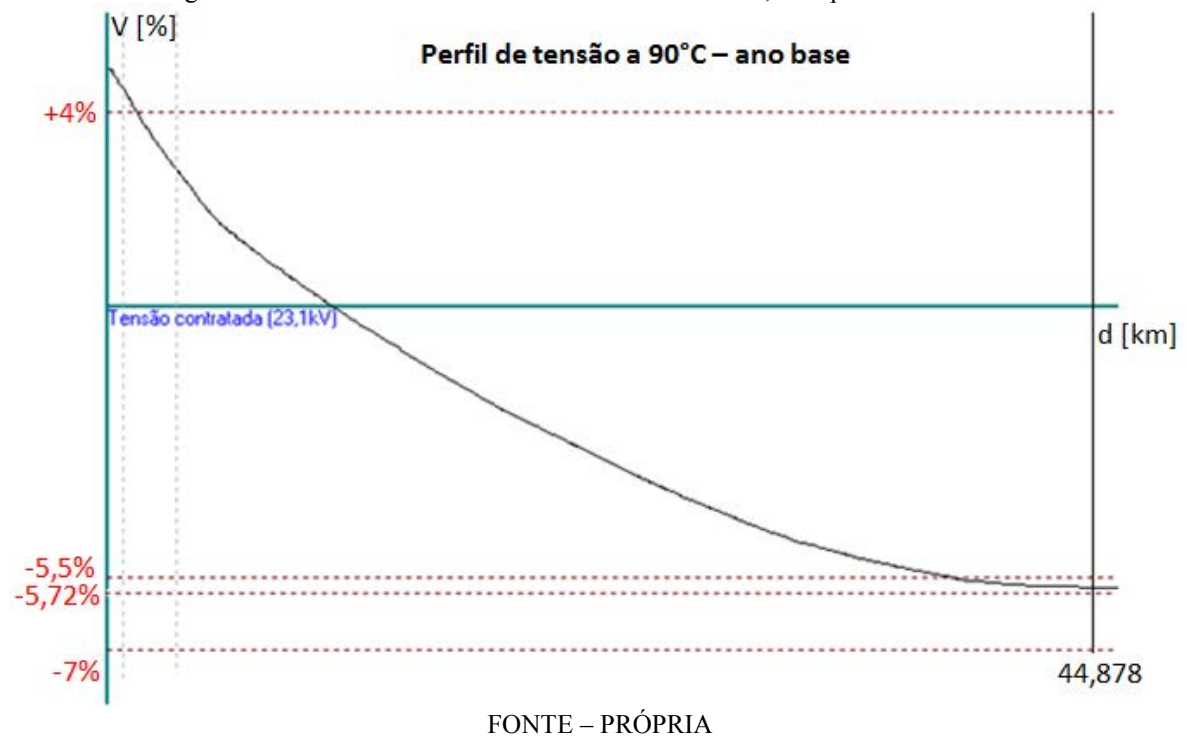


Figura 6.6 – Perfil de tensão do alimentador no ano base, com parâmetros a 90°C.



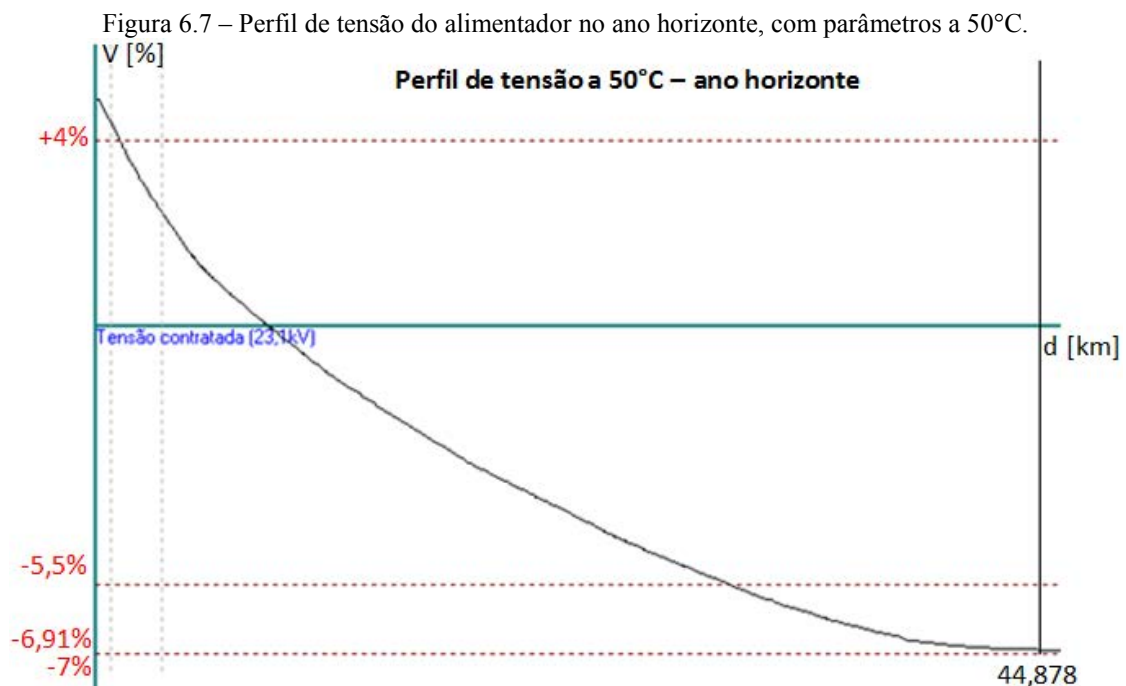
A tensão na saída da SE é igual a 24,23 kV (Tabela 6.1). A Figura 6.5 mostra que para a temperatura de 50°C, o ponto mais distante da SE (44,878 km de distância) tem uma queda de tensão de 5,34% em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado é de 21,866 kV

De forma semelhante à Figura 6.5, a Figura 6.6 mostra que para a temperatura de 90°C, o ponto mais distante da SE terá uma queda de tensão de 5,72%, também em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado será de 21,779 kV.

Nota-se uma diferença de 87 V (diferença entre as tensões 21,866 kV e 21,779 kV), ou seja, 0,38% e, portanto, também poder ser desconsiderada sendo que representa uma diferença mínima se considerado a classe de tensão do alimentador. Outra observação é de que esta diferença (entre as tensões no final do alimentador para a temperatura de 50°C e 90°C) aumentou de 0,23% para o caso sem o Consumidor A para os 0,38% deste caso, o que indica o início de uma tendência de crescimento desta diferença com o aumento da corrente elétrica do alimentador.

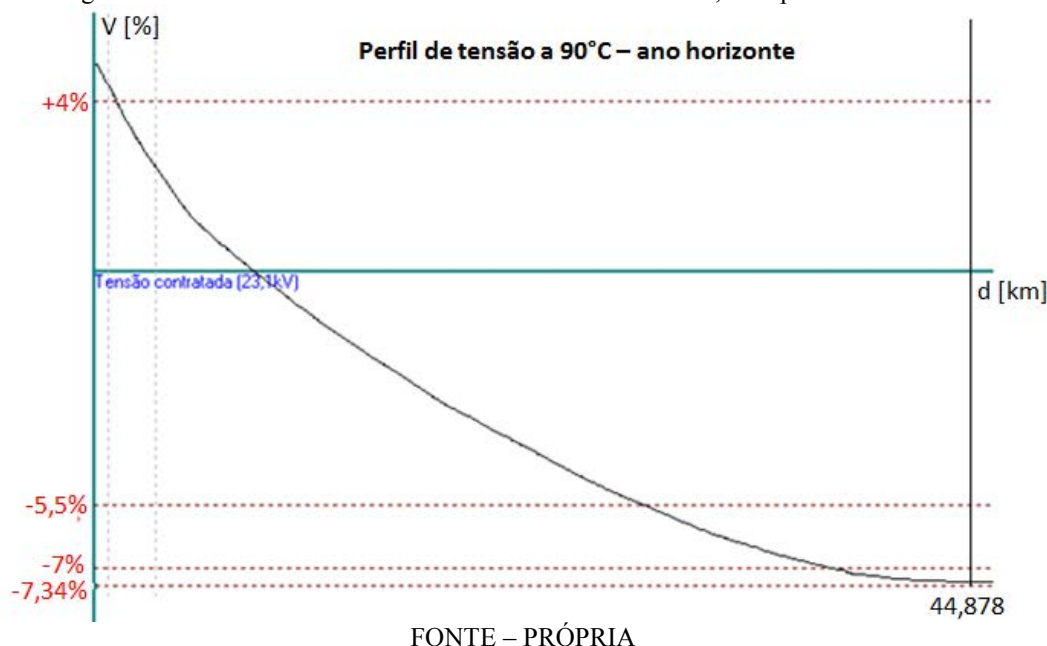
6.4.2 Análise do perfil de tensão para um horizonte de 5 anos

A segunda análise realizada foi um mapeamento do perfil de tensão, semelhante à análise anterior. Entretanto considera o perfil de tensão até o ponto mais distante da subestação para um horizonte de 5 anos, ou seja, o ano de 2019, com uma taxa de crescimento de 4% a.a. Desta forma, é plotado o gráfico da tensão [%] *versus* distância da SE [km] para as temperaturas de 50°C e 90°C, conforme as Figuras 6.7 e 6.8, respectivamente.



FONTE – PRÓPRIA

Figura 6.8 – Perfil de tensão do alimentador no ano horizonte, com parâmetros a 90°C.



A Figura 6.7 mostra que para a temperatura de 50°C, o ponto mais distante da SE (44,878 km de distância) terá uma queda de tensão de 6,91% em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado será de 21,504 kV

De forma semelhante à Figura 6.7, a Figura 6.8 mostra que para a temperatura de 90°C, o ponto mais distante da SE terá uma queda de tensão de 7,34%, também em relação à tensão de referência (23,1 kV), ou seja, a tensão no ponto analisado será de 21,405 kV.

Nota-se uma diferença de 99 V (diferença entre as tensões 21,504 kV e 21,405 kV), ou seja, 0,43%. É importante ressaltar que a simulação do fluxo de potência para o caso real sem acréscimo de demanda no ano horizonte (Figuras 6.2 e 6.3), a diferença observada entre as temperaturas de 50°C e 90°C é de 0,23%. Para o caso simulado com acréscimo de demanda, também para o ano horizonte (Figuras 6.7 e 6.8), essa diferença sobe para 0,43%, ou seja, quase o dobro da diferença anterior.

Quando o perfil de tensão ultrapassa a linha de 7%, que é o caso da Figura 6.8, há uma transgressão do limite estabelecido pela resolução n° 505 da ANEEL e a concessionária está passível de penalidades. Dessa forma a concessionária deve tomar alguma ação imediata para mitigar a transgressão, implicando gastos adicionais para a empresa.

Neste caso em específico se considerado os parâmetros 50°C, o nível de tensão está dentro do admissível e não há necessidade de nenhuma obra na rede tanto para o ano base

quanto para o ano horizonte. Mas se considerados os parâmetros a 90°C a queda de tensão ultrapassa os 7% estabelecidos pela resolução nº505 da ANEEL no ano horizonte.

Até aqui as análises comprovam que as divergências entre os fluxos de potência gerados para temperatura operacional de 50°C e a temperatura máxima do condutor protegido de 90°C seguem uma tendência de aumentar conforme o aumento da corrente do alimentador. Por exemplo, para o caso sem o Consumidor A, há uma diferença de 0,23% (diferença entre as tensões no final do alimentador para a temperatura de 50°C e 90°C). Para o caso com o consumidor A, mas no ano base, esta diferença subiu para 0,38%. E para este caso (com Consumidor A no ano horizonte) a diferença subiu para o 0,43%.

Por mais que neste caso as diferenças entre as tensões no final do alimentador para a temperatura de 50°C e 90°C sejam pequenas, foi possível concluir que quanto maior corrente (carregamento) do alimentador, maiores serão as diferenças e assim um estudo deste tipo se mostra importante.

6.4.3 Análise das perdas elétricas

Primeiramente é analisado as perdas elétricas em termos de potência, projetadas para um horizonte de 5 anos, considerando uma taxa de crescimento de 4% a.a. A Tabela 6.12 mostra os valores simulados para as temperaturas estudadas.

Tabela 6.12 – Relatório de perdas para os anos base e horizonte em termos de potência.

Temperatura [°C]	Perdas em kW	
	2014	2019
50	401,0	523,1
90	422,0	549,1

FONTE – PRÓPRIA

A diferença observada das perdas elétricas em relação à potência para as temperaturas de 50°C e 90°C, tanto para o ano base quanto para o ano horizonte, é de aproximadamente 4,9%, ou seja, a diferença se manteve constante, mesmo que a corrente total do alimentador tenha aumentado de 331A (corrente total para o ano base) para 384A (corrente total para o ano horizonte).

Analisando o estudo real sem acréscimo de demanda (correntes totais iguais a 277A e 328A para os anos base e horizonte, respectivamente). Nota-se que as perdas elétricas em termos de potência aumentam de modo linear com o aumento da corrente, sendo que a

diferença entre das perdas para as temperaturas de 50°C e 90°C se manteve constante e igual a 3%. O mesmo fenômeno foi observado quando analisado o caso com acréscimo de demanda, entretanto a diferença entre das perdas para as temperaturas de 50°C e 90°C foi de 4,9%.

O aumento de 1,9% (de 3% para 4,9%) na diferença entre as perdas para as temperaturas de 50°C e 90°C é consequência do aumento não linear da corrente ao longo do alimentador, introduzido pela conexão do novo consumidor.

Se analisado agora perdas elétricas totais em termos de energia, e projetando-as também até o final do horizonte, obtêm-se os valores, ano a ano, em kWh mostrado na Tabela 6.11.

Tendo em vista agora as perdas elétricas totais em termos de energia, e projetando-as também até o final do horizonte com a mesma taxa de crescimento de carga de 4% a.a., obtêm-se os valores, ano a ano, em kWh mostrado na Tabela 6.13.

Tabela 6.13 – Relatório de perdas elétricas ano a ano até o final do horizonte.

Temperatura [°C]	Perdas em kWh ano a ano						TOTAL
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
50	1.019.730	1.074.912	1.133.080	1.194.396	1.259.030	1.327.162	7.008.311
90	1.071.081	1.128.888	1.189.816	1.254.032	1.321.714	1.393.048	7.358.579

FONTE – PRÓPRIA

Nota-se que para perdas totais em relação à energia a diferença entre os casos das temperaturas de 50°C e 90°C se manteve constante e igual a 4,7%.

Se considerado o preço do MWh fixado em R\$103,00, ao final do ano horizonte, o impacto das perdas para a empresa será de R\$ 721.856,03 e R\$ 757.933,64, se considerados as temperaturas de 50°C e 90°C, respectivamente, ou seja, uma diferença de R\$ 36.077,60.

Analisando um contexto mais geral, nota-se que as perdas elétricas, seja em termos de potência ou em termos de energia, aumentam linearmente com o aumento da corrente total do alimentador. Entretanto quando analisado, por exemplo, a conexão de novo consumidor, as perdas aumentam de forma não linear, sendo necessário a realização de estudos mais detalhados.

6.4.4 Análise dos valores de curto circuito

Os estudos de curto circuito fazem parte do parecer de acesso que a concessionária realiza quando é formalizado um pedido de conexão de um novo consumidor, conforme regulamentado no PRODIST, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição.

A Tabela 6.14 mostra os valores de curto circuito obtidos no ponto de conexão do Consumidor A para o caso das temperaturas a 50°C e 90°C.

Tabela 6.14 – Relatório de curto-circuito no ponto de conexão do novo consumidor.

Tipo de curto-circuito	Valores de curto-circuito em [A]	
	50 °C	90 °C
Trifásico simétrico/assim	919 / 1194	907 / 1153
Fase-fase simétrico/assim	796 / 1034	785 / 999
Fase-terra simétrico/assimétrico		
- resist. de aterramento 0 ohm	460 / 617	458 / 609
- resist. de aterramento 40 ohm	234 / 240	233 / 238

FONTE – PRÓPRIA

Analisando o pior caso, que é o curto circuito trifásico assimétrico, os valores simulados para a temperatura de 50°C e 90°C, são de 1194 A e 1153 A, respectivamente (diferença de aproximadamente 3%). Assim é perceptível que a temperatura considerada para os condutores não possui uma forte influência sobre os valores de curto circuito, visto a ordem de grandeza dos valores das correntes de curto.

7 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi realizada uma análise detalhada das consequências observadas em estudos de queda de tensão, curto circuito e perdas elétricas, quando considerado temperaturas diferentes para as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero de condutores utilizados na rede de distribuição primária. Para isso, inicialmente é apresentado uma metodologia de cálculo e são detalhados os fatores que influenciam os valores finais.

A metodologia apresentada aborda de maneira prática os principais fatores que influenciam direta ou indiretamente os valores das impedâncias. Inicialmente foi tratado o efeito da temperatura sobre os valores das impedâncias de sequência e posteriormente foram analisadas as consequências observadas no fluxo de potência gerado quando considerado valores das impedâncias em temperaturas diferentes.

Notou-se que para os condutores utilizados na rede de distribuição primária, o efeito “Skin” (ou efeito pelicular) não é significativo, podendo ser desconsiderado, pois a área de seção transversal destes condutores é relativamente pequena, assim o fator de correção do efeito Skin será desprezado.

Foi observado que, tanto para a sequência positiva quanto para a sequência zero, a variação da temperatura dos condutores altera apenas a resistência e, portanto, as indutâncias se mantêm constantes. Também foi confirmada a tendência de aumento das resistências de sequência conforme o aumento da temperatura. Como exemplo tem-se o condutor protegido por XLPE de 185 mm^2 que possui impedância de sequência positiva a 50°C e 90°C , respectivamente iguais a $Z_{50^\circ\text{C}} = 0,1845 + j0,2667[\Omega/\text{km}]$ e $Z_{90^\circ\text{C}} = 0,2107 + j0,2667[\Omega/\text{km}]$.

Em seguida, foi realizado um estudo de caso de um alimentador real e analisado estudos de queda de tensão e perdas elétricas em cada temperatura. Considerando as impedâncias dos condutores protegidos por XLPE a temperatura operacional de 50°C , simulou-se o fluxo de potência, e assim as tensões e correntes obtidas foram comparadas com medições reais. Neste caso, notou-se que a simulação obtida condiz com a realidade e, portanto, os valores de impedâncias a temperatura operacional foram validados.

A partir do pressuposto que os valores de impedâncias a temperatura operacional foram validados, foi possível realizar simulações a outras temperaturas (no caso, a temperatura máxima de operação do condutor). Obteve-se resultados de queda de tensão semelhantes ao caso da temperatura operacional, devido a corrente nos trechos de rede compacta (onde se utiliza o condutor protegido por XLPE) ser relativamente baixa (50A aproximadamente).

Em seguida foi simulado o caso de acréscimo de demanda do alimentador e, portanto da corrente total, sendo representado pela conexão de um novo consumidor. Neste caso quando considerado a temperatura operacional da rede, a queda de tensão no ponto mais distante da subestação é de -6,91% e, portanto está dentro do limite estabelecido pela resolução nº 505 ANEEL. Porém, quando considerado a temperatura máxima de operação do condutor protegido por XLPE (90°C), a queda de tensão no mesmo ponto ultrapassa o limite legal de -7% e, portanto a concessionária está passível de penalidades e deve realizar obras para mitigar a transgressão, o que implica maiores gastos para a empresa.

Por mais que neste trabalho as diferenças obtidas entre as os fluxos de potência gerados para a temperatura operacional do sistema de 50°C e a temperatura máxima do condutor protegido de 90°C sejam pequenas quando comparadas em valores absolutos, é possível concluir a tendência que quanto maior corrente elétrica (carregamento) do alimentador, maiores serão as discrepâncias.

Portanto, em casos de alimentadores com elevados carregamentos é imprescindível que os estudos devam considerar não somente a temperatura máxima operacional do condutor protegido, que por muitas vezes é uma temperatura de projeto e que não será atingida em regime normal de operação da rede, mas também a temperatura mais próxima da qual os condutores estarão submetidos.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 505:** estabelecem de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. Brasília. 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL 345:** procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8: Qualidade de Energia. Brasília. 2008.
- BOMBASSARO, P. R. **Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Elétrico** – Norma Técnica. Documento: 3667. CPFL, 2012.
- BOMBASSARO, P. R. **Rede Primária Condutores Nus 15kV e 25kV – Estruturas Básicas – Montagem** – Padrão Norma Técnica. Documento: 10640. CPFL, 2013.
- SIMÕES, A. C. **Cálculo de impedâncias de sequência e queda de tensão em rede distribuição primária – Rede Compacta** – Estudo. Documento: 001. CPFL, 1999.
- DIAS, E. B. **Planejamento de Subestações** – Orientação Técnica. Documento: 2331. CPFL, 2013.
- WESTINGHOUSE ELETRIC Co. **Electrical Transmission and Distribution Reference Book**. East Pittsburgh, PA, 1964.
- FAWWAZ T. ULABY: tradução José Lucimar do Nascimento, **Eletromagnetismo para engenheiros**. - Porto Alegre: Bookman 2007.
- FISCHER, Pedro Armando, **Tratado Teórico e Prático sobre Curto Circuitos**. Porto Alegre: São Cristóvão, 2002.
- KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos C. Barioni; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas Elétricos de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2005.
- J. R. Carson, **Wave propagation in overhead wires with ground return**. Bell System Technical Journal, 1926, in Proc. of the 32nd North American Power Symposium, Waterloo – Ontário, Canadá, Out. 23-47, 2000, pp. 65-80.