

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**WAGNER ROSA**

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO  
DOS SISTEMAS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE ATERRAMENTO DAS  
SUBESTAÇÕES**

**CURITIBA**

**2022**

**WAGNER ROSA**

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO  
DOS SISTEMAS ELÉTRICOS NOS SISTEMAS DE ATERRAMENTO DAS  
SUBESTAÇÕES**

**Methodology to Evaluate the Consequences of Expansion of Electrical  
Systems in Substation Grounding Systems**

Dissertação apresentada como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia - Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen

**CURITIBA**

**2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



**Ministério da Educação  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Campus Curitiba**



WAGNER ROSA

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS  
NOS SISTEMAS DE ATERRAMENTO DAS SUBESTAÇÕES**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 06 de Julho de 2022

Dr. Paulo Cicero Fritzen, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Ghendy Cardoso Junior, Doutorado - Universidade Federal de Santa Maria (Ufsm)

Dr. Ulisses Chemin Netto, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 08/07/2022.

Dedico este trabalho à minha família, pelos  
momentos de ausência.

## **AGRADECIMENTOS**

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas e/ou instituições às quais presto minha homenagem. Certamente esses parágrafos não irão atender a todas as pessoas que fizeram parte dessa importante fase de minha vida. Portanto, desde já peço desculpas àquelas que não estão presentes entre estas palavras, mas elas podem estar certas que fazem parte do meu pensamento e de minha gratidão.

À minha família, pelo carinho, incentivo e total apoio em todos os momentos da minha vida.

Ao meu orientador, que me mostrou os caminhos a serem seguidos e pela confiança depositada.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Enfim, a todos os que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

Ninguém educa ninguém,  
ninguém educa a si mesmo,  
os homens se educam entre si,  
mediatizados pelo mundo.  
(FREIRE, Paulo, 1993).

## RESUMO

Fatores como o crescimento econômico, crescimento populacional e mudanças de hábitos de consumo levam a uma constante elevação dos níveis de consumo de energia elétrica. Esse constante aumento do consumo faz com que seja necessário expandir rotineiramente os sistemas de geração, transmissão e distribuição com vistas atender essa demanda crescente. Essa rotineira expansão dos sistemas elétricos altera as características do próprio sistema, alterando dessa forma, fluxos de potência e níveis de curto-circuito. Essas alterações podem levar determinados sistemas a uma superação, sendo necessário realizar alguma intervenção de modo a dotar esses sistemas das características necessárias ao pleno funcionamento nas novas condições exigidas. Um dos sistemas que acabam, muitas vezes, sendo superados são os sistemas de aterramento das subestações. Considerando que estes sistemas têm função relacionada à segurança das pessoas, torna-se muito importante acompanhar e estudar os impactos da expansão dos sistemas elétricos no que se refere aos sistemas de aterramento, além de desenvolver uma metodologia para a realização de diagnóstico da condição das malhas existentes. Na impossibilidade de realizar a medição da resistividade do solo nos platôs das subestações já existentes e em funcionamento, foram realizadas medições em terrenos nas imediações de uma subestação recentemente construída, da qual eram conhecidos todos os elementos de projeto, com o objetivo de verificar se a medição de resistividade nas imediações de uma subestação pode ser considerada representativa para subestação em questão. Na sequência esse método foi replicado para uma subestação antiga. Os levantamentos de campo e o tratamento dos dados obtidos nestes levantamentos serviram para a determinação da resistência de malha das subestações. Para a verificação da superação da malha de terra de uma subestação é necessário conhecer, além da resistência de malha, todo o sistema de aterramento dessa subestação, a distribuição da corrente de falta nas diferentes partes desse sistema e a corrente de malha, sendo a corrente de malha a responsável pelo surgimento das tensões de passo e toque ao longo do platô da subestação. Com o objetivo de determinar a corrente de malha foram modelados os sistemas de aterramento dessas subestações no EMTP/ATP, inclusive tendo sido modelados os aterramentos das linhas de transmissão conectadas às subestações de interesse, uma vez que seus cabos guarda, torres e resistências de pé de torre fazem parte do sistema de aterramento das subestações. A medição no entorno da subestação mostrou-se representativa ao platô podendo, dessa forma, ser utilizada quando não houver o registro das medições da fase de projeto. Por sua

vez, a modelagem do sistema de aterramento da subestação no EMTP/ATP mostrou-se uma forma bastante eficaz para a determinação da corrente de malha. Com a determinação das correntes de malha das subestações de interesse foi possível verificar a superação da malha de uma das subestações. As proposições iniciais deste trabalho buscavam verificar os impactos das constantes ampliações dos sistemas elétricos para as malhas de terra das subestações e o desenvolvimento de uma metodologia para a verificação de possíveis superações em subestações antigas, sendo é possível entender que os objetivos foram atendidos.

**Palavras-chave:** superação de sistemas elétricos; expansão dos sistemas elétricos; sistemas elétricos de potência; aterramento elétrico; projetos elétricos.



## ABSTRACT

Factors such as economic growth, population growth and changes in consumption habits lead to a constant increase in electricity consumption levels. This constant increase in consumption makes it necessary to routinely expand generation, transmission and distribution systems in order to meet this growing demand. This routine expansion of electrical systems alters the characteristics of the system itself, thus altering power flows and short-circuit levels. These changes can lead certain systems to overcome, being necessary to carry out some intervention in order to endow these systems with the characteristics necessary for full operation in the new required conditions. One of the systems that end up, many times, being overcome is the grounding systems of the substations. Considering that these systems have a function related to the safety of people, it is very important to monitor and study the impacts of the expansion of electrical systems with regard to grounding systems, in addition to developing a methodology for carrying out a diagnosis of the condition of the grids. existing. As it was impossible to measure the soil resistivity on the plateaus of existing and operating substations, measurements were carried out on land in the vicinity of a recently built substation, of which all the design elements were known, with the objective of verifying whether the Resistivity measurement in the vicinity of a substation can be considered representative for the substation in question. Subsequently, this method was replicated for an old substation. The field surveys and the treatment of the data obtained in these surveys served to determine the mesh resistance of the substations. In order to verify the overcoming of the grounding system of a substation, it is necessary to know, in addition to the grounding resistance, the entire grounding system of that substation, the distribution of the fault current in the different parts of this system and the mesh current, being the current of mesh responsible for the step and touch voltages along the substation plateau. In order to determine the mesh current, the grounding systems of these substations were modeled in the EMTP/ATP, including the grounding of the transmission lines connected to the substations of interest, since their guard cables and towers are part of the substations grounding system. The measurement around the substation proved to be representative of the plateau and, therefore, can be used when there is no record of measurements from the design phase. In turn, the modeling of the substation grounding system in EMTP/ATP proved to be a very effective way to determine the mesh current. With the determination of the mesh currents of the substations of interest, it was possible to verify the overcoming of the mesh of one of the substations. The initial propositions of this work sought to verify the impacts of the constant expansions of the electrical systems for

the earth grids of the substations and the development of a methodology for the verification of possible overruns in old substations, and it is possible to understand that the objectives were met.

**Keywords:** overcoming electrical systems; expansion of electrical systems; electric power systems; electrical grounding; electric projects.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gerador trifásico ligado em estrela e aterrado por meio de uma impedância $Z_n$ . . . . .	29
Figura 2 – Circuitos: (a) Sequência Positiva (b) Sequência Negativa . . . . .	30
Figura 3 – Circuito Sequência Zero . . . . .	30
Figura 4 – Circuitos equivalentes de sequência zero para transformadores trifásicos de dois enrolamentos . . . . .	31
Figura 5 – Diagrama de circuito para uma falta monofásica . . . . .	32
Figura 6 – Ligação dos circuitos de sequência para uma falta monofásica . . . . .	33
Figura 7 – Diagrama de circuito para uma falta bifásica . . . . .	34
Figura 8 – Ligação dos circuitos de sequência para uma falta bifásica . . . . .	35
Figura 9 – Diagrama de circuito para uma falta bifásica-terra . . . . .	36
Figura 10 – Ligação dos circuitos de sequência para uma falta bifásica-terra . . . . .	37
Figura 11 – Sistema não aterrado . . . . .	39
Figura 12 – Sistema diretamente aterrado . . . . .	40
Figura 13 – Quatro hastes cravadas no solo . . . . .	41
Figura 14 – Distribuição de corrente na profundidade $a$ . . . . .	42
Figura 15 – Croquis para as linhas de medição . . . . .	44
Figura 16 – Solo estratificado . . . . .	44
Figura 17 – Solo em duas camadas . . . . .	45
Figura 18 – Configuração de Wenner no solo de duas camadas . . . . .	46
Figura 19 – Curvas Típicas de Resistividade para Solos de Duas Camadas . . . . .	47
Figura 20 – Curva para $K$ negativos . . . . .	48
Figura 21 – Curva para $K$ positivos . . . . .	48
Figura 22 – Curvas de Endrenyi . . . . .	50
Figura 23 – Exemplo de sistema de aterramento de uma subestação . . . . .	52
Figura 24 – Sistema de aterramento sem cabos para-raios ou neutro. . . . .	53
Figura 25 – Sistema de aterramento com cabos para-raios ou neutro. . . . .	53
Figura 26 – Modelo completo de vão de linha de transmissão ou rede de distribuição . . . . .	55
Figura 27 – Distribuição da corrente de malha . . . . .	62
Figura 28 – Exemplo de projeto inicial de uma malha de terra . . . . .	63

Figura 29 – Representação: (a) do Sistema de Aterramento de uma Subestação (b) do seu Equivalente . . . . .	66
Figura 30 – Representação de uma linha de transmissão ou rede de distribuição conectada a uma subestação . . . . .	66
Figura 31 – Curva da redução percentual da impedância equivalente em função do número de vãos considerados . . . . .	67
Figura 32 – Caso base para análise da distribuição da corrente de curto-circuito fase-terra . . . . .	69
Figura 33 – Estratificação em 4 camadas através do <i>software</i> TecAt Plus . . . . .	73
Figura 34 – Curva da resistividade do solo medida na fase de projeto . . . . .	76
Figura 35 – Curva da resistividade do solo medida na fase de projeto com a linha de tendência . . . . .	77
Figura 36 – Curva K positivos para a medição de projeto . . . . .	77
Figura 37 – Curva $hxK$ para a medição na fase de projeto . . . . .	79
Figura 38 – Vista aérea das medições feitas na SE A1 230 kV em 30/09/2021 . . . . .	81
Figura 39 – Curva da resistividade do solo medida para este estudo . . . . .	83
Figura 40 – Curva K positivos para a medição de 30/09/2021 . . . . .	83
Figura 41 – Curva $hxK$ para a medição de 30/09/2021 . . . . .	85
Figura 42 – Vista aérea das medições feitas na SE B1 230 kV . . . . .	87
Figura 43 – Curva da resistividade do solo medida na SE B1 230 kV . . . . .	89
Figura 44 – Curva K positivos para a medição da SE B1 230 kV . . . . .	90
Figura 45 – Curva $hxK$ para a SE B1 230 kV . . . . .	91
Figura 46 – Dados do equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ANAFAS . . . . .	94
Figura 47 – Equivalente do circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV . . . . .	95
Figura 48 – Dados do equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ATP . . . . .	95
Figura 49 – Equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ATP . . . . .	95
Figura 50 – Equivalente de circuito para as barras 230 kV de A5 e A1 . . . . .	96
Figura 51 – Equivalente de circuito para as barras e LT 230 kV A5 - A1 . . . . .	96
Figura 52 – Linha trifásica do Modelo II Representando o Acoplamento Entre Fases . . . . .	98
Figura 53 – Telas de Parametrização de um dos Vãos da LT 230 kV A5-A1 . . . . .	101

<b>Figura 54 – Telas de Parametrização de um dos Vãos da LT 230 kV A1 - A7 . . . . .</b>	<b>105</b>
<b>Figura 55 – Telas de parametrização de um dos vãos da LT 230 kV A1 - A8 . . . . .</b>	<b>106</b>
<b>Figura 56 – Circuito equivalente para o sistema 230 kV conectado à SE A1 no ANAFAS107</b>	
<b>Figura 57 – Circuito 230 kV implementado no EMTP/ATP . . . . .</b>	<b>107</b>
<b>Figura 58 – Diagrama relativo à Subestação A1 230 kV encontrado no caso base ONS BR2212BF . . . . .</b>	<b>108</b>
<b>Figura 59 – Diagrama corrigido relativo à subestação A1 230 kV . . . . .</b>	<b>109</b>
<b>Figura 60 – Diagrama no EMTP/ATP das conexões reais 138 kV da Subestação A1</b>	<b>112</b>
<b>Figura 61 – Circuito Equivalente para o sistema 138 kV conectado à SE A1 no ANA- FAS. . . . .</b>	<b>113</b>
<b>Figura 62 – Exemplificação dos curto-circuitos aplicados ao sistema 138 kV no ANAFAS . . . . .</b>	<b>113</b>
<b>Figura 63 – Exemplificação dos curto-circuitos aplicados ao sistema 138 kV no EMTP/ATP . . . . .</b>	<b>114</b>
<b>Figura 64 – Diagrama relativo ao equivalente de sistema da subestação A1 230 kV .</b>	<b>116</b>
<b>Figura 65 – Exemplificação do nível de contribuição na corrente de falta dos capa- citores e reatores equivalentes . . . . .</b>	<b>119</b>
<b>Figura 66 – Implementação realizada no EMPT/ATP da subestação A1 e linhas as- sociadas . . . . .</b>	<b>121</b>
<b>Figura 67 – Diagrama relativo ao Equivalente de Sistema da Subestação B1 230 kV</b>	<b>127</b>
<b>Figura 68 – Implementação realizada no EMPT/ATP da subestação B1 e linhas as- sociadas . . . . .</b>	<b>130</b>
<b>Figura 69 – Fluxograma de dimensionamento da malha de terra . . . . .</b>	<b>138</b>

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução prevista das linhas de transmissão do SIN de 2022 a 2031 . . .	18
Tabela 2 – Evolução prevista do parque de transformação do SIN de 2022 a 2031. . .	18
Tabela 3 – Frequências típicas de ocorrência de curto-circuitos. . . . .	23
Tabela 4 – Ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico. . . . .	23
Tabela 5 – Número mínimo de linhas de medição. . . . .	43
Tabela 6 – Fator devido a assimetria da corrente de falta. . . . .	56
Tabela 7 – Resistividade do Material de Recobrimento. . . . .	57
Tabela 8 – Tipos de conexão e seus limites máximos de temperatura. . . . .	61
Tabela 9 – Dados de resistividade do solo da fase de projeto da SE A1 230 kV - Setor 230 kV. . . . .	72
Tabela 10 – Dados de resistividade do solo obtidos na fase de projeto da SE A1 230 kV - Setor 138 kV e casa de comando. . . . .	73
Tabela 11 – Estratificação do Solo da SE A1 230 kV considerando as medições da fase de projeto. . . . .	75
Tabela 12 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_1$ . . . . .	78
Tabela 13 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_2$ . . . . .	78
Tabela 14 – Dados Geométricos da Malha de Terra da SE A1 230 kV . . . . .	79
Tabela 15 – Medição resistividade do solo realizada em 30/09/2021 na SE A1 230 kV.	81
Tabela 16 – Cálculo das resistividades médias com as medições obtidas em 30/09/2021. . . . .	82
Tabela 17 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_1$ . . . . .	84
Tabela 18 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_2$ . . . . .	84
Tabela 19 – Comparação dos dados das duas medições. . . . .	86
Tabela 20 – Medição resistividade do solo realizada na SE B1 230 kV. . . . .	88
Tabela 21 – Cálculo das resistividades médias com as medições obtidas na SE B1 230kV. . . . .	89
Tabela 22 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_1$ . . . . .	90
Tabela 23 – Tabela de $k$ e $\frac{h}{a}$ para $a_2$ . . . . .	90
Tabela 24 – Dados Geométricos da Malha de Terra da SE B1 230 kV. . . . .	92

<b>Tabela 25 – Tabela com os dados equivalentes das barras A1 e A5 e da LT 230 kV A1 e A5. . . . .</b>	<b>97</b>
<b>Tabela 26 – Resumo das diferenças entre os sistemas para a LT 230 kV A5 - A1. . .</b>	<b>97</b>
<b>Tabela 27 – Dados construtivos das linhas de transmissão 230 kV conectadas na SE A1. . . . .</b>	<b>99</b>
<b>Tabela 28 – Dados dos condutores necessários para a realização deste estudo. . .</b>	<b>100</b>
<b>Tabela 29 – Valores medidos resistência pé de torre da LT 230 kV A5-A1. . . . .</b>	<b>102</b>
<b>Tabela 30 – Parâmetros elétricos da LT 230 kV A5 - A1 obtidos na modelagem no EMTP/ATP. . . . .</b>	<b>102</b>
<b>Tabela 31 – Comparativo entre os valores obtidos na modelagem e nos casos base.</b>	<b>104</b>
<b>Tabela 32 – Tabela com os valores equivalentes do sistema 230 kV. . . . .</b>	<b>107</b>
<b>Tabela 33 – Tabela comparativa dos resultados entre o sistema modelado e a referência. . . . .</b>	<b>108</b>
<b>Tabela 34 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 138 kV conectadas na SE A1. . . . .</b>	<b>110</b>
<b>Tabela 35 – Parâmetros das LDATs 138 kV levantados utilizando o EMTP/ATP. . . .</b>	<b>111</b>
<b>Tabela 36 – Tabela com os dados equivalentes do sistema 138 kV da subestação A1.</b>	<b>113</b>
<b>Tabela 37 – Tabela comparativa dos resultados entre o sistema modelado 138 kV e a referência. . . . .</b>	<b>115</b>
<b>Tabela 38 – Parâmetros elétricos dos autotransformadores da subestação A1 230 kV.</b>	<b>115</b>
<b>Tabela 39 – Geradores equivalentes para o circuito completo. . . . .</b>	<b>117</b>
<b>Tabela 40 – Linhas equivalentes para o circuito completo. . . . .</b>	<b>118</b>
<b>Tabela 41 – Transformadores equivalentes para o circuito completo. . . . .</b>	<b>119</b>
<b>Tabela 42 – Correntes de curto-circuito do sistema A1 completo . . . . .</b>	<b>122</b>
<b>Tabela 43 – Dados construtivos das linhas de transmissão 230 kV conectadas na SE B1. . . . .</b>	<b>124</b>
<b>Tabela 44 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 69 kV conectadas na SE B1 - 1ªParte. . . . .</b>	<b>124</b>
<b>Tabela 45 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 69 kV conectadas na SE B1 - 2ªParte. . . . .</b>	<b>125</b>
<b>Tabela 46 – Parâmetros das linhas conectadas à subestação B1 levantados utilizando o EMTP/ATP. . . . .</b>	<b>126</b>

<b>Tabela 47 – Geradores equivalentes para o circuito completo da subestação B1. . . . .</b>	<b>127</b>
<b>Tabela 48 – Linhas equivalentes para o circuito completo da subestação B1. . . . .</b>	<b>128</b>
<b>Tabela 49 – Transformadores equivalentes para o circuito completo da subestação B1. . . . .</b>	<b>128</b>
<b>Tabela 50 – Parâmetros elétricos dos transformadores da subestação B1 230 kV. . . . .</b>	<b>129</b>
<b>Tabela 51 – Correntes de curto-circuito no sistema completo da SE B1. . . . .</b>	<b>131</b>
<b>Tabela 52 – Níveis de curto-circuito na subestação A1. . . . .</b>	<b>133</b>
<b>Tabela 53 – Níveis de curto-circuito na subestação B1. . . . .</b>	<b>133</b>
<b>Tabela 54 – Correntes na malha da subestação A1. . . . .</b>	<b>135</b>
<b>Tabela 55 – Correntes na malha da subestação B1. . . . .</b>	<b>136</b>
<b>Tabela 56 – Novos patamares de potenciais permissíveis. . . . .</b>	<b>145</b>



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EMTP/ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LDAT	Linha de Distribuição de Alta Tensão
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
SIN	Sistema Integrado Nacional
SNPTEE	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>18</b>
1.1	Delimitação do tema	19
1.2	Problemas e premissas	20
1.3	Objetivos	21
1.3.1	Objetivo Geral	21
1.3.2	Objetivos Específicos	21
1.4	Justificativa	21
1.5	Estrutura de trabalho	22
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>23</b>
2.1	O curto-Circuito	23
2.1.1	Corrente de Curto-Circuito	24
2.1.2	Análise de Curto-Circuitos Equilibrados	24
2.1.3	Componentes Simétricas	25
2.1.4	Análise de curto-circuitos desequilibrados	28
2.1.5	Equacionamento de um curto-circuito	31
2.2	Princípios de Sistemas de Aterramento	37
2.2.1	Aterramento Elétrico	37
2.2.2	Tipos de Aterramento	38
2.2.3	O Solo e sua Resistividade	40
2.2.4	A Malha de Aterramento	51
2.3	DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA	65
2.3.1	Modelagem dos Circuitos de Aterramento das Linhas de Transmissão e Redes de Distribuição	65
2.3.2	Modelagem do Circuito de aterramento da Subestação	69
2.3.3	Modelo do Sistema de Aterramento Completo da Subestação e a Distribuição da Corrente de Falta Monofásica	69
<b>3</b>	<b>MATERIAIS E MÉTODOS</b>	<b>71</b>
3.1	Levantamentos de Campo e cálculos das resistências de malha de terra	71
3.1.1	Subestação A1 230/138 kV	71
3.1.2	Subestação B1 230/69 kV	86

<b>3.2</b>	<b>Modelagem dos sistemas de aterramento</b>	<b>92</b>
3.2.1	Modelagem e Validação da Modelagem do Sistema de Aterramento da Subestação A1 230 kV	93
3.2.2	Modelagem e Validação da Modelagem do Sistema de Aterramento da Subestação B1 230 kV	123
<b>3.3</b>	<b>Análise da possível superação das malhas de terra das subestações A1 e B1</b>	<b>131</b>
3.3.1	Verificação de Suportabilidade Térmica	132
3.3.2	Verificação das Tensões de Toque e Passo	133
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>138</b>
<b>4.1</b>	<b>Análise dos resultados da metodologia para determinação da resistividade do solo da subestação</b>	<b>138</b>
<b>4.2</b>	<b>Análise das dificuldades encontradas na modelagem das linhas</b>	<b>139</b>
<b>4.3</b>	<b>Análise dos resultados das modelagens dos sistemas no EMTP/ATP</b>	<b>140</b>
<b>4.4</b>	<b>Análise dos resultados dos potenciais calculados</b>	<b>141</b>
4.4.1	Redução dos Valores dos Potenciais que Surgem ao Longo da Malha	142
4.4.2	Aumento dos Valores dos Potenciais Permissíveis para essa subestação	144
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>146</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>148</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No que se refere à transmissão de energia elétrica no Brasil, no ano de 2022 contamos com um sistema de transmissão que interliga quase todo o território nacional e permite a eficiência da utilização das bacias hidrográficas, permitindo inclusive o escoamento da produção de energia para diferentes regiões geográficas do país.

Segundo (TOLMASQUIM, 2015) a estrutura do Sistema Integrado Nacional (SIN) é extensa e complexa refletindo de certa forma a dimensão continental do país, a dispersão das fontes primárias de energia pelo território nacional e as enormes distâncias entre os centros consumidores e os novos potenciais de energia, sejam hídricos, eólicos ou solares. É importante ressaltar que a complexidade também é decorrente da busca de conciliação entre interesses conflitantes, tais como economicidade e confiabilidade além das interligações regionais.

O SIN vem passando por inúmeras ampliações nas últimas décadas, podendo citar que em 2009, conforme dados levantados em (MME, 2009) a extensão do SIN era de 95.582 km e que em 2021, conforme (MME, 2021) a extensão havia passado para 175.273 km, ou seja teve uma expansão de 83,37% nesse período, e isso ocorreu em decorrência da necessidade de atendimento à crescente demanda por energia e a constante busca por maiores índices de confiabilidade.

Conforme dados levantados em (MME, 2021) é esperado no período de 2022 a 2031 um acréscimo de 33.634 km de linhas de transmissão e de 117.125 MVA de transformação, o que representa para essa década, um acréscimo de 19,18% na malha de transmissão e de 27,76% no parque de transformação.

As tabelas 1 e 2 apresentam a evolução prevista para o SIN no período de 2022 a 2031 para os diferentes níveis de tensão.

**Tabela 1 – Evolução prevista das linhas de transmissão do SIN de 2022 a 2031**

	800 kV CC	750 kV	600 kV CC	500kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
2021 (km)	9.204	2.683	12.816	68.583	6859	10.327	64.721	175.273
2031 (km)	12.124	2.683	12.816	86.763	6.946	11.885	75.690	208.907

Fonte: Adaptado de MME (2021)

**Tabela 2 – Evolução prevista do parque de transformação do SIN de 2022 a 2031.**

	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230kV	Total
Existente dez/21 (MVA)	24.897	196.552	30.892	54.820	114.718	421.879
Estimativa 2029 (MVA)	24.897	263.832	31.990	72.799	145.486	539.004

Fonte: Adaptado de MME (2021)

Essa constante expansão, com o aumento da potência instalada e o aumento da rede de transmissão altera constantemente a topologia da rede, sendo importante ressaltar que o cres-

cimento do sistema leva a uma modificação dos níveis de curto-circuito e também a alterações dos fluxos de potência ao longo da rede (ONS, 2014).

Esse processo contínuo de ampliações, que regularmente altera as características do sistema de transmissão, pode levar tanto os equipamentos quanto as instalações das subestações a serem superadas. Segundo (ONS, 2014) é função do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) conduzir anualmente o processo de levantamento de possíveis condições futuras de superação em decorrência das ampliações do sistema de transmissão, esse processo ocorre através do grupo de Trabalho de Análise da Superação de Equipamentos de Alta Tensão que é formado pelo ONS, os agentes de transmissão, geração e distribuição.

É importante também ressaltar que, não apenas os sistemas de transmissão são rotineiramente ampliados, sistemas de geração e distribuição também passam por constantes mudanças. Além do que, considerando que os sistemas de geração, transmissão e distribuição estão conectados é esperado que as ampliações em um desses sistemas possa interferir nos níveis de curto-circuito e nos fluxos de potência dos outros sistemas.

### **1.1 Delimitação do tema**

As constantes ampliações dos sistemas elétricos de potência, com novas conexões entre subestações, redundância das conexões existentes e instalação de novos transformadores, acabam alterando as características de impedância das redes e em consequência novos fluxos de potência podem ser estabelecidos assim como os níveis de curto-circuito. Dessa forma os subsistemas de uma subestação podem vir a ser superados diante dessas possíveis novas exigências. Entre os subsistemas que podem vir a ser superados, pode-se relacionar os equipamentos de páteo, ajustes e parâmetros de proteção, as estruturas de páteo, os sistemas auxiliares e a malha de terra.

O documento Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão (ONS, 2014) traz critérios para avaliação da possível superação de diferentes equipamentos e sistemas das subestações. Para as malhas de terra que são o objetivo são apresentados como motivos para considerar-se uma malha de terra superada:

- Aumento das tensões de toque e passo, em função dos novos níveis calculados de corrente na malha, com conseqüente redução das condições de segurança para pessoas e equipamentos durante um possível curto-circuito;
- Novos níveis calculados de correntes de curto-circuito na malha, sendo esses acima dos limites de suportabilidade térmica e mecânica dos condutores existentes.

A investigação da possível superação da malha de terra de uma subestação com a busca pela formulação e conseqüente validação de um método prático para essa investigação e as medidas mais adequadas para a efetiva correção deste tipo de problema são o escopo desse trabalho.

## 1.2 Problemas e premissas

A premissa adotada para a elaboração dessa pesquisa é a de que grande parte das subestações, seja de distribuição, transmissão ou geração, são muito antigas, segundo (BIANCHI; CAMARGO; SOUZA, 2001), no caso do Brasil, existem sistemas que datam da década de 70, porém não é difícil imaginar que existam sistemas ainda mais antigos.

Dessa premissa surgem alguns problemas, como citado por (CARVALHO *et al.*, 2007), vem ocorrendo no Brasil uma grande incidência de superação de equipamentos, devido ao fato de que grande parte do parque de transmissão data das décadas de 70 e 80 e também por consequência da rápida evolução dos sistemas elétricos.

Uma outra problemática que ocorre é que o Plano de Ampliações e Reforços (PAR), que o ONS elabora e encaminha ao poder concedente anualmente, indicando as ampliações e os reforços nas instalações de transmissão do SIN, necessárias para preservar ou atingir o adequado desempenho da rede, geralmente não indica a necessidade de reforço das infraestruturas das subestações.

É comum que seja apresentada no PAR, por exemplo, a necessidade de troca de um transformador numa subestação por outro de maior potência, ou mesmo indicar a instalação de um novo transformador numa subestação sem fazer menção à possível superação da malha de aterramento, ou mesmo levar em conta seu envelhecimento.

A partir das considerações anteriores, é possível imaginar que em certos casos, a malha de aterramento seja negligenciada pelas concessionárias de energia elétrica, quando das ampliações e reforços nas subestações, pelos seguintes fatores:

- Falta de documentação acerca do projeto da malha de terra e dos critérios adotados nesse projeto, para os casos de subestações antigas;
- Dificuldade de se levantar a real situação da malha de aterramento após longos anos de operação, sendo necessário para tal muitas vezes realizar o desligamento da subestação;
- Em consequência da dificuldade de levantamento da situação de malha, surge a dificuldade de se justificar, junto ao poder concedente, obras para melhoria desse sistema das subestações;
- Complexidade e custo de obras para adequação das malhas de aterramento em comparação com os preços do banco de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Considerando a premissa apresentada e as problemáticas mencionadas, esta dissertação propõe uma metodologia para verificar a adequabilidade das malhas de terra das antigas subestações frente aos atuais níveis de curto-circuito, que são consequências das expansões

que os sistemas elétricos de potência vêm sofrendo, buscando dessa forma garantir a segurança operacional e das pessoas.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral desta dissertação foi estudar a adequabilidade das malhas de terra existentes frente às exigências do atual sistema elétrico de potência.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Revisar na literatura os métodos atualmente utilizados para a verificação das malhas de terra em relação às novas exigências de corrente de curto-circuito;
- Desenvolver metodologia de teste para verificar possível superação das malhas de terra das subestações antigas;
- Verificar a situação das malhas de terra das antigas subestações quanto às novas exigências de corrente de curto-circuito;

### **1.4 Justificativa**

O correto dimensionamento do sistema de aterramento de uma subestação é fundamental para a segurança dos operadores e mantenedores, sendo que as constantes ampliações dos sistemas elétricos alteram as condições inicialmente previstas nos projetos dessas malhas, sendo portanto necessário, quando da ampliação de algum sistema existente, realizar a investigação do impacto dessa ampliação na malha de terra.

É também conveniente lembrar que boa parte das subestações existentes são antigas, onde a documentação de projeto das malhas já não é mais conhecida, além disso, os fatores como envelhecimento, falta de manutenção adequada e mesmo furtos alteram as características de resistência das malhas, sendo fundamental, para esses casos realizar investigações mais aprofundadas.

O ONS, através do documento Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão (ONS, 2014), informa que está realizando investigações com a intenção de definir a metodologia de avaliação das malhas que estariam superadas e as medidas mais efetivas para contornar este tipo de problema, demonstrando que esta é uma discussão ainda não ultrapassada. Apesar da citação, no documento (ONS, 2014), acerca da investigação,

conduzida pelo ONS, para definição de metodologia de avaliação das malhas de terra, não foi possível encontrar registros dessas investigações.

Neste contexto, o presente trabalho justifica-se pelo desenvolvimento de uma sistemática para verificação das condições das malhas de terra existentes frente às novas exigências impostas pela ampliação dos sistemas.

## **1.5 Estrutura de trabalho**

Essa dissertação foi escrita com a seguinte estrutura:

Capítulo 1: Introdução à pesquisa.

Capítulo 2: Revisão bibliográfica sobre correntes de curto-circuito e também sobre o dimensionamentos das malhas de terra.

Capítulo 3: Metodologia aplicada para a verificação das características das malhas de terra existentes e as considerações utilizadas para a verificação de possível superação de uma malha de terra.

Capítulo 4: Estudo de caso, aplicando metodologia desenvolvida, para a malha de terra de uma antiga subestação, foi possível verificar a situação real do sistema de aterramento desta, sendo nesse capítulo apresentados o resultado e sua discussão.

Capítulo 5: São apresentadas as conclusões e sugestões para próximos trabalhos.



## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 O curto-Circuito

Segundo (SATO; FREITAS, 2015), os sistemas de potência continuamente estão sujeitos à situações que perturbam seu estado normal, alterando dessa forma as grandezas elétricas desses sistemas, podendo ocasionar violações nas condições operativas, inclusive colocando em risco a integridade dos equipamentos e instalações, sendo que as perturbações mais corriqueiras e severas são os curto-circuitos que ocorrem em virtude da ruptura de isolamento entre fases ou entre fases e terra. A amplitude da corrente de um curto-circuito depende de fatores como: tipo de curto-circuito, características do sistema geração, topologia da rede, e a maneira como são aterrados os neutros dos equipamentos.

Ainda segundo (SATO; FREITAS, 2015) os curtos-circuitos desequilibrados são os que ocorrem com maior repetição, com predomínio dos curtos fase e terra. As frequências esperadas de ocorrência de um curto-circuito são mostradas na tabela 3.

**Tabela 3 – Frequências típicas de ocorrência de curto-circuitos.**

Curto- Circuito	Frequência %
Trifásico	5
Bifásico	15
Bifásico-terra	10
Fase-terra	70

**Fonte: Adaptado de Sato e Freitas (2015)**

O curto-circuito trifásico, mesmo tendo uma frequência de ocorrência baixa quando comparado aos demais tipos de curto-circuito, tem uma importância elevada, pois na maioria das vezes é o curto-circuito com maior severidade. Porém, é possível que, em algumas situações, a corrente de curto-circuito fase-terra seja maior que a corrente do curto-circuito trifásico.

Conforme (KINDERMANN, 2010), os curtos-circuitos concentram-se principalmente nas linhas de transmissão, uma vez que estas percorrem longos caminhos, passando por regiões hostis e sujeitas aos fenômenos naturais, condições ambientes e até mesmo vandalismo, conforme pode ser verificado na tabela 4.

**Tabela 4 – Ocorrência de curto-circuito no sistema elétrico.**

Setor	Frequência %
Geração	6
Subestação	5
Linhas de transmissão	89

**Fonte: Adaptado de Kindermann (2010)**

### 2.1.1 Corrente de Curto-Circuito

Segundo (STEVENSON, 1974), quando acontece uma falta num sistema de potência, a corrente que trafega é determinada pelas características do próprio sistema, tais como as forças eletromotrizes internas das máquinas do sistema, por suas impedâncias e pela impedâncias do circuito situadas entre as máquinas e a falta.

Segundo (SATO; FREITAS, 2015), a simulação dos curto-circuitos é fundamental, sendo que esta serve de base para as tomadas de decisão tanto para o planejamento quanto para a operação dos sistemas de potência.

Ainda segundo (SATO; FREITAS, 2015), a informação dos níveis de curto-circuito de um determinado sistema é necessária para a efetiva análise e estudo de algumas questões:

- definição da capacidade interruptiva dos disjuntores;
- definição das características técnicas e dinâmicas dos equipamentos;
- definição dos ajustes dos relés de proteção;
- definição e dimensionamento de elementos limitadores de corrente, tais como reatores;
- definição do esforço mecânico das estruturas das instalações elétricas;
- projeto da malha de terra.

### 2.1.2 Análise de Curto-Circuitos Equilibrados

Segundo (SATO; FREITAS, 2015), o sistema trifásico ideal é caracterizado pela perfeita simetria das suas tensões e correntes, ou seja, cada agrupamento de grandezas é formado por três fasores de módulos iguais e defasados entre si de  $120^\circ$ . Essas condições são observadas devido ao fato de as matrizes de impedâncias dos componentes de um sistema elétrico equilibrado serem diagonais com todos os elementos iguais, retratando dessa maneira o desacoplamento entre as fases. Em consequência, todas as análises e estudos referentes aos sistemas trifásicos equilibrados podem ser feitas baseados em uma única fase.

Ainda conforme (STEVENSON, 1974), a informação de corrente ou tensão obtida para uma fase possibilita a determinação das variáveis correspondentes nas outras duas fases.

A simplificação dos sistemas trifásicos em uma única fase, possibilita que o cálculo da corrente trifásica de curto-circuito seja estabelecida de maneira simples, podendo inclusive ser resolvido através do teorema de Thévenin. Ao aplicar o teorema de Thévenin o circuito equivalente que se obtém é formado por apenas um único gerador e uma única impedância, sendo que essa impedância é aquela medida no ponto de aplicação de falta.

### 2.1.3 Componentes Simétricas

Segundo (SATO; FREITAS, 2015), a análise dos curto-circuitos desequilibrados não permite a simplificação em uma única fase, como pode ser feito para os curto-circuitos equilibrados, sendo necessário tratar cada fase individualmente. A simplificação do cálculo das correntes dos curto-circuitos desequilibrados, tais como os curto-circuitos monofásicos, bifásicos ou bifásicos-terra, é o método das componentes simétricas. Esse método das componentes simétricas foi proposto por (FORTESCUE, 1918).

Conforme (SATO; FREITAS, 2015), esse método pode ser resumido pelo seguinte enunciado: "um sistema elétrico trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados, sendo que esta decomposição é única".

Estes três sistemas equilibrados são denominados sequência positiva, negativa e zero, onde:

- a componente de sequência positiva é constituída por três fasores de módulos iguais e defasados entre si de  $120^\circ$ , tendo a mesma sequência de fases do circuito original;
- a componente de sequência negativa é constituída por três fasores de módulos iguais e defasados entre si de  $120^\circ$ , tendo a sequência de fases oposta ao do circuito original;
- a componente de sequência zero é constituída por três fasores de módulos iguais e em fase.

Segundo (STEVENSON, 1974), ao solucionar um problema através do método das componentes simétricas, deve-se designar as três fases do sistema por  $a$ ,  $b$  e  $c$ , de forma que a sequência de fases das tensões e correntes do sistema seja  $abc$ . Caso os fasores originais sejam de tensões, elas podem ser designadas por  $V_a$ ,  $V_b$  e  $V_c$ . Os três conjuntos de componentes simétricos recebem os índices  $1$  para a sequência positiva,  $2$  para a sequência negativa e  $0$  para a sequência zero. Assim tem-se:

- $\vec{V}_{a1}$ ,  $\vec{V}_{b1}$  e  $\vec{V}_{c1}$  para a sequência positiva;
- $\vec{V}_{a2}$ ,  $\vec{V}_{b2}$  e  $\vec{V}_{c2}$  para a sequência negativa;
- $\vec{V}_{a0}$ ,  $\vec{V}_{b0}$  e  $\vec{V}_{c0}$  para a sequência zero;

Sendo cada um dos fasores do conjunto desequilibrado original igual à soma de seus componentes:

$$\vec{V}_a = \vec{V}_{a1} + \vec{V}_{a2} + \vec{V}_{a0} \quad (1)$$

$$\vec{V}_b = \vec{V}_{b1} + \vec{V}_{b2} + \vec{V}_{b0} \quad (2)$$

$$\vec{V}_c = \vec{V}_{c1} + \vec{V}_{c2} + \vec{V}_{c0} \quad (3)$$

Segundo (KINDERMANN, 2010), as equações de (1) a (3) mostram claramente o Teorema de Fortescue. Partindo da premissa que os sistemas trifásicos de sequência são equilibrados, é possível reescrever as equações de (1) a (3) em relação a fase *a*, para tal é necessário utilizarmos do operador  $\alpha$ . A multiplicação de um fasor pelo operador  $\alpha$ , causa uma rotação de  $120^\circ$  desse fasor no sentido anti-horário, enquanto a multiplicação de um fasor pelo operador  $\alpha^2$  causa a rotação de  $240^\circ$  desse fasor no sentido anti-horário, sendo assim são definidas as equações (4) e (5):

$$\alpha = 1\angle 120^\circ \quad (4)$$

$$\alpha^2 = 1\angle 240^\circ \quad (5)$$

Em consequência, as equações de (1) a (3) reescritas em função da fase *a* ficam:

$$\vec{V}_a = \vec{V}_{a1} + \vec{V}_{a2} + \vec{V}_{a0} \quad (6)$$

$$\vec{V}_b = \alpha^2 \vec{V}_{a1} + \alpha \vec{V}_{a2} + \vec{V}_{a0} \quad (7)$$

$$\vec{V}_c = \alpha \vec{V}_{a1} + \alpha^2 \vec{V}_{a2} + \vec{V}_{a0} \quad (8)$$

As equações de (6) a (8) podem ser também apresentadas na sua forma matricial, conforme a equação (9).

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad (9)$$

A equação (9) também pode ser representada na sua forma compacta através da equação (10), onde a matriz [T] é conhecida como matriz de transformação de componentes simétricas:

$$[P] = [T] \cdot [S] \quad (10)$$

A inversão da equação (10) resulta na equação (11) que por sua vez resulta na equação (12).

$$[S] = [T^{-1}] \cdot [P] \quad (11)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_c \end{bmatrix} \quad (12)$$

A equação (12) também pode ser escrita na forma do sistema de equações abaixo:

$$\vec{V}_{a0} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{V}_a + \vec{V}_b + \vec{V}_c) \quad (13)$$

$$\vec{V}_{a1} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{V}_a + \alpha \vec{V}_b + \alpha^2 \vec{V}_c) \quad (14)$$

$$\vec{V}_{a2} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{V}_a + \alpha^2 \vec{V}_b + \alpha \vec{V}_c) \quad (15)$$

Segundo (STEVENSON, 1974), a equação (13) indica que não existem componentes de sequência zero se a soma dos fasores desequilibrados for igual a zero. Considerando que a soma dos fasores tensão de linha num sistema trifásico é sempre igual a zero, os componentes de sequência zero nunca estarão presentes nas tensões de linha, independente do desequilíbrio. A soma dos três fasores tensão de fase não é necessariamente igual a zero e portanto essas tensões podem conter componentes de sequência zero.

Conforme (STEVENSON, 1974), as equações anteriores poderiam ter sido redigidas para correntes ao invés de tensões. As equações reescritas para correntes são:

$$\vec{I}_a = \vec{I}_{a1} + \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0} \quad (16)$$

$$\vec{I}_b = \alpha^2 \vec{I}_{a1} + \alpha \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0} \quad (17)$$

$$\vec{I}_c = \alpha \vec{I}_{a1} + \alpha^2 \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0} \quad (18)$$

$$\vec{I}_{a0} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c) \quad (19)$$

$$\vec{I}_{a1} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{I}_a + \alpha \vec{I}_b + \alpha^2 \vec{I}_c) \quad (20)$$

$$\vec{I}_{a2} = \frac{1}{3} \cdot (\vec{I}_a + \alpha^2 \vec{I}_b + \alpha \vec{I}_c) \quad (21)$$

Para um sistema trifásico, a soma das correntes de linha é igual à corrente de neutro  $\vec{I}_n$ , portanto:

$$\vec{I}_a + \vec{I}_b + \vec{I}_c = \vec{I}_n \quad (22)$$

Ao compararmos as equações (22) e (19) obtém-se:

$$\vec{I}_n = 3 \cdot \vec{I}_{a0} \quad (23)$$

Num sistema trifásico, nas situações em que não existe retorno pelo neutro,  $\vec{I}_n$  é zero e as correntes de linha não possuem componentes de sequência zero. Para os casos de cargas ligadas em triângulo não existe retorno pelo neutro e as correntes que vão para esse tipo de carga não possuem componentes de sequência zero.

#### 2.1.4 Análise de curto-circuitos desequilibrados

Segundo (STEVENSON, 1974), a maior parte das faltas que ocorrem nos sistemas de potência são assimétricas e podem consistir de faltas assimétricas, de faltas assimétricas através de impedâncias ou de condutores abertos. Na tabela 3 é apresentada a frequência dos curto-circuitos, onde é possível verificar a maior incidência das faltas desequilibradas.

Conforme (STEVENSON, 1974), as faltas assimétricas provocam a circulação de correntes desequilibradas no sistema. Dessa forma, sendo o método dos componentes simétricos muito útil na determinação das correntes e tensões no sistema após a ocorrência da falta.

Ainda segundo (STEVENSON, 1974), a queda de tensão ocasionada por uma corrente de uma certa sequência depende da impedância para a corrente de tal sequência. A impedância de qualquer parte de um circuito equilibrado vista por uma corrente de qualquer sequência poderá ser diferente da impedância vista por uma corrente de uma outra sequência. Os nomes para essas impedâncias são: impedância de sequência positiva, impedância de sequência negativa e impedância de sequência zero.

A análise de uma falta assimétrica num sistema trifásico consiste em estabelecer as componentes simétricas das correntes desequilibradas que circulam. Considerando que as componentes de uma sequência de fase produzem quedas de tensão apenas da mesma sequência e são independentes das correntes das outras sequências, num sistema equilibrado, as correntes de qualquer sequência podem ser consideradas como circulando em um circuito independente, formado somente pelas impedâncias daquela determinada sequência. O circuito equivalente monofásico composto pelas impedâncias, visto pela corrente de qualquer uma das

seqüências, é conhecido como circuito de seqüência. Sendo assim, para determinar o efeito de uma falta pelo método dos componentes simétricos, é fundamental determinar as impedâncias de seqüência e combiná-las para formar os circuitos de seqüência (STEVENSON, 1974).

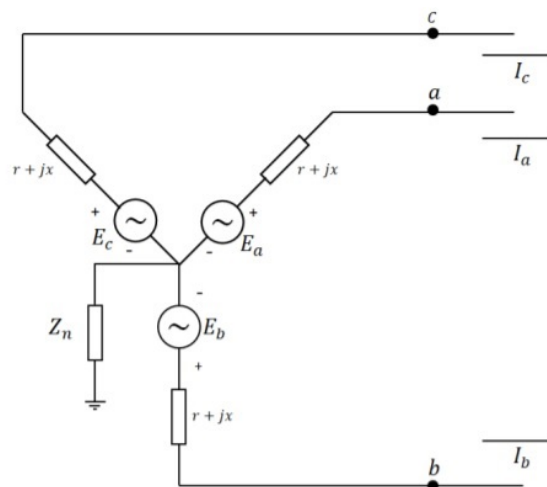
Segundo (STEVENSON, 1974), as impedâncias de seqüência positiva e negativa de circuitos lineares, simétricos e estáticos são idênticas porque as impedâncias de tais circuitos são independentes da ordem das fases, desde que as tensões aplicadas sejam equilibradas. A impedância de uma linha de transmissão para as correntes de seqüência zero difere da impedância para correntes de seqüência positiva e negativa, sendo que as impedâncias de máquinas rotativas para as três seqüências são geralmente diferentes para cada seqüência.

Novamente conforme (STEVENSON, 1974), o propósito da obtenção dos valores das impedâncias de seqüência de um sistema de potência é o de possibilitar a construção dos circuitos de seqüência, sendo que o circuito de uma dada seqüência exibe todos os caminhos para a circulação de corrente daquela seqüência nos sistema.

Os geradores e motores síncronos trifásicos têm tensões internas somente de seqüência positiva, uma vez que são projetados para gerar apenas tensões equilibradas. Levando em consideração que as impedâncias de seqüência positiva e negativa são iguais em um sistema estático equilibrado, a transformação da seqüência positiva para a seqüência negativa é feita mudando, se for o caso, apenas as impedâncias que representam as máquinas rotativas e eliminando as forças eletromotrizes. A exclusão das força eletromotrizes para a seqüência negativa é baseada na suposição das tensões geradas equilibradas e na ausência de tensões de seqüência negativa induzidas por fontes externas (STEVENSON, 1974).

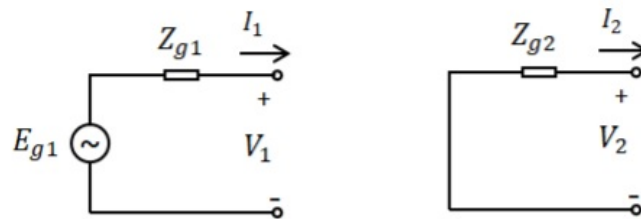
Na figura 1 é apresentado o modelo de um gerador trifásico ligado em estrela e aterrado por meio de impedância, enquanto que a figura 2 apresenta os circuitos de seqüência positiva e negativa.

**Figura 1 – Gerador trifásico ligado em estrela e aterrado por meio de uma impedância  $Z_n$**



Fonte: Trindade (2019).

**Figura 2 – Circuitos: (a) Sequência Positiva (b) Sequência Negativa**  
**(a) Sequência Positiva**                      **(b) Sequência Negativa**



**Fonte: Trindade (2019).**

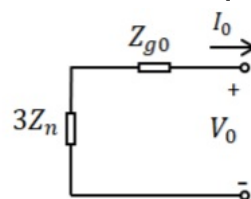
Segundo (STEVENSON, 1974), um sistema trifásico funciona como monofásico, no que se refere às correntes de sequência zero, dado que essas são as mesmas em módulo e fase em qualquer ponto das três fases do sistema. Sendo assim, as correntes de sequência zero só circularão se existir um caminho de retorno pelo qual possa completar o circuito.

Ainda conforme (STEVENSON, 1974), se um circuito está ligado em Y, sem ligação do neutro para a terra, a soma das correntes que vão para o neutro, nas três fases, é igual a zero. Levando-se em conta que as correntes cuja a soma é zero não possuem componente de sequência zero, a impedância para a corrente de sequência zero será infinita. Se o centro da Y estiver aterrada através de uma impedância  $Z_n$ , uma impedância de valor  $3Z_n$  deverá ser colocada entre o neutro e a barra de referência do circuito.

A queda de tensão de sequência zero provocada no circuito de sequência zero por  $I_{a0}$  circulando através de  $3 \cdot Z_n$  é a mesma que no sistema real, onde  $3I_{a0}$  circula através de  $Z_n$ .

A figura 3 apresenta o circuito de sequência zero para a figura 1.

**Figura 3 – Circuito Sequência Zero**



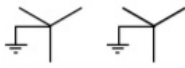
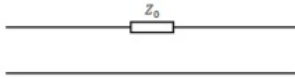
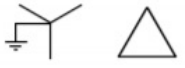
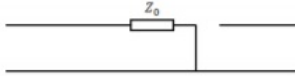
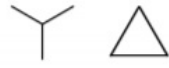
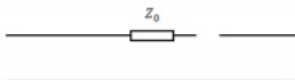

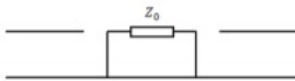

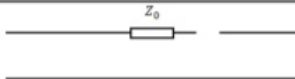

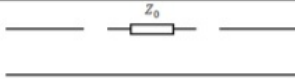
**Fonte: Trindade (2019).**

Para um circuito ligado em triângulo, visto que este não dispõe de um caminho de retorno, a impedância para a sequência zero é infinita, sendo assim o circuito de sequência zero para a ligação triângulo fica aberto.

Para Stevenson (1974), os circuitos equivalentes de sequência zero de um transformador trifásico merecem especial atenção. As diferentes de combinações entre triângulo e estrela nos primários e secundário de um transformador alteram o circuito de sequência zero.



Figura 4 – Circuitos equivalentes de sequência zero para transformadores trifásicos de dois enrolamentos

Transformador 3φ	Circuito equivalente de sequência zero
	
	
	
	
	
	

Fonte: Trindade (2019).

### 2.1.5 Equacionamento de um curto-circuito

A partir dos circuitos de sequência mostrados anteriormente é possível chegarmos nas equações (24), (25) e (26), sendo que essas equações podem ser reescritas na forma matricial, tornando-se a equação (27).

$$\vec{V}_{a1} = \vec{E}_a - \vec{I}_{a1} \vec{Z}_1 \quad (24)$$

$$\vec{V}_{a2} = -\vec{I}_{a2} \vec{Z}_2 \quad (25)$$

$$\vec{V}_{a0} = -\vec{I}_{a0} \vec{Z}_0 \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{E}_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vec{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \vec{Z}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{I}_{a0} \\ \vec{I}_{a1} \\ \vec{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad (27)$$

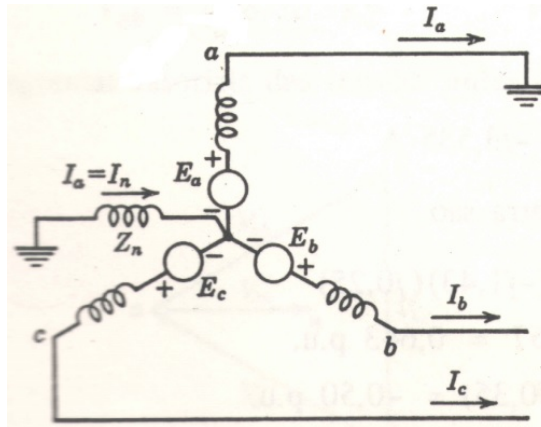
Considerando um sistema em estrela com gerador em vazio que sofra uma falta monofásica à terra, onde a fase *a* é a defeituosa, como mostrado na figura 5. Sendo que nesse sistema as condições na falta são:

$$\vec{I}_b = 0 \quad (28)$$

$$\vec{I}_c = 0 \quad (29)$$

$$\vec{V}_a = 0 \quad (30)$$

Figura 5 – Diagrama de circuito para uma falta monofásica



Fonte: Stevenson (1974).

Com as condições das equações (28) e (29), os componentes simétricos da corrente ficam conforme (31) e em consequência, as correntes ficam conforme (32).

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{a0} \\ \vec{I}_{a1} \\ \vec{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{I}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$\vec{I}_{a0} = \vec{I}_{a1} = \vec{I}_{a2} = \frac{\vec{I}_{a0}}{3} \quad (32)$$

Fazendo a substituição de  $\vec{I}_{a2}$  e  $\vec{I}_{a0}$  por  $\vec{I}_{a1}$  na equação (27) depois de fazer as operações com matrizes e considerar que a tensão na fase a é zero, chega-se em:

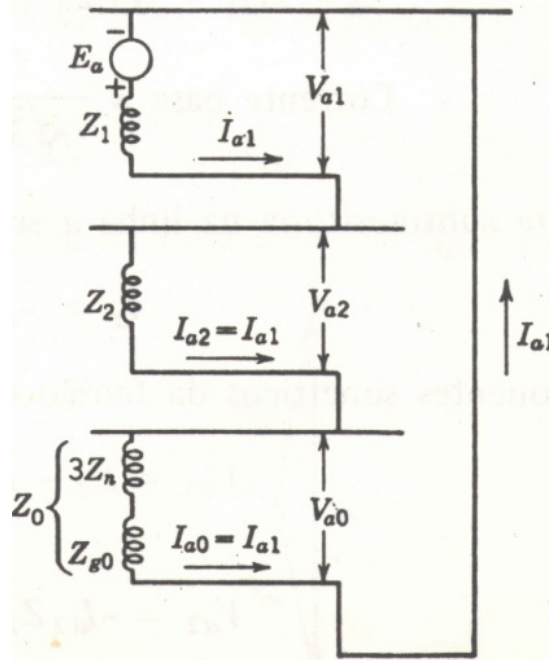
$$\vec{I}_{a1} = \frac{\vec{E}_a}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 + \vec{Z}_0} \quad (33)$$

As equações (33) e (32) são as equações que definem curto-circuito para uma falta fase-terra.

Ao observar a figura (6) verifica-se que as tensões e correntes resultantes satisfazem as equações anteriores, uma vez que as três impedâncias estão em série.

Uma maneira conveniente de obter as tensões e correntes em uma determinada falta é realizar a ligação dos circuitos de sequência. Se o neutro do gerador não estiver aterrado, o

Figura 6 – Ligação dos circuitos de seqüência para uma falta monofásica



Fonte: Stevenson (1974).

circuito da seqüência zero fica aberto e  $\vec{Z}_0$  será infinito. Podemos deduzir a partir da equação (33) que, quando  $\vec{Z}_0$  é infinito a corrente  $\vec{I}_{a1}$  será zero.

Considerando um sistema em estrela com gerador em vazio que sofra uma falta bifásica, entre as fases  $b$  e  $c$  como é mostrado na figura 7, as condições para essa falta são representadas pelas equações (34), (35) e (36):

$$\vec{V}_b = \vec{V}_c \quad (34)$$

$$\vec{I}_a = 0 \quad (35)$$

$$\vec{I}_b = -\vec{I}_c \quad (36)$$

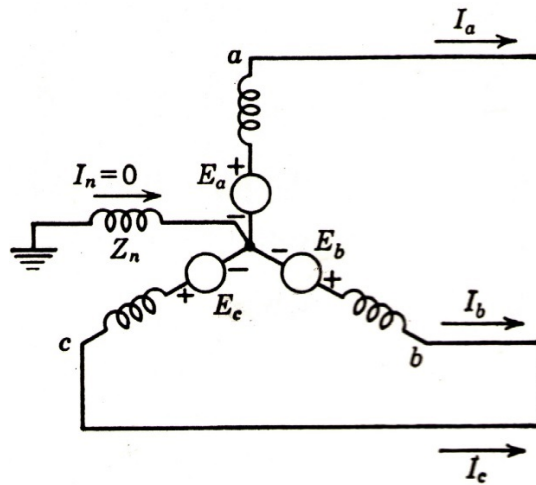
Com a condição da equação (34) os componentes simétricos da tensão são dados por:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{a0} \\ \vec{I}_{a1} \\ \vec{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ \vec{V}_b \\ \vec{V}_b \end{bmatrix} \quad (37)$$

De onde tira-se que:

$$\vec{V}_{a1} = \vec{V}_{a2} \quad (38)$$

Figura 7 – Diagrama de circuito para uma falta bifásica



Fonte: Stevenson (1974).

Uma vez que as condições das equações (39) e (40) são válidas para esse sistema, os componentes simétricos da corrente são dados pela equação (41):

$$\vec{I}_b = -\vec{I}_c \quad (39)$$

$$\vec{I}_a = 0 \quad (40)$$

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_{a0} \\ \vec{I}_{a1} \\ \vec{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ -\vec{I}_c \\ \vec{I}_c \end{bmatrix} \quad (41)$$

Dessa equação (41) retira-se as relações apresentadas nas equações (42) e (43):

$$\vec{I}_{a0} = 0 \quad (42)$$

$$\vec{I}_{a2} = -\vec{I}_{a1} \quad (43)$$

Considerando a condição da equação (42) tem-se uma nova condição representada pela equação (44):

$$\vec{V}_{a0} = 0 \quad (44)$$

A equação (27) com as modificações permitidas pelas equações (38) e (44) torna-se:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{E}_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{I}_{a1} \\ -\vec{I}_{a1} \end{bmatrix} \quad (45)$$

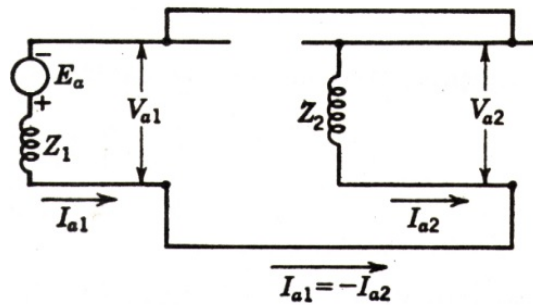
Efetuada as operações matriciais e isolando  $\vec{I}_{a1}$  obtém-se:

$$\vec{I}_{a1} = \frac{\vec{E}_a}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2} \quad (46)$$

As equações (38), (42), (43) e (46) são as equações que representam um curto-circuito entre fases. Essas equações são utilizadas para a determinação das correntes e tensões para esse tipo de curto-circuito. Além disso, essas equações representam a maneira pela qual os circuitos de seqüência devem ser conectados. Uma vez que  $\vec{Z}_0$  não entra nas equações o circuito de seqüência zero não é representado. Levando-se em consideração a relação da equação (38), tem-se que os circuitos de seqüência positiva e negativa são ligados em paralelo.

A ligação dos circuitos de seqüência para uma falta entre duas fases é representado pela figura 8. Posto que não existe ligação à terra na falta, não haverá circulação de corrente pelo neutro do gerador, nas deduções das equações encontramos a equação (42), sendo que isto está de acordo com o fato de não poder circular corrente de terra.

**Figura 8 – Ligação dos circuitos de seqüência para uma falta bifásica**



Fonte: Stevenson (1974).

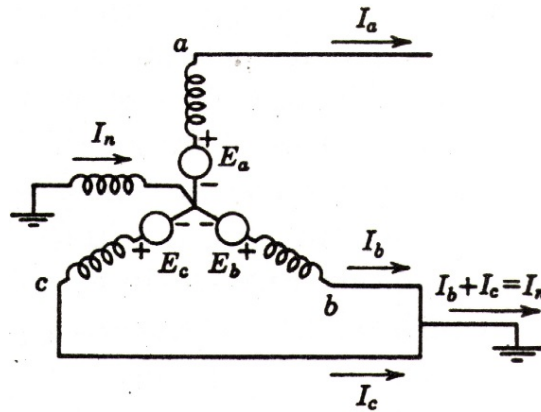
Considerando um sistema em estrela com gerador em vazio que sofra uma falta bifásica à terra, com as fases *b* e *c* como é mostrado na figura 9, as condições para essa falta são representadas pelas equações (47), (48) e (49).

$$\vec{V}_b = 0 \quad (47)$$

$$\vec{V}_c = 0 \quad (48)$$

$$\vec{I}_a = 0 \quad (49)$$

Figura 9 – Diagrama de circuito para uma falta bifásica-terra



Fonte: Stevenson (1974).

Com as tensões representadas pelas equações (47) e (48), os componentes simétricos da tensão são dados por:

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_{a0} \\ \vec{V}_{a1} \\ \vec{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{V}_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (50)$$

Então tem-se a equação (51):

$$\vec{V}_{a0} = \vec{V}_{a1} = \vec{V}_{a2} = \frac{\vec{V}_a}{3} \quad (51)$$

Também é conhecida a relação da equação (52):

$$\vec{V}_{a1} = \vec{E}_a - \vec{I}_{a1} \cdot \vec{Z}_1 \quad (52)$$

Assim, ao aplicar a relação da equação (52) na equação (27) e multiplicando ambos os membros por  $\vec{Z}^{-1}$ , sendo:

$$\vec{Z}^{-1} = \begin{bmatrix} \vec{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \vec{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \vec{Z}_2 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\vec{Z}_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\vec{Z}_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\vec{Z}_2} \end{bmatrix} \quad (53)$$

obtem-se

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\vec{Z}_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\vec{Z}_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\vec{Z}_2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \vec{E}_a - \vec{I}_{a1} \cdot \vec{Z}_1 \\ \vec{E}_a - \vec{I}_{a1} \cdot \vec{Z}_1 \\ \vec{E}_a - \vec{I}_{a1} \cdot \vec{Z}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\vec{Z}_0} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{\vec{Z}_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{\vec{Z}_2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \vec{E}_a \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \vec{I}_{a0} \\ \vec{I}_{a1} \\ \vec{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad (54)$$

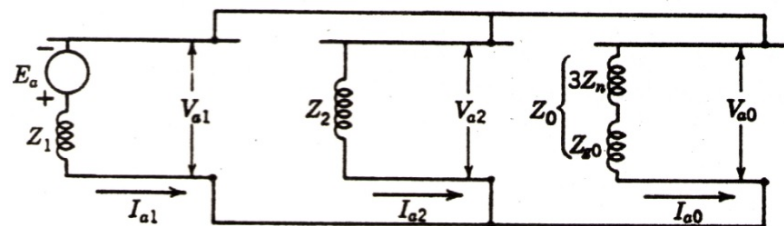
Fazendo as operações matriciais e considerando a relação da equação (55), chega-se na equação (56).

$$\vec{I}_{a1} + \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0} = \vec{I}_a = 0 \quad (55)$$

$$\vec{I}_{a1} = \frac{\vec{E}_a \cdot (\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0)}{(\vec{Z}_1 \cdot \vec{Z}_2) + (\vec{Z}_1 \cdot \vec{Z}_0) + (\vec{Z}_2 \cdot \vec{Z}_0)} = \frac{\vec{E}_a}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2 \cdot \vec{Z}_0 / (\vec{Z}_2 + \vec{Z}_0)} \quad (56)$$

As equações (51) e (56) são as equações que representam a falta bifásica-terra, sendo estas utilizadas para a determinação das tensões e correntes na falta. A equação (51) indica que os circuitos de sequência devem ser ligados em paralelo, como mostrado na figura 10, uma vez que as tensões de sequência positiva, negativa e zero são iguais na falta. Comparando as equações deduzidas com o circuito apresentado verifica-se que as equações são satisfeitas por essas ligações.

**Figura 10 – Ligação dos circuitos de sequência para uma falta bifásica-terra**



Fonte: Stevenson (1974).

Os conhecimentos apresentados nesta seção são importantes para o entendimento das seções posteriores, uma vez que este trabalho é a respeito de correntes de curto-circuito.

## 2.2 Princípios de Sistemas de Aterramento

### 2.2.1 Aterramento Elétrico

Segundo (MORENO; COSTA, 2018), a expressão aterramento está referenciada à terra propriamente dita ou a uma grande massa que é utilizada no lugar desta, ou seja, aterrar algo é propositalmente ligar um de seus elementos à terra. Nem sempre é necessário que os sistemas elétricos estejam ligados à terra para funcionarem e, inclusive, nem todos os sistemas elétricos são aterrados, porém a terra representa um ponto de referência, ou um ponto de potencial zero, ao qual todas as outras tensões podem ser referidas.

Ainda para (SATO; FREITAS, 2015), o termo aterramento significa uma ligação intencional com a terra, sendo que é de suma importância, pois como já mostrado no item 2.1 a maioria das faltas acontecem com participação da terra.

Segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), para que se possa garantir a segurança das pessoas e o funcionamento correto dos sistemas elétricos, deve existir em toda instalação elétrica o sistema de proteção através de um condutor de proteção conectado a uma malha de terra eficiente. Sendo que a (ABNT NBR 14039, 2005) traz em seu texto a obrigatoriedade de proteger pessoas e animais de perigos que possam resultar de uma massa acidentalmente energizada e também serem protegidos de sobretensões oriundas dos curto-circuitos. Tendo na visão de (KINDERMANN, 1995) o sistema de aterramento basicamente as seguintes funções principais:

- Obter a menor resistência possível para faltas à terra;
- Manter as tensões causadas pelas correntes de falta, dentro de limites que não causem fibrilação no coração humano;
- Fazer com que os equipamentos de proteção isolem rapidamente às faltas à terra;
- Disponibilizar um caminho de escoamento à terra das descargas atmosféricas;
- Drenar para a terra as cargas estáticas geradas nas carcaças dos equipamentos.

#### 2.2.2 Tipos de Aterramento

Para (SATO; FREITAS, 2015), os sistemas de aterramento podem ser classificados em 4 tipos:

- Sistema não aterrado: é o cujo neutro não tem ligação condutora intencional com a terra, porém é possível que tenha ligações de alta impedância com a terra para medição, proteção e sinalização.

Ao se considerar um sistema simétrico, ou seja, um sistema que tenha as três capacitâncias para a terra iguais, o neutro  $n$  coincide com  $g$  (terra) e nesta configuração se uma das fases for colocada em contato com a terra, o triângulo se deslocará e as fases  $b$  e  $c$  serão submetidas à sobretensão de 173,2%, conforme mostrado na figura 11.

Caso o curto-circuito leve a uma corrente de baixa intensidade, essa corrente se auto-extingue sem causar interrupção no fornecimento, de forma que a possibilidade de provocar danos às instalações é reduzida. Por essa característica esse tipo de aterramento é muitas vezes utilizado em plantas industriais, onde é exigida elevada continuidade operacional, porém quando o curto-circuito levar a uma corrente de alta magnitude a probabilidade de auto-extinção é menor devido à elevada tensão de reestabelecimento transitória, sendo que a reignição do arco pode levar a sobretensões elevadas;

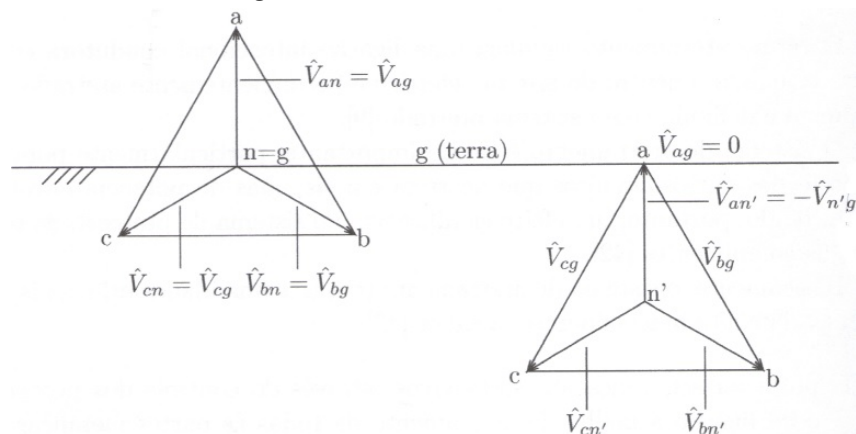
- Sistema aterrado através de alta impedância: o sistema de aterramento de alta impedância pode ser aterramento ressonante ou aterramento através de alta resistência.



O aterramento ressonante acontece através de um reator de alta reatância, sendo que esse reator é denominado bobina de Petersen ou reator de supressão de arco. É necessário ajustar a indutância da bobina de Petersen com a capacitância do sistema, sendo que na prática o aterramento ressonante pode reduzir as correntes de curto-circuito monofásico para aproximadamente 3% a 10% em relação a um sistema não aterrado. A redução desta corrente tem a função de evitar a reignição do arco e as consequentes sobretensões transitórias. O aterramento através de alta resistência ocorre através da utilização de um resistor de alto valor, sendo comum especificar seu valor igual ou ligeiramente menor do que a reatância capacitiva do sistema. Geralmente, esse sistema garante a redução dos danos nas estruturas elétricas devido a redução da corrente de curto-circuito;

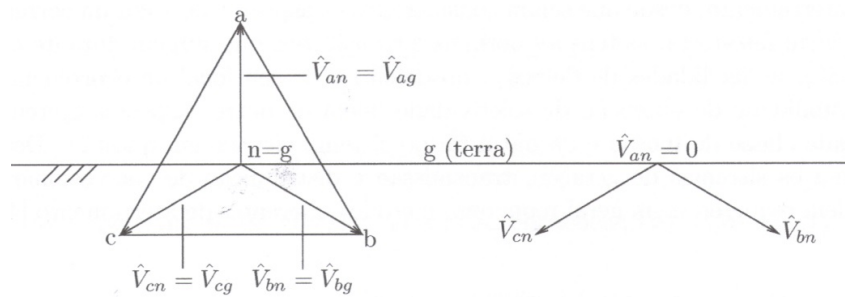
- Sistema aterrado através de baixa impedância: o aterramento através de baixa impedância, realizado por um resistor ou reator, limita as correntes de curto-circuito fazendo com que as solicitações térmicas dos equipamentos sejam reduzidas, permitindo a utilização de equipamentos e cubículos de menor custo, além de evitar as elevadas sobretensões que podem danificar a isolamento do sistema;
- Sistema diretamente aterrado: este tipo de sistema possui todos os neutros do sistema de potência conectados diretamente à terra, sendo que nesse tipo de aterramento a corrente de curto-circuito pode atingir valores elevados, fazendo-se necessário que o sistema de proteção atue rapidamente. O aterramento sólido não permite o deslocamento do neutro durante o curto-circuito fase-terra, como mostrado na figura 12, dessa forma a possibilidade de sobretensões nas fases sãs é reduzida. Dessa forma, os equipamentos utilizados nesse sistema de aterramento não requerem níveis elevados de isolamento como acontece no sistema isolado.

**Figura 11 – Sistema não aterrado**



Fonte: Sato e Freitas (2015).

**Figura 12 – Sistema diretamente aterrado**



**Fonte: Sato e Freitas (2015).**

Conforme (SATO; FREITAS, 2015), a filosofia de aterramento do neutro praticamente não influencia durante a operação normal do sistema elétrico, mas é de extrema importância na ocorrência de um curto-circuito pra terra. Os valores das correntes e o níveis de sobretensões normais e transitórias que aparecem durante uma falta à terra são diretamente influenciadas pelo método de aterramento escolhido.

Ainda para (SATO; FREITAS, 2015), os sistemas com neutro isolado ou aterrado através de impedância de alto valor são normalmente utilizadas em baixa e média tensão já que, para estas tensões, o custo de isolação para os equipamentos e materiais não é tão crítico. Já para os sistemas de alta tensão, o custo para a isolação necessária pode ser demais elevado, sendo portanto, estes sistemas normalmente aterrados diretamente ou por baixa impedância.

### 2.2.3 O Solo e sua Resistividade

Para (FLEURY; GUEDES, 2016), o solo é resultado do intemperismo sobre a matéria em determinado relevo, clima, bioma e ao longo de um certo período, sendo o solo é um meio geralmente heterogêneo.

Segundo (KINDERMANN, 1995), a resistividade do solo depende de vários fatores, tais como:

- Tipo de solo;
- Solos constituídos por camadas estratificadas com profundidades e materiais diferentes;
- Teor de umidade;
- Temperatura;
- Composição química dos sais dissolvidos na água retida;
- Concentração química dos sais dissolvidos na água retida;
- Compactação e pressão.

Ainda para (KINDERMANN, 1995), as várias combinações possíveis dos fatores acima resultam em solos com características diferentes e, portanto, com diferentes valores de resistividade.

Segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), a caracterização dos valores das resistividade do solo e a devida estratificação é de suma importância para a determinação das características de um sistema de aterramento, servindo para o desenvolvimentos de projetos, bem como a determinação de seus potenciais de passo e toque. Geralmente o solo é formado por diferentes camadas, sendo que cada camada tem a sua própria espessura e resistividade.

Ainda conforme (FLEURY; GUEDES, 2016), a determinação da resistividade do solo é feita através de medições, cujos resultados recebem um tratamento matemático, de modo a se obter a estratificação do solo em camadas paralelas ou horizontais de diferentes resistividades ( $\rho$ ) e de espessuras definidas.

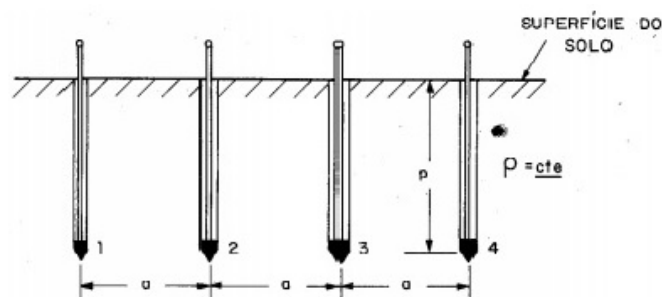
A respeito da determinação da resistividade do solo nos locais onde serão implantadas subestações, a (Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 15751, 2013) determina que as medições devem ser feitas em um período seco e, se possível, com o local já terraplanado e compactado.

Segundo (KINDERMANN, 1995) existem vários métodos para a medição da resistividade do solo, entre eles:

- Método Wenner;
- Método Lee;
- Método Schlumberger-Palmer.

Porém, este trabalho apresentará apenas o método Wenner, uma vez que este método é o mais utilizado. Este método consiste na utilização de quatro eletrodos alinhados, igualmente espaçados e cravados a uma mesma profundidade, conforme demonstrado na figura 13.

**Figura 13 – Quatro hastes cravadas no solo**



**Fonte: Kindermann (1995).**

Através da haste no ponto 1 é injetada uma corrente e essa é coletada na haste do ponto 4. Essa corrente atravessando o solo entre as hastes 1 e 4 gera uma tensão entre as hastes 2 e

3. Se é conhecida a tensão e a corrente entre os pontos 2 e 3 também é conhecida a resistência do solo entre esses pontos.

Então a resistividade elétrica do solo pode ser dada pela equação 57.

$$\rho = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{1 + \frac{2 \cdot a}{\sqrt{a^2 + (2p)^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + (2p)^2}}} \quad (57)$$

As variáveis da equação (57) são definidas da seguinte forma:  $R$  é a resistência do solo em  $\Omega$  entre as hastes 2 e 3 medidas pelo Megger;  $a$  é o espaçamento em metros das hastes cravadas no solo e  $p$  é a profundidade em metros das hastes cravadas no solo.

A equação (57) é conhecida como equação de Palmer e é utilizada no Método Wenner, porém é recomendado que:

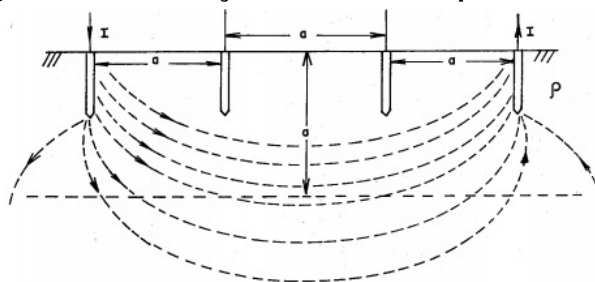
$$\text{Diâmetro da Haste} \leq 0,1a \quad (58)$$

Para afastamentos relativamente grandes entre as hastes, ou seja, para afastamentos maiores que 20 vezes a profundidade, a equação de Palmer se reduz a:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (59)$$

Segundo (KINDERMANN, 1995), considera que praticamente 58% da corrente que passa entre as hastes externas circula até uma profundidade igual ao espaçamento entre as hastes, conforme figura 14. Dessa forma, a corrente atinge uma profundidade maior, com uma correspondente área de dispersão grande, tendo, em consequência, um efeito que pode ser desconsiderado. Portanto, para o Método Wenner, é considerada que o valor da resistência elétrica lida no aparelho é relativa a profundidade  $a$ .

**Figura 14 – Distribuição de corrente na profundidade  $a$**



**Fonte: Kindermann (1995).**

A (ABNT NBR 7117, 2012) determina, entre outros, alguns procedimentos para a realização da medição:

- Recomenda uso de equipamento dotado de filtro para eliminação de interferências;

- Caso medições sejam realizadas nas proximidades de instalações elétricas energizadas deve-se afastar os pontos de medição o máximo possível para diminuir a interferência;
- Deve ser levado em consideração a sazonalidade da resistividade do solo, sendo que as medições devem ocorrer no período mais crítico que é com o solo seco;
- Não realizar medições em condições atmosféricas adversas, sob risco de risco de descargas atmosféricas;
- As hastes devem estar alinhadas e igualmente espaçadas;
- Durante as medições devem ser utilizados equipamentos de proteção individual, tais como botas e luvas isoladas;

A (ABNT NBR 7117, 2012) determina que a localização dos pontos e as direções das medições depende da geometria da área e das características do local. O número mínimo de linhas de medição bem como os croquis para medição em áreas retangulares são representados na tabela 5 e pela figura 15.

**Tabela 5 – Número mínimo de linhas de medição.**

<b>Área do terreno (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Número mínimo de linhas de medição</b>	<b>Croquis para as linhas de medição</b>
$S \leq 1000$	2	(a)
$1000 \leq S \leq 2000$	3	(b)
$2000 \leq S \leq 5000$	4	(c)
$5000 \leq S \leq 10000$	5	(d)
$10000 \leq S \leq 20000$	6	(e)

**Fonte: Adaptado de ABNT NBR 7117 (2012)**

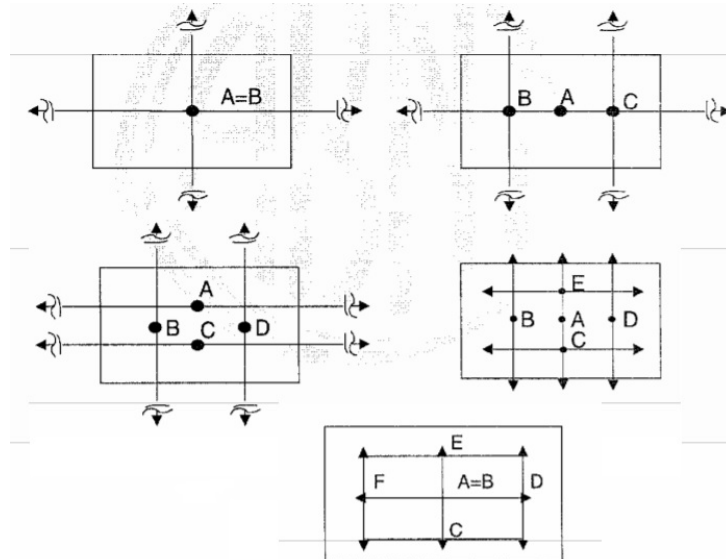
Segundo a (ABNT NBR 7117, 2012), cada linha de medição deve abranger diferentes distâncias entre eletrodos, que se estendam no mínimo na maior dimensão diagonal do terreno a ser ocupada pela malha. A linha de medição deve ser prospectada a partir de 1 m e prosseguir, se possível, em potência de 2, a saber: 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64 m e assim por diante.

Segundo (KINDERMANN, 1995), após realizadas as medições é necessário avaliar a aceitação ou não dos dados obtidos, sendo que esta análise é feita da seguinte forma:

1. Calcular a média aritmética para cada espaçamento adotado.
2. Proceder o cálculo do desvio percentual de cada medida em relação à média. Todos os valores que tiverem desvio abaixo de 50% em relação à media deverão ser considerados como representativos enquanto que, todos os valores que tiverem desvio acima de 50% em relação à media deverão ser desprezados;

3. Recalcular a média utilizando apenas os valores representativos. Com as resistividades médias para cada espaçamento, tem-se então, os valores definitivos e representativos para traçar a curva  $\rho \times a$ , necessária para a estratificação do solo.

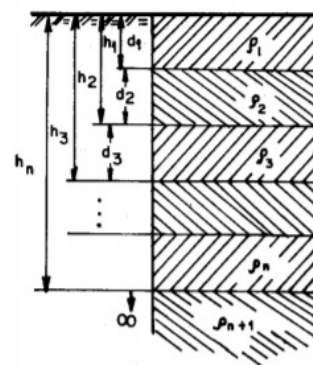
**Figura 15 – Croquis para as linhas de medição**



Fonte: ABNT NBR 7117 (2012).

De acordo com (KINDERMANN, 1995), a modelagem do solo em camadas estratificadas, isto é, em camadas horizontais, tem produzido excelentes resultados. A figura 16 mostra um exemplo de solo estratificado em várias camadas horizontais.

**Figura 16 – Solo estratificado**



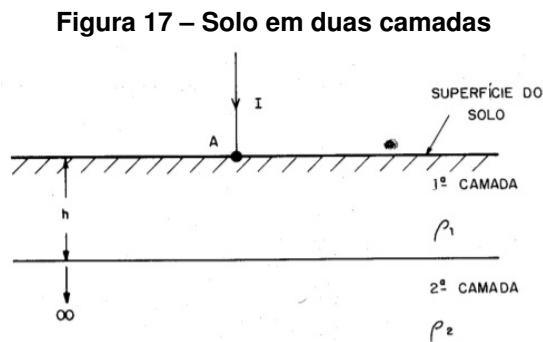
Fonte: Kindermann (1995).

Ainda segundo (KINDERMANN, 1995), com base na curva  $\rho \times a$  é possível fazer a estratificação dos solo através de vários métodos, entre os quais:

- Método de estratificação em duas camadas;
- Método Pirson;

- Método Gráfico.

Segundo (KINDERMANN, 1995), é possível desenvolver uma modelagem matemática, que com a utilização das medidas efetuadas pelo método Wenner, possibilita encontrar a resistividade e a profundidade da primeira e segunda camada do solo. Uma corrente elétrica entrando no solo de duas camadas, conforme a figura 17, gera potencial na primeira camada, considerando que esse deve satisfazer a equação 60 que é conhecida como equação de Laplace.



**Fonte: Kindermann (1995).**

$$\nabla^2.V = 0 \quad (60)$$

Desenvolvendo a equação de Laplace relativamente ao potencial  $V$  de qualquer ponto  $p$  da primeira camada, distanciada de  $r$  da fonte de corrente, chega-se a expressão 61.

$$V_p = \frac{I\rho_1}{2\pi} \cdot \left[ \frac{1}{r} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{r^2 + (2nh)^2}} \right] \quad (61)$$

As variáveis da equação (61) são definidas da seguinte forma:  $V_p$  representa o potencial de um ponto qualquer da primeira camada em relação ao infinito,  $\rho_1$  representa a resistividade do solo da primeira camada,  $h$  é a profundidade da primeira camada,  $r$  é a distância do ponto considerado até a fonte de corrente e  $k$  é o coeficiente de reflexão definido pela equação (62).

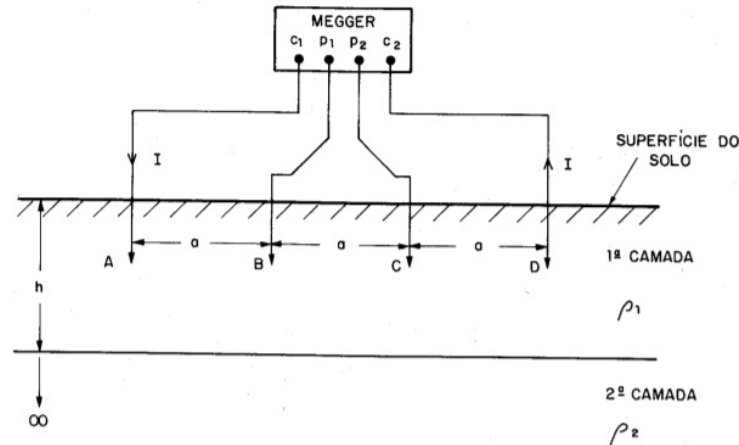
$$k = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} = \frac{\frac{\rho_2}{\rho_1} - 1}{\frac{\rho_2}{\rho_1} + 1} \quad (62)$$

As variáveis da equação (62) são definidas da seguinte forma:  $\rho_2$  é a resistividade para a segunda camada. Ainda pela expressão verifica-se que a variação do coeficiente de reflexão fica conforme

$$-1 \leq k \leq 1 \quad (63)$$

A equação (61) será aplicada sobre o solo de duas camadas na configuração Wenner, conforme a figura 18.

Figura 18 – Configuração de Wenner no solo de duas camadas



Fonte: Kindermann (1995).

O potencial no ponto B, será dado pela superposição da contribuição da corrente elétrica entrando no ponto A e saindo no ponto D, dessa forma, ao usar a expressão (61) e efetuar a superposição, tem-se a equação (64).

$$V_B = \frac{I\rho_1}{2\pi} \cdot \left[ \frac{1}{a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{a^2 + (2nh)^2}} \right] - \frac{I\rho_1}{2\pi} \cdot \left[ \frac{1}{2a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{(2a)^2 + (2nh)^2}} \right] \quad (64)$$

Fazendo a mesma consideração para o ponto C tem-se a equação (65).

$$V_C = \frac{I\rho_1}{2\pi} \cdot \left[ \frac{1}{2a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{(2a)^2 + (2nh)^2}} \right] - \frac{I\rho_1}{2\pi} \cdot \left[ \frac{1}{a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{a^2 + (2nh)^2}} \right] \quad (65)$$

A diferença de potencial entre os pontos B e C é dado pela equação (66).

$$V_{BC} = V_B - V_C \quad (66)$$

Fazendo as devidas substituições, obtém-se as equações (67) e (68).

$$V_{BC} = \frac{I\rho_1}{2\pi a} \cdot \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n\frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2n\frac{h}{a})^2}} \right] \right\} \quad (67)$$

$$2\pi a \frac{V_{BC}}{I} = \rho_1 \cdot \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n\frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + (2n\frac{h}{a})^2}} \right] \right\} \quad (68)$$

Sabendo que a relação  $\frac{V_{BC}}{I}$  representa o valor da resistência elétrica em Ohms lida no aparelho Megger durante os ensaios tem-se a equação (69).



$$2\pi aR = \rho_1 \cdot \left\{ 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n\frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{(4 + (2n\frac{h}{a})^2)}} \right] \right\} \quad (69)$$

Substituindo a equação (59) na equação (69) tem-se a equação (70).

$$\frac{\rho(a)}{\rho_1} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \left[ \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2n\frac{h}{a})^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{(4 + (2n\frac{h}{a})^2)}} \right] \quad (70)$$

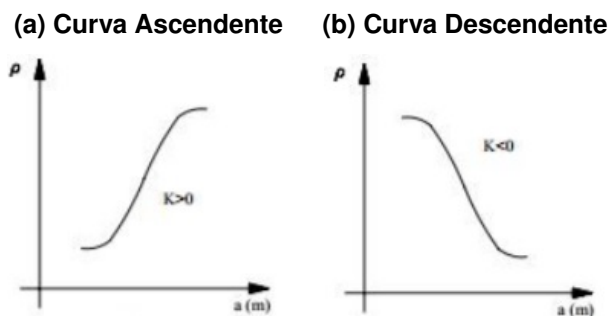
Segundo (KINDERMANN, 1995), a expressão (70) é fundamental para a estratificação do solo em duas camadas, visto que ao empregar essa equação é possível obter alguns métodos de estratificação do solo para duas camadas, sendo os mais usados:

- Método de duas camadas usando curvas;
- Método de duas camadas utilizando técnicas de otimização;
- Método simplificado para estratificação do solo em duas camadas.

Será considerado e utilizado o método de duas camadas usando curvas, que apresenta uma facilidade de utilização, e conforme (KINDERMANN, 1995), o coeficiente  $k$  varia de  $-1$  a  $1$ , sendo possível traçar uma família de curvas de  $\frac{\rho(a)}{\rho_1}$  em função de  $\frac{h}{a}$  para um série de valores  $K$  positivos e negativos, cobrindo toda a sua faixa de variação. As curvas traçadas para  $K$  variando na faixa negativa é a curva descendente, enquanto que as curvas traçadas para  $K$  variando na faixa positiva é a ascendente.

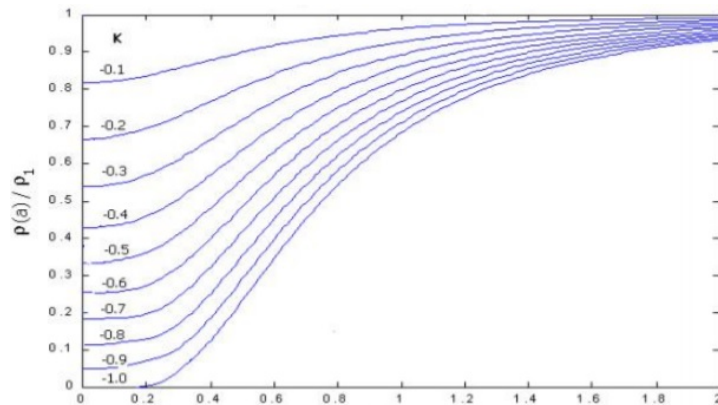
As curvas típicas de resistividade para solos de duas camadas são dadas pela figura 19. As figuras (20) e (21) apresentam a família de curvas teóricas de  $\frac{\rho(a)}{\rho_1}$  em função de  $\frac{h}{a}$  para uma série de valores  $K$  positivos e negativos, sendo possível estabelecer um método que faça a relação da curva  $\rho(a)$  x a medida pelo método Wenner com uma determinada curva particular, sendo essa curva caracterizada pelo valores  $\rho_1$ ,  $K$  e  $h$ .

**Figura 19 – Curvas Típicas de Resistividade para Solos de Duas Camadas**



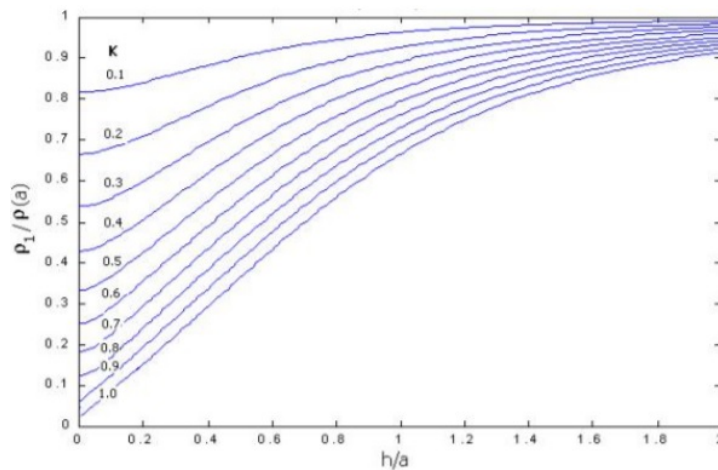
Fonte: Sozo (2014).

**Figura 20 – Curva para K negativos**



Fonte: Sozo (2014).

**Figura 21 – Curva para K positivos**



Fonte: Sozo (2014).

Conforme (KINDERMANN, 1995), os passos relativos ao procedimento deste método são:

1. Traçar o gráfico da curva  $\rho(a)$  x  $a$  obtida pelo método Wenner;
2. Prolongar a curva  $\rho(a)$  x  $a$  até que a mesma intercepte o eixo das ordenadas do gráfico. Assim, é determinado neste ponto o valor da resistividade da primeira camada do solo  $\rho_1$ ;
3. Um valor de espaçamento  $a_1$  é escolhido arbitrariamente e levado na curva para obter o correspondente valor de  $\rho(a_1)$ ;
4. Pelo comportamento da curva  $\rho(a)$  x  $a$ , determina-se o valor de K;
  - Se a curva for descendente, o sinal de k é negativo e efetua-se o cálculo de  $\frac{\rho(a)}{\rho_1}$ ;
  - Se a curva for ascendente, o sinal de k é positivo e efetua-se o cálculo de  $\frac{\rho_1}{\rho(a)}$ .

5. Com o valor de  $\frac{\rho_1}{\rho(a)}$  ou  $\frac{\rho(a)}{\rho_1}$  obtido, entra-se nas curvas teóricas correspondentes e traça-se uma linha paralela ao eixo da abscissa. Esta reta corta curvas distintas de K. Proceder a leitura de todos os K e  $\frac{h}{a}$  correspondentes;
6. Multiplica-se todos os valores de  $\frac{h}{a}$  encontrados no quinto passo pelo valor de  $a_1$  do terceiro passo. Com o quinto e sexto passo gera-se uma tabela com os valores correspondentes de K,  $\frac{h}{a}$  e h;
7. Traça-se a curva de K x h da tabela gerada no sexto passo;
8. Um segundo valor de espaçamento  $a_2 \neq a_1$  é novamente escolhido e todo o processo é repetido, resultando numa nova curva K x h;
9. Plota-se a nova curva K x h no mesmo gráfico do sétimo passo;
10. A interseção das duas curvas K x h num dado ponto resultará nos valores reais de K e h. Assim a estratificação estará definida.

Segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), a passagem da corrente elétrica do sistema de aterramento para o solo depende:

- Da composição do solo com suas respectivas camadas;
- Da geometria do sistema e aterramento;
- Do tamanho do sistema de aterramento.

Segundo (KINDERMANN, 1995), a resistividade aparente é a resistividade vista pelo sistema de aterramento em integração com o solo, considerando a profundidade atingida pelo escoamento das correntes elétricas.

Ao instalar um sistema de aterramento com a mesma geometria em dois solos com características diferentes, esse sistema de aterramento terá duas resistências elétricas diferentes, uma vez que a resistividade que cada solo apresenta ao sistema de aterramento é diferente. Sendo assim, a resistência elétrica de um sistema de aterramento depende da resistividade aparente, da geometria e da forma que o sistema de aterramento é instalado, conforme a equação (71).

$$R_{at} = \rho_a \cdot f(g) \quad (71)$$

As variáveis da equação (71) são definidas da seguinte forma:  $R_{at}$  representa a resistência elétrica do sistema de aterramento,  $\rho_a$  é a resistividade aparente e  $f(g)$  é uma função que depende da geometria do sistema de aterramento e da maneira que o mesmo é instalado.

A resistividade aparente pode ser calculada pela fórmula de Hummel, que é a equação (72).

$$\rho_a = \frac{d_1 + d_2}{\frac{d_1}{\rho_1} + \frac{d_2}{\rho_2}} \quad (72)$$

As variáveis da equação (72) são definidas da seguinte forma:  $d_n$  representa a espessura de cada camada enquanto  $\rho_n$  é a resistividade de cada camada.

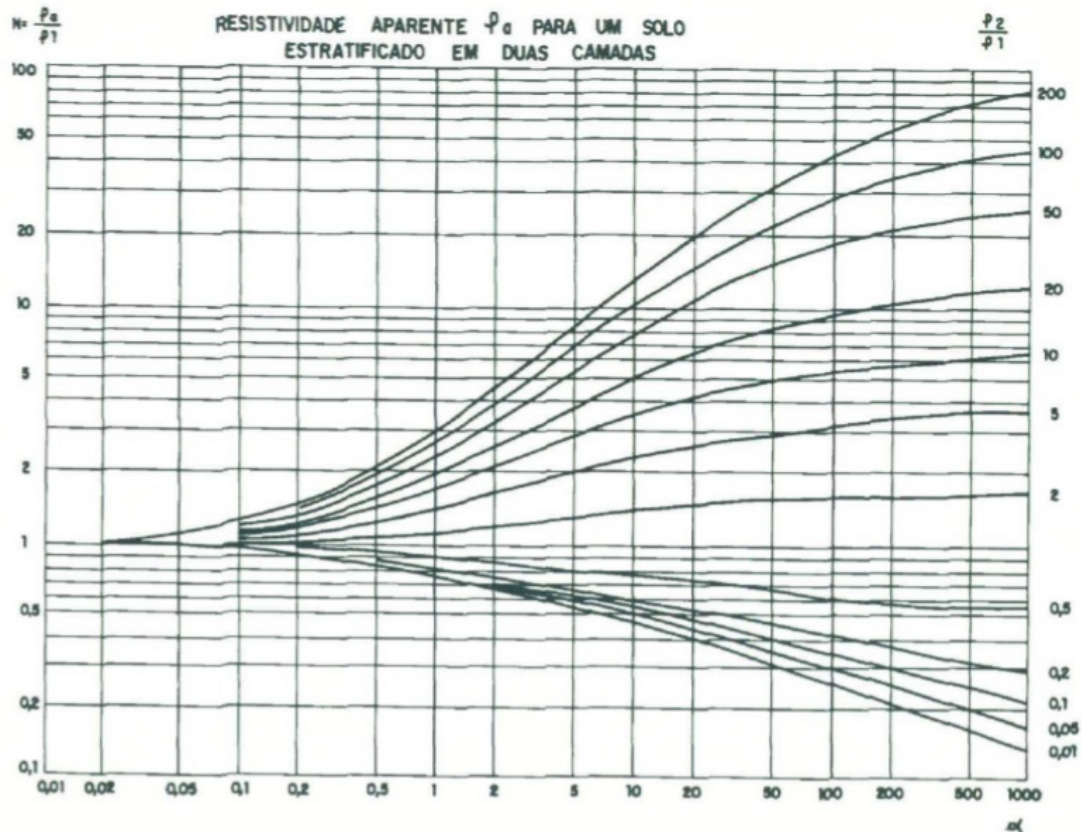
Conforme (FLEURY; GUEDES, 2016), a resistividade aparente de um sistema de aterramento é efetuada considerando o nível de penetração da corrente de escoamento em um solo de duas camadas, com isso, um solo com muitas camadas deve ser reduzido a um solo de duas camadas. Considerando o paralelismo entre as camadas e adaptando a equação (72) tem-se a equação (73) e com relação à espessura equivalente tem-se a equação (74).

$$\rho_{eq} = \frac{d_1 + d_2 + \dots + d_n}{\frac{d_1}{\rho_1} + \frac{d_2}{\rho_2} + \dots + \frac{d_n}{\rho_n}} \quad (73)$$

$$d_{eq} = d_1 + d_2 + \dots + d_n \quad (74)$$

Para a determinação da resistividade aparente  $\rho_a$  do aterramento especificado em relação ao solo de duas camadas é necessário obter os coeficientes  $\alpha$  e  $\beta$ , sendo necessário para tal utilizar as curvas desenvolvidas por Endrenyi, mostradas na figura (22).

**Figura 22 – Curvas de Endrenyi**



Fonte: ABNT NBR 7117 (2012).

O  $\alpha$  é conhecido como coeficiente de penetração e indica o grau de penetração das correntes escoadas pelo aterramento no solo equivalente, sendo definido pela equação (75).

Enquanto  $\beta$  é o coeficiente de divergência e é definido pela relação entre a resistividade da última camada e a resistividade da primeira camada equivalente, conforme equação (77).

$$\alpha = \frac{r}{d_{eq}} \quad (75)$$

$$r = \frac{(n-1)}{2} \cdot e \quad (76)$$

$$\beta = \frac{\rho_{n-1}}{\rho_{eq}} \quad (77)$$

As variáveis da equação (75) são definidas da seguinte forma:  $r$  é o raio equivalente do sistema de aterramento considerado, considerando que para hastes alinhadas e igualmente espaçadas,  $r$  é dado pela equação (76).

As variáveis da equação (76) são definidas da seguinte forma:  $n$  é o número de hastes cravadas verticalmente no solo enquanto  $e$  é o espaçamento entre essas hastes.

Utilizando as curvas desenvolvidas por Endrenyi é possível obter a relação  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $N$  pela equação (78), sendo  $N$  um número adimensional que representa a relação das resistividades conforme a equação (78).

$$\rho_a = N \cdot \rho_{eq} \quad (78)$$

#### 2.2.4 A Malha de Aterramento

A (ABNT NBR 7117, 2012) define a malha de aterramento como o conjunto de condutores interligados e enterrados no solo, sendo que segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), o objetivo de uma malha de terra é possibilitar uma superfície equipotencial no solo onde está locada a instalação elétrica. Esta malha garante que, quando da circulação de correntes através da malha de aterramento, seja correntes provenientes de falhas à terra ou descargas atmosféricas, não aparecerá diferença de potencial entre os diferentes pontos acessíveis à pessoas, Cabe destacar que a superfície só será equipotencial se a condutividade da superfície for nula, sendo essa uma situação irreal.

Ainda conforme (FLEURY; GUEDES, 2016), o projeto de uma malha de terra visa buscar uma condição aceitável em que, os gradientes de potencial que podem surgir ao longo da superfície da área da malha de aterramento, devido a uma circulação de corrente através desta, estejam dentro de limites suportáveis pelas pessoas.

O conhecimento das características do sistema elétrico, tais como as impedâncias e as potências de curto-circuito para o ponto de falta, possibilita o cálculo das correntes de falta que surgem durante um curto-circuito, sendo que são de interesse deste trabalho os curtos-circuitos

que envolvem a terra, pois são com a ocorrência desses tipos de falta que existe circulação de corrente pela malha de aterramento.

Segundo (KINDERMANN, 1995), estes curtos-circuitos que envolvem a terra, são os únicos que geram correntes de sequência zero, sendo essas as únicas que, através da terra ou dos dos cabos de coberturas retornam à subestação. As correntes de sequência zero estão em fase e geram um campo magnético que enlaça e se concatena com o cabo de cobertura da linha de transmissão. Esse enlace, pelo princípio da ação e reação, produz uma corrente induzida de retorno, conhecida como corrente auto neutralizada, sendo que esta corrente retorna pelo cabo de cobertura até a subestação.

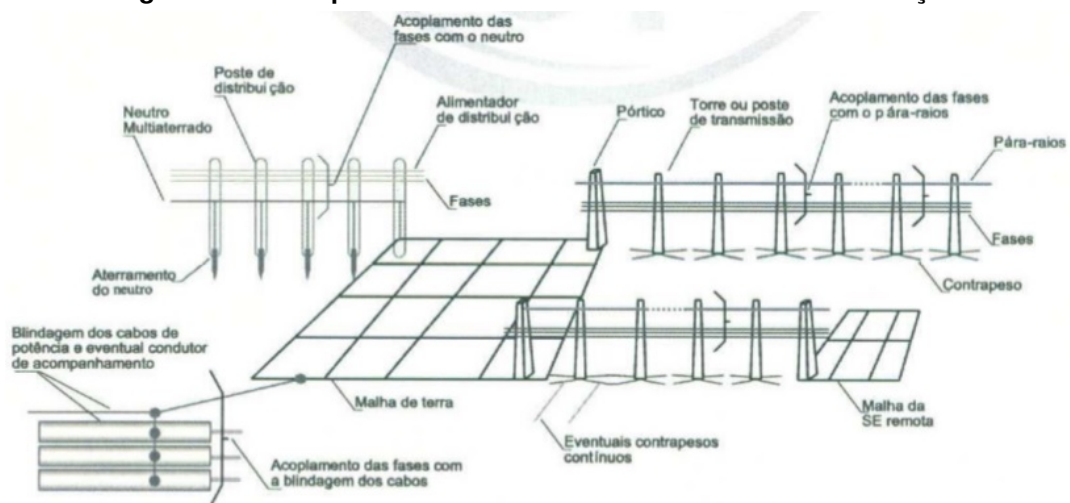
Ainda segundo (KINDERMANN, 1995), a terra sob a linha de transmissão também está em paralelo com o cabo de cobertura, sendo assim, o fluxo proveniente das correntes de sequência zero também é concatenada com o solo sob a linha de transmissão, induzindo neste uma corrente chamada de corrente de retorno pela terra sob a linha de transmissão. A última parte da corrente de falta fica então liberada, e retorna utilizando o menor traçado possível do ponto de curto-circuito até a subestação.

Conforme (KINDERMANN, 1995), o defeito monofásico à terra é dado pela equação (79).

$$I_{curto-circuito\ 1\phi-terra} = 3I_0 = I_{cabo\ de\ cobertura} + I_{terra\ sob\ a\ L.T.} + I_{terra\ liberada} \quad (79)$$

Segundo a (ABNT NBR 15751, 2013), o sistema de aterramento de uma subestação é normalmente formado pela sua malha de aterramento e por todos os elementos metálicos a ela conectados, tais como cabos para-raios, aterramentos de torres e de linhas, blindagem dos cabos de energia, neutro multi-aterrado de linhas de distribuição e malhas de aterramento de subestações vizinhas, conforme figura (23).

**Figura 23 – Exemplo de sistema de aterramento de uma subestação**



**Fonte: ABNT NBR 15751 (2013).**

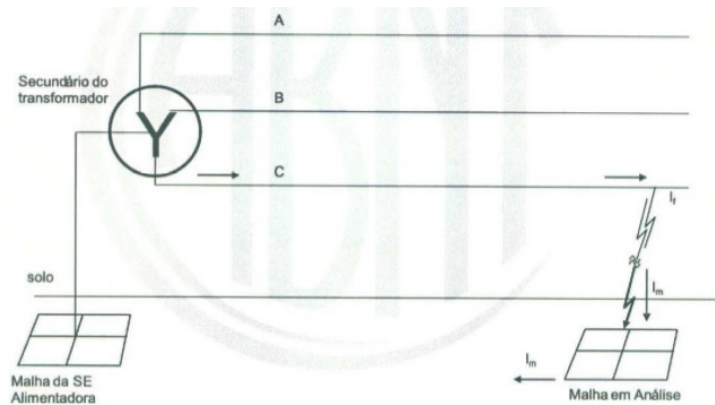
Conforme a (ABNT NBR 15751, 2013), quando da ocorrência de uma falta de curta duração para a terra, a corrente de falta se divide por todo o sistema de aterramento interligado

à subestação, cabendo a cada um de seus componentes a função de escoar uma fração da corrente de falta conforme equação (79). Sendo que a corrente de malha é a parcela da corrente de falta que escoam para o solo através da malha de aterramento, sendo na equação (79) a soma das parcelas  $I_{terra\ sob\ a\ L.T.}$  e  $I_{terra\ liberada}$ .

O circuito que deve ser considerado para o dimensionamento da malha de terra inclui os condutores fase, de neutro e de terra, mutuamente acoplados. O condutor fase é o responsável do sistema para a corrente de falta, enquanto o condutor neutro em conjunto com a malha escoam esta corrente, ou pelo menos parte dela, para o solo (ABNT NBR 15751, 2013).

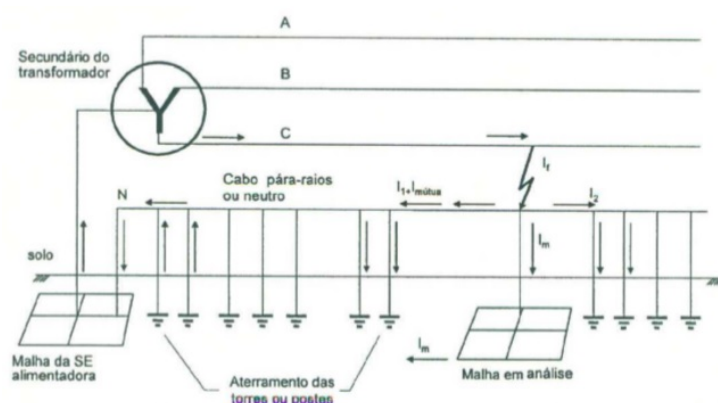
As figuras 24 e 25 demonstram duas diferentes situações de distribuição de corrente de falta, pelos possíveis caminhos para retorno à fonte, sendo nessas figura a corrente de malha representada por  $I_m$ .

**Figura 24 – Sistema de aterramento sem cabos para-raios ou neutro.**



Fonte: ABNT NBR 15751 (2013).

**Figura 25 – Sistema de aterramento com cabos para-raios ou neutro.**



Fonte: ABNT NBR 15751 (2013).

Na figura 24 está representado um sistema onde as linhas de transmissão ou de distribuição não possuem cabos guarda, sendo assim, a corrente de falta flui integralmente da malha para o solo, dessa forma a corrente de falta é igual à corrente de malha.

A figura 25 exemplifica a distribuição da corrente de falta ao longo de todo o sistema de aterramento conectado à subestação, destacando a corrente que vai para a terra através

da malha, sendo que as subestações em estudo têm sistemas aterramento com cabos guarda aterrados, foi considerado para esse estudo o sistema da figura 25.

Segundo (KINDERMANN, 1995), a corrente de malha é menor que a corrente de falta para os casos em que existem cabos guarda e seu valor depende da:

- Geometria espacial dos condutores fase, cabo de cobertura e distância à terra;
- Resistividade do solo;
- Bitola dos condutores fase e cabo de cobertura;
- Material e resistividade dos condutores envolvidos;
- Configuração das linhas de transmissão conectadas à subestação.

De uma forma geral, os valores esperados para a corrente de malha variam de 10 a 64% da corrente de falta (KINDERMANN, 1995).

Partindo do princípio que nos casos onde existem condutores para-raios a corrente de malha é menor que a corrente de falta, a (ABNT NBR 15751, 2013) alerta que ao utilizar a corrente de falta para o dimensionamento da malha resultará numa malha superdimensionada, sendo que em muitos casos pode-se chegar a uma malha incompatível com a área prevista.

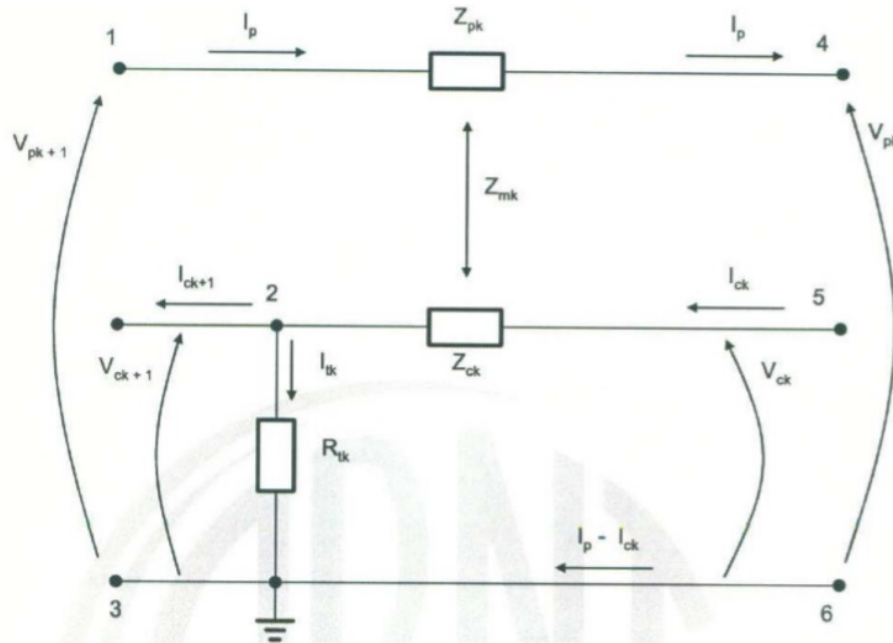
Segundo a (ABNT NBR 15751, 2013), nos casos em que a corrente de malha difere da corrente de falta, a determinação da corrente de malha torna-se necessária tanto do ponto de vista econômico quanto do ponto de vista de adequação da malha de aterramento ao terreno. Para o cálculo desta corrente, o sistema deve ser modelado convenientemente por um circuito equivalente, sendo inclusive necessário considerar que a terra é um dos caminhos de retorno para a corrente de curto-circuito. A modelagem deve incluir o acoplamento magnético entre os cabos fase e para-raios, ou mesmo a fase e o neutro nos casos de distribuição, durante o curto-circuito, utilizando a impedância mútua. Este acoplamento é responsável por drenar pelos cabos para-raios ou neutro parte da corrente de falta, diminuindo a corrente de malha e desta forma aliviando as tesões de passo e toque sobre a malha da subestação. Na figura 26 é apresentado um modelo de um vão de linha de transmissão ou rede de distribuição.

A legenda da figura 26 é apresentada a seguir:

- $k$  Representação genérica do vão, sendo  $k = 1$  na torre em falta e  $k = n$  na subestação de alimentação;
- $V_{pk+1}$  Tensão de fase entre os pontos 1 e 3,  $V_{13}$  (valor complexo);
- $V_{pk}$  Tensão de fase entre os pontos 4 e 6,  $V_{46}$  (valor complexo);
- $I_p$  Corrente de falta para terra ( $3I_0 = I_f$ ), (valor complexo);
- $I_{ck}$  Corrente complexa no vão  $k$  do cabo guarda;



**Figura 26 – Modelo completo de vão de linha de transmissão ou rede de distribuição**



Fonte: ABNT NBR 15751 (2013).

- $I_{tk}$  Corrente complexa que penetra a terra na torre  $k$ ;
- $I_{ck+1}$  Corrente complexa no cabo guarda do vão  $k + 1$ ;
- $(I_p - I_{ck})$  Corrente complexa que retorna pela terra no vão  $k$ ;
- $Z_p$  Impedância própria, com retorno pela terra, do cabo fase;
- $Z_c$  Impedância própria, com retorno pela terra, do cabo guarda;
- $Z_m$  Impedância mútua entre o cabo fase em falta e o cabo guarda;
- $R_t$  Resistência de aterramento da torre ligada ao nó 2 ( resistência ôhmica, valor real, não complexo);

Conforme (ABNT NBR 15751, 2013), a corrente de malha de longa duração também deve ser calculada. A primeira fase do cálculo consiste em definir a maior corrente permissível no neutro dos transformadores da subestação que possa fluir permanentemente no sistema de aterramento e que deve servir de parâmetro para o ajuste das proteções de sobrecorrente de neutro da subestação. A segunda fase consiste em determinar a parcela da corrente que flui pela malha de terra da subestação e a que flui pelo aterramento das linhas de transmissão e dos neutros dos alimentadores em paralelo com essa malha, na proporção inversa de suas impedâncias de aterramento vistas por essa corrente.

Com o cálculo da corrente de malha de longa duração, deve-se verificar se esta não provoca tensões de passo e toque superiores às suportadas pelo corpo humano, em regime de longa duração, ou seja, tempos maiores a 3 segundos (ABNT NBR 15751, 2013).

Tabela 6 – Fator devido a assimetria da corrente de falta.

s	Duração da falta $t_f$		Fator de decremento $D_t$			
	Ciclos a 60 Hz	$\frac{X}{R} = 10$	$\frac{X}{R} = 20$	$\frac{X}{R} = 30$	$\frac{X}{R} = 40$	
0,00833	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688	
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515	
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378	
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232	
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163	
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125	
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101	
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068	
1,00	60	1,013	1,026	1,039	1,052	

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 15751 (2013)

Para os cálculos será necessário definir e levantar o fator de decremento, fator este que permite a obtenção do valor eficaz equivalente da corrente simétrica de falta, para um determinado tempo de eliminação, considerando portanto, o efeito da componente contínua. A sua determinação pode ser feita pela equação 80 e também pela tabela 6. O seu valor varia inversamente com o tempo de eliminação da falta e aumenta com a relação  $X/R$  do sistema. Para a faixa de tempo de eliminação de faltas tipicamente considerada igual ou superior a 0,5s, o fator de decremento pode ser considerado unitário.

$$D_f = \sqrt{1 + \left(\frac{T_a}{t_f}\right) \cdot (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})} \quad (80)$$

As variáveis da equação (80) são definidas da seguinte forma:  $D_f$  representa o fator de decremento,  $T_a$  representa a constante de tempo do deslocamento da componente contínua (s) e  $t_f$  representa a duração da falta (s).

A (ABNT NBR 15751, 2013) mostra que, além do fator de decremento, também é necessário definir o fator de projeção que pode ser entendido como um fator que leva em consideração a expansão prevista da rede de transmissão e geração de energia elétrica.

A evolução previsível do nível de curto-circuito é função dos critérios adotados pelo planejamento da expansão. É recomendável que os estudos de aterramento sejam conduzidos considerando os níveis de curto-circuito previstos até o horizonte disponível no planejamento e que reavaliações futuras sejam conduzidas quando de alterações significativas dos estudos realizados ou para evoluções do sistema além do ano horizonte inicialmente estudado.

De posse dos dados acima é possível calcular a corrente de malha através da equação (81), onde  $C_p$  representa o fator de projeção.

$$I_{malha} = I_{malha\ sim\ ef} \cdot D_f \cdot C_p \quad (81)$$

A tensão de toque é a diferença de potencial que surge entre um ponto da estrutura metálica, situado ao alcance da mão de uma pessoa, e um ponto no chão distante 1m da base da estrutura em questão (KINDERMANN, 1995) e é representada pela equação 82.

$$V_{toque} = (R_{ch} + 1,5\rho_s) \times I_{choque\ na\ falta} \quad (82)$$

As variáveis da equação (82) são definidas da seguinte forma:  $R_{ch}$  representa a resistência do corpo humano, geralmente aceita como  $1000\Omega$  (ABNT NBR 15751, 2013),  $\rho_s$  representa a resistência superficial do solo, sendo necessário verificar o valor na tabela 7 abaixo e  $I_{choque\ na\ falta}$  representa a corrente que efetivamente flui através do corpo num choque.

**Tabela 7 – Resistividade do Material de Recobrimento.**

<b>Material</b>	<b>Resistividade <math>\Omega \cdot m</math></b>
Brita Seca	
Brita molhada	3000
Concreto seco	1200 a 280000
Concreto molhado	21 a 100
Asfalto seco	$2 \cdot 10^6$ a $30 \cdot 10^6$
Asfalto molhado	$10 \cdot 10^3$ a $6 \cdot 10^6$

**Fonte: Adaptado de ABNT NBR 15751 (2013)**

A tensão de passo pode ser é a diferença de potencial que surge entre dois pontos situados no chão e distanciados de 1 m, devido a passagem de corrente pela terra (KINDERMANN, 1995), sendo que a equação (83) representa a tensão de passo.

$$V_{passo} = (R_{ch} + 6\rho_s) \times I_{choque\ na\ falta} \quad (83)$$

Numa malha de terra as correntes escoam preferencialmente pelas bordas da malha e isso ocorre devido às interações entre os condutores da malha que forçam uma concentração de corrente nas bordas. A partir dessa consideração, pode ser esperado então, que as tensões de passo e toque variem ao longo de toda a malha, sendo nas bordas encontrados os maiores valores de tensão de toque e passo (KINDERMANN, 1995).

Sabendo que as tensões de passo e toque variam ao longo da malha, em função da distribuição da corrente, é necessário determinar quais são as maiores tensões que podem surgir em uma determinada malha e adotar esses valores como as tensões de toque e passo daquela malha.

A tensão de toque da malha é definida então como a maior tensão de toque encontrada na malha, quando do máximo defeito fase-terra e esse valor pode ser determinado pela equação (84) nos casos onde não existam hastes no perímetro da malha (KINDERMANN, 1995).

$$V_{toque\ da\ malha} = \frac{\rho_a \times K_m \times K_i \times I_m}{L_{total}} \quad (84)$$

As variáveis da equação (84) são definidas da seguinte forma:  $\rho a$  é a resistividade aparente vista pela malha,  $I_m$  é a corrente de malha,  $L_{total}$  é o comprimento total dos condutores da malha,  $k_m$  é um coeficiente que leva em consideração a profundidade da malha, diâmetro do condutor e o espaçamento entre os condutores enquanto o  $k_i$  é o coeficiente que leva em consideração a distribuição não uniforme da corrente pela malha (KINDERMANN, 1995).

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left\{ \ln \left[ \frac{e^2}{16hd} + \frac{(e+2h)^2}{8ed} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2N-1)} \right\} \quad (85)$$

$$K_i = 0,656 + 0,172N \quad (86)$$

As variáveis das equações (85) e (86) são definidas da seguinte forma:  $h$  é a profundidade da malha (m),  $e$  é o espaçamento entre condutores paralelos ao longo da malha (m),  $d$  representa o diâmetro do condutor da malha (m),  $N$  vem da equação (87) e é a transformação de uma malha retangular numa malha quadrada com  $N$  condutores paralelos em cada lado,  $K_h$  representa o fator de correção de profundidade e é obtido pela equação (88),  $K_{ii}$  é um fator que é obtido através da equação (89) para uma malha com hastes cravadas ao longo do perímetro ou nos cantos da malha ou ambos, nos casos com uma malha sem hastes cravadas ou com poucas hastes não localizadas nos cantos e no perímetro da malha deve-se utilizar a equação (90) para definição de  $K_{ii}$ .

$$N = \sqrt{N_a N_b} \quad (87)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (88)$$

$$K_{ii} = 1 \quad (89)$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2N)^{\frac{2}{N}}} \quad (90)$$

Nos casos onde existem hastes de cobre cravadas nas bordas ou no perímetro da malha, as correntes passam a ter uma maior facilidade de escoar em camadas mais profundas do solo, alterando dessa forma, o potencial de toque calculado pela expressão (84). Para esses casos deve ser utilizada a equação (91) (KINDERMANN, 1995).

$$V_{toque\ da\ malha} = \frac{\rho a \times K_m \times K_i \times I_m}{L_{total} + 1,15L_{hastes}} \quad (91)$$

A tensão de passo de malha é definida como a maior tensão de passo encontrada na malha, quando do máximo defeito fase-terra e esse valor pode ser determinado pela equação (92) para os casos onde não existam hastes no perímetro da malha (KINDERMANN, 1995).

$$V_{\text{passo da malha}} = \frac{\rho a \times K_m \times K_p \times I_m}{L_{\text{total}}} \quad (92)$$

As variáveis da equação (92) são definidas da seguinte forma:  $k_p$  é o coeficiente que representa a maior diferença de potencial entre dois pontos distantes de 1m entre si, sendo que este coeficiente relaciona todos os parâmetros que induzem tensão na superfície da malha, sendo dado pela equação (93).

$$K_p = \frac{1}{\pi} \cdot \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{e+h} + \frac{1}{e} \cdot (1 - 0,5^{N-2}) \right] \quad (93)$$

As variáveis da equação (93) são definidas da seguinte forma: N é o maior número de linhas paralelas da malha.

Para os casos onde existam hastes de cobre na periferia ou cantos da malha deve-se utilizar a equação (94) (KINDERMANN, 1995).

$$V_{\text{passo da malha}} = \frac{\rho a \times K_m \times K_p \times I_m}{L_{\text{total}} + 1,5L_{\text{hastes}}} \quad (94)$$

A definição dos potenciais máximos permitidos parte da equação (95) que é conhecida como equação de Dalziel. Charles Dalziel concluiu através de estudos que 99,5% das pessoas com peso igual ou superior a 50kg, poderiam suportar, sem ocorrer fibrilação ventricular, a corrente definida na equação (95) para os intervalos de tempo definidos na equação (96) (ABNT NBR 15751, 2013).

$$I_{\text{choque}} = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (95)$$

$$0,03s \leq t \leq 3s \quad (96)$$

As variáveis da equação (95) são definidas da seguinte forma:  $I_{\text{choque}}$  representa a corrente máxima que pode atravessar o corpo humano sem causar fibrilação (A) e  $t$  representa o tempo de duração do choque (s), sendo considerado nesse caso o tempo de atuação da proteção.

A tensão máxima de toque pode ser definida pela equação (97) (KINDERMANN, 1995).

$$V_{\text{toque máxima}} = (1000 + 1,5 \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (97)$$

A tensão máxima de passo pode ser definida pela equação (98) (KINDERMANN, 1995).

$$V_{\text{passo máxima}} = (1000 + 6 \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (98)$$

Segundo (KINDERMANN, 1995), de uma forma resumida pode-se dizer que calcular uma malha de aterramento é analisar se os potenciais que surgem na superfície dessa malha, quando da ocorrência do máximo defeito à terra, estão abaixo dos máximos potenciais de toque e passo que um ser humano pode suportar sem a ocorrência da fibrilação ventricular. Também é necessário dimensionar os condutores da malha de modo a suportarem os esforços mecânicos e térmicos que os mesmos estarão sujeitos. É necessário ainda verificar que a resistência da malha de terra é compatível com as características de sensibilização do relé de neutro.

Ainda conforme (KINDERMANN, 1995), o processo de dimensionamento de uma malha de aterramento é um processo iterativo, parte-se de uma geometria inicial e verifica-se se os potenciais na superfície estão abaixo dos limites estabelecidos, caso esta condição não se verifique a geometria inicial é modificada até que as condições exigidas sejam estabelecidas.

Antes do início do projeto da malha é necessário uma série de informações preliminares, sendo elas:

- a) Fazer as medições de resistividade do solo, podendo ser utilizado o método Wenner, conforme foi demonstrado no item 2.2.3 ;
- b) Obter a estratificação do solo.
- c) Conhecer a resistividade superficial do solo, conforme tabela 7;
- d) Conhecer a corrente de curto-circuito máxima entre fase e terra no local do aterramento, conforme demonstrado no item 2.1.5;
- e) Conhecer o percentual da corrente de curto-circuito máxima que realmente escoar pela malha.
- f) Tempo de defeito para a máxima corrente de curto-circuito fase-terra, segundo a (*Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) 80-2000, 2000) esse tempo deve refletir o tempo máximo para abertura da falta incluindo o tempo de atuação da proteção de retaguarda;
- g) Área da malha pretendida que depende do arranjo eletromecânico da subestação;
- h) Valor máximo da resistência de terra de modo a ser compatível com a sensibilidade da proteção.

Depois de conhecidos os dados acima pode-se iniciar o projeto propriamente dito.

Conforme demonstrado anteriormente, pode-se determinar a resistividade equivalente homogênea que o sistema de aterramento enxerga, sendo que ela depende da estratificação do solo e das dimensões do aterramento.

O dimensionamento do condutor da malha é feito levando-se em consideração os esforços mecânicos e térmicos que esse condutor deverá suportar.

Em relação aos esforços mecânicos a (ABNT NBR 15751, 2013), preconiza que a bitola mínima para condutores de cobre é  $50\text{mm}^2$ , considerando que na prática essa bitola é suficiente para suportar os esforços mecânicos advindos da movimentação do solo e dos veículos que circulam na subestação.

Quanto aos esforços de origem térmica, utiliza-se a equação (99) que é conhecida como equação de Onderdonk, a qual é válida apenas para condutores de cobre. Essa equação considera que todo o calor produzido pela corrente de curto-circuito é restrito ao condutor.

$$I = 226,53 \cdot S_{\text{cobre}} \cdot \sqrt{\frac{1}{t_{\text{defeito}}} \cdot \ln\left(\frac{\theta_m - \theta_a}{234 + \theta_a} + 1\right)} \quad (99)$$

Em (99),  $S_{\text{cobre}}$  representa a seção mínima do condutor de malha de terra,  $t_{\text{defeito}}$  é o tempo considerado para a proteção desligar a falha, inclusive considerando o tempo de atuação do *backup* de proteção,  $\theta_m$  é a temperatura máxima permitível para o tipo de conexão adotada e  $\theta_a$  representa a temperatura ambiente.

Em relação ao tipo de conexão adotada, a (ABNT NBR 15751, 2013) estabelece os valores de temperatura para os tipos conexão mais utilizados em malhas de terra, conforme a tabela 8.

**Tabela 8 – Tipos de conexão e seus limites máximos de temperatura.**

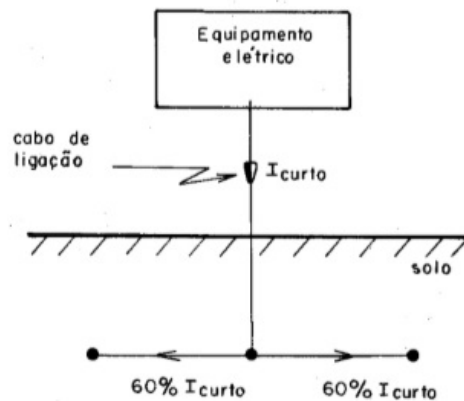
Conexão	$\theta_m$ °C
Mecânica (aparafusada ou por pressão)	250
Solda Oxiacetilênica	450
Solda Exotérmica	850
Compressão	850

**Fonte: Adaptado de ABNT NBR 15751 (2013)**

Segundo (KINDERMANN, 1995), deve-se levar em conta no dimensionamento dos cabos da malha e no dimensionamento dos cabos que interligam os equipamentos à malha que a corrente de defeito se distribui na malha conforme a figura 27.

Na figura 27 é possível verificar que a corrente se distribui 50% para cada lado da conexão, porém, segundo (KINDERMANN, 1995), é aconselhável no dimensionamento da malha utilizar 60%, sendo assim, a corrente de defeito no condutor da malha pode ser considerada 60% da corrente de curto-circuito máxima.

**Figura 27 – Distribuição da corrente de malha**



**Fonte: Kindermann (1995).**

Para os cabos de ligação, que geralmente são conectados via conectores aparafusados, deve-se levar em conta a temperatura dada pela tabela 8 para esse tipo de conexão, visando o seu correto dimensionamento.

No item 2.2.4 deste trabalho, foram definidos os potenciais de toque e passo, além de ter demonstrado como determinar os potenciais máximos de toque e passo que um ser humano pode suportar sem a ocorrência de fibrilação ventricular. Para (KINDERMANN, 1995), o dimensionamento da malha está adequado quando os potenciais que surgem na superfície da malha, na ocorrência de uma falta máxima, estiverem abaixo dos limites calculados nas expressões (97) e (98), daí tem-se as relações dadas pelas equações (100) e (101).

$$V_{\text{toque da malha}} \leq V_{\text{toque máxima}} \quad (100)$$

$$V_{\text{passo da malha}} \leq V_{\text{passo máxima}} \quad (101)$$

Segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), a etapa inicial do dimensionamento de uma malha de aterramento consiste na seleção de uma geometria básica, a qual deve levar em conta a delimitação da área a ser abrangida pela mesma e que é função do arranjo eletromecânico da subestação.

Para (IEEE 80-2000, 2000), o projeto preliminar deve incluir um circuito condutor em torno de toda a área de aterramento, além dos condutores das quadrículas adequadamente distribuídos de forma a facilitar o aterramento dos equipamentos. As estimativas iniciais do espaçamento dos condutores e as localizações das hastes de aterramento devem ser baseadas na corrente que circula malha e na área total coberta pelo sistema de aterramento.

Para a determinação do número de condutores paralelos em cada uma das dimensões (KINDERMANN, 1995) mostra que o espaço típico entre condutores está entre 5% e 10% de cada um dos respectivos lados da malha, é ainda importante ressaltar que todas as fórmulas



usadas para o dimensionamento da malha de terra são deduzidas considerando quadrículas quadradas, conforme equação  $e_a \approx a_b$ . A determinação do número de condutores é dada pelas equações (102) e (103).

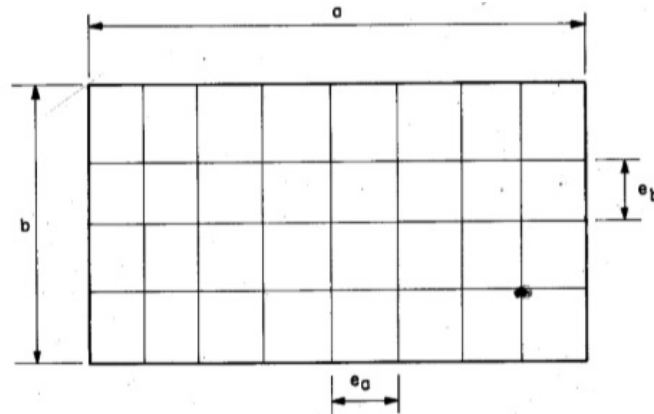
$$N_a = \frac{a}{e_a} + 1 \quad (102)$$

$$N_b = \frac{b}{e_b} + 1 \quad (103)$$

Em (102) e (103),  $N_a$  e  $N_b$  representam o número de condutores paralelos em cada direção,  $e_a$  e  $e_b$  representam as distâncias consideradas entre condutores paralelos,  $a$  e  $b$  são as dimensões da malha.

Para a exemplificação de uma malha inicial pode-se utilizar a figura 28, na qual é representada uma malha retangular.

**Figura 28 – Exemplo de projeto inicial de uma malha de terra**



**Fonte: Kindermann (1995).**

O comprimento total dos condutores que formam a malha é dado pela equação (104), porém se na fase de projeto forem acrescentadas hastes à malha, deve-se somar o comprimento dessas hastes para a determinação do comprimento total dos condutores como mostrado na equação (105).

$$L_{cabo} = a.N_b + b.N_a \quad (104)$$

$$L_{total} = L_{cabo} + L_{hastes} \quad (105)$$

Em (104) e (105),  $L_{cabo}$  representa o comprimento total dos cabos da malha enquanto  $L_{hastes}$  representa o comprimento total das hastes cravadas na malha.

Segundo (FLEURY; GUEDES, 2016), é recomendável calcular de forma aproximada a resistência de aterramento da malha, antes da definição da geometria definitiva. Ao considerar a geometria inicial da malha, o comprimento aproximado dos condutores a serem enterrados

pode ser obtido pelo somatório das extensões dos eletrodos horizontais enterrados, permitindo que a resistência de aterramento seja calculada.

Conforme (FLEURY; GUEDES, 2016), a resistência de aterramento pode ser calculada de maneira aproximada pela equação (106), que é conhecida como equação de Severak.

$$R_g = \rho_a \cdot \left\{ \left( \frac{1}{L_{total}} \right) + \left( \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A_{malha}} \right) \cdot \left[ 1 + \frac{1}{h \cdot \sqrt{\frac{20}{A_{malha}}}} \right] \right\} \quad (106)$$

Em (106),  $A_{malha}$  representa a área ocupada pela malha ( $m^2$ ),  $h$  representa a profundidade da malha ( $m$ ).

Segundo (KINDERMANN, 1995), esta resistência da malha representa a resistência elétrica da malha até o infinito, sendo que seu valor deverá ser menor do que a máxima resistência limite de sensibilidade do relé de neutro.

Os potenciais de toque e passo da malha foram definidos anteriormente, cabendo nesse momento esclarecer as limitações destas equações, que são as equações (108) a (110).

Faz-se necessário que estas limitações sejam consideradas de forma a ter um projeto seguro.

$$N \leq 25 \quad (107)$$

$$d < 0,25h \quad (108)$$

$$0,25m \leq h < 2,5m \quad (109)$$

$$e \geq 2,5m \quad (110)$$

Segundo (KINDERMANN, 1995), os equipamentos têm suas partes metálicas ligadas na malha de terra da subestação e o potencial gerado pela maior corrente de curto-circuito monofásica à terra entre as partes metálicas dos equipamentos e um ponto no infinito é dado pela equação (111).

$$V_{toque\ máxima\ da\ malha} = R_{malha} \cdot I_{malha} \quad (111)$$

Se este valor estiver abaixo do limite da tensão de toque para não causar fibrilação, conforme equação (112) significa que a malha satisfaz todos os requisitos de segurança, ou seja, está adequadamente dimensionada.

$$V_{toque\ máxima\ da\ malha} = R_{malha} \cdot I_{malha} \leq V_{toque\ máxima} \quad (112)$$

Caso a equação (112) não seja atendida, não significa que a malha está inadequada. Deve-se fazer os cálculos das tensões de passo e toque de malha e verificar se as mesmas estão abaixo do limite de fibrilação.

## 2.3 DISTRIBUIÇÃO DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA

O sistema de aterramento de uma subestação é normalmente formado pela sua malha de aterramento e por todos os elementos metálicos a ela conectados, tais como cabos para-raios, aterramentos de torres e de linhas, blindagem dos cabos de energia, neutro multi-aterrado de linhas de distribuição e malhas de aterramento de subestações vizinhas, além disso conforme a (ABNT NBR 15751, 2013) quando da ocorrência de uma falta de curta duração para a terra, a corrente de falta se divide por todo o sistema de aterramento interligado à subestação, cabendo a cada um de seus componentes a função de escoar uma fração da corrente.

Devido a essas premissas torna-se essencial estudar e conhecer as linhas de transmissão e redes de distribuição conectadas à subestação em estudo.

Na figura 29, é apresentada a representação de um sistema de aterramento completo de uma subestação, onde:

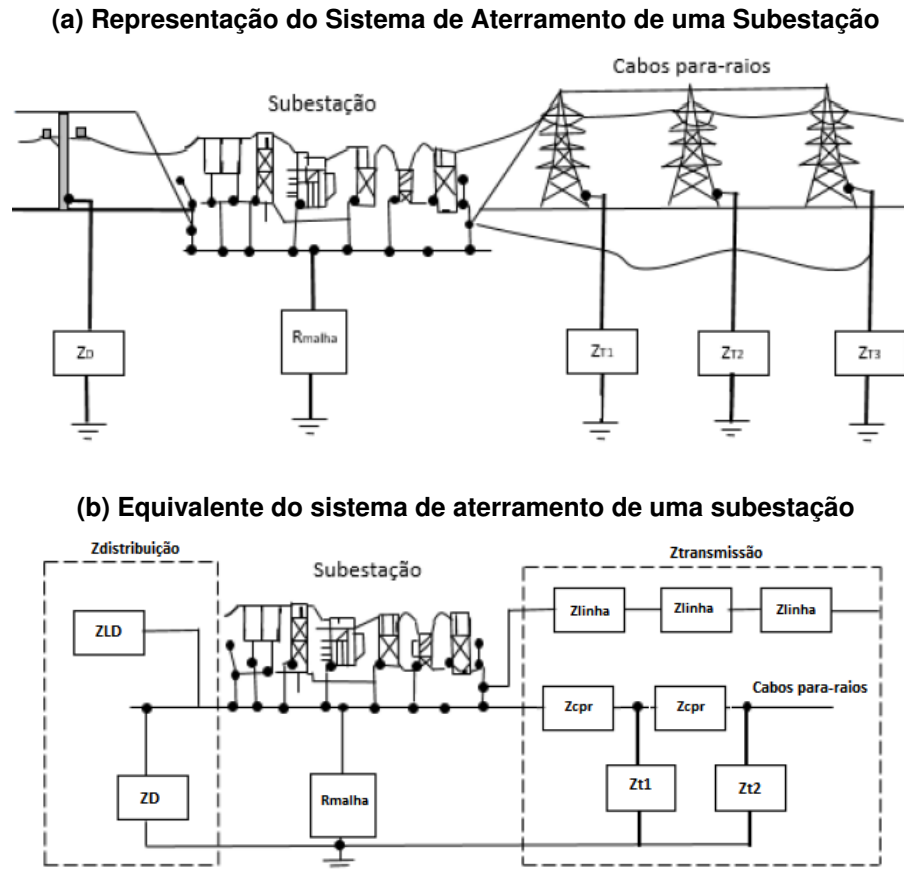
- $Z_D$  representa a impedância equivalente de aterramento do sistema de distribuição conectado à subestação;
- $R_{malha}$  representa a resistência da malha de terra da subestação;
- $Z_{Ti}$  representa a impedância de aterramento da torre  $i$ ;
- $Z_{LD}$  representa a impedância da linha do sistema de distribuição;
- $Z_{Linha}$  representa a impedância da linha de transmissão;
- $Z_{cpr}$  é a impedância dos cabos guardas no vão em que são representadas.

### 2.3.1 Modelagem dos Circuitos de Aterramento das Linhas de Transmissão e Redes de Distribuição

Como pode ser visto na figura 29, as linhas de transmissão e redes de distribuição conectadas à subestação podem ser representadas por suas impedâncias.

Nesse ponto deve ser feita a ressalva de que este estudo está relacionado apenas à correntes de curto-circuito, não levando em consideração, fenômenos como as descargas atmosféricas, sendo portanto, uma modelagem na frequência industrial. Segundo (ASSIS, 2017) para modelagens na frequência industrial as torres de transmissão são assumidas como um

Figura 29 – Representação: (a) do Sistema de Aterramento de uma Subestação (b) do seu Equivalente

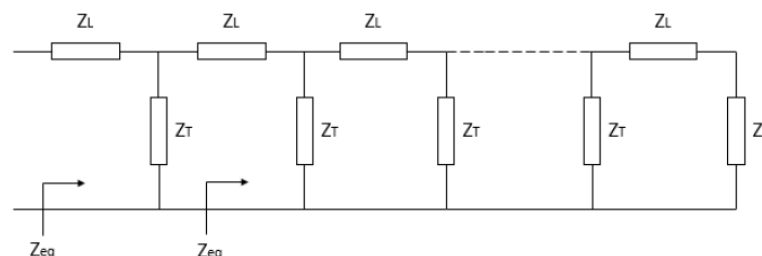


Fonte: Adaptado de Trindade (2019).

ponto para a conexão do sistema de aterramento das linhas, sendo dessa forma a modelagem das torres, através de suas impedâncias dispensável.

Dessa forma, o modelo de uma linha de transmissão ou rede de distribuição que tenha cabos guarda pode ser representada adequadamente como na figura 30.

Figura 30 – Representação de uma linha de transmissão ou rede de distribuição conectada a uma subestação



Fonte: Oliveira (2017).

A legenda da figura 30 é apresentada a seguir:

- $Z_L$  representa a impedância longitudinal dos cabos guarda no vão indicado;

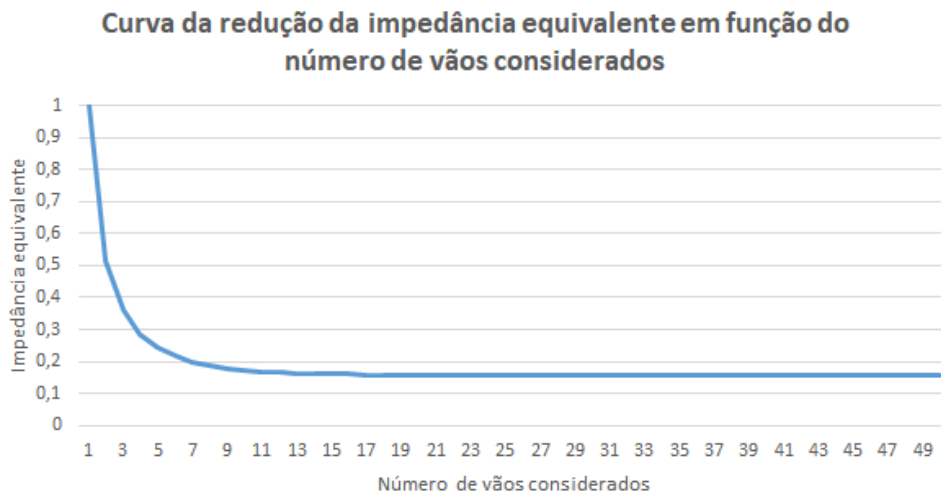
- $Z_T$  representa a impedância transversal dos aterramentos das torres de transmissão;
- $Z_{eq}$  representa a impedância equivalente da linha de transmissão vista pela subestação.

Caso em toda a extensão da linha de transmissão as impedâncias de aterramento das torres e as impedâncias dos cabos guarda se mantenham constantes, pode-se entender que o circuito trata-se de um circuito escada ou *ladder*.

A inclusão de novos vãos numa linha, leva a uma redução da impedância equivalente vista pela subestação, uma vez que cada novo vão inserido tem suas impedâncias em paralelo com o sistema existente anterior à sua inserção.

Na figura 31 é possível visualizar a redução da impedância equivalente à medida que novos vãos são associados, sendo possível verificar que a partir de um determinado número de vãos a impedância equivalente vista pela subestação passa a não variar. A curva da figura 31 foi obtida através de cálculo da impedância equivalente do sistema de aterramento de uma linha considerando a impedância longitudinal dos cabos e resistência de pé de torre constantes, sendo acrescentados vão a vão ao sistema.

**Figura 31 – Curva da redução percentual da impedância equivalente em função do número de vãos considerados**



**Fonte: Autoria própria (2022).**

Nos casos onde as impedâncias das torres e dos cabos guardas são constantes e a linha é suficientemente longa, para que a inclusão de novos vãos, não altere a impedância equivalente vista pela subestação, tem-se o que é conhecido como escada ou *ladder* infinito.

Para um *ladder* infinito, segundo (SOBRAL *et al.*, 1997) a impedância equivalente do aterramento da linha, vista pela subestação, é dada pela equação (113):

$$Z_{eqIt} = \left(\frac{Z_{cpr}}{2}\right) + \sqrt{\left(\frac{Z_{cpr}^2}{4}\right) + Z_{cpr} \cdot Z_T} \quad (113)$$

Sendo  $Z_{cpr}$  a impedância longitudinal dos cabos guarda, enquanto  $Z_T$  representa as impedâncias de pé de torre.

Conforme (SOBRAL *et al.*, 1997), a distância em que normalmente a inclusão de novos vãos não altera a impedância equivalente, vista pela subestação, ocorre entre 10km e 25 km a partir desta subestação, sendo essa distância correspondente a:

$$Distancia = 3.CE \quad (114)$$

Onde:

- $Distancia$  representa a distância a partir da qual a inserção de novos vãos não altera a impedância equivalente;
- $CE$  representa a constante de espaço ou extensão característica do circuito cascata ou *ladder*.

A determinação de uma constante de espaço, segundo (SOBRAL *et al.*, 1997) é dada pelas equações 115 e 116:

$$CE = \frac{-S}{\ln(k)} \quad (115)$$

$$K = \frac{Z_{cpr}}{Z_{cpr} + Z_{eqt}} \quad (116)$$

Sendo  $S$  a extensão em km de cada circuito PI que compõe o circuito *ladder*,  $k$  é um fator de distribuição da corrente.

Segundo (SILVA, 2011), quando um circuito *ladder* entre dois pontos tem a extensão maior ou igual a  $3.CE$ , esses dois pontos podem ser considerados como desconectados, sendo dessa forma o circuito um *ladder* infinito.

Segundo (SOBRAL *et al.*, 1997), devido as características apresentadas neste tópico, é normalmente considerado que os cabos guarda das linhas conectadas à uma subestação são parte do sistema de aterramento desta subestação até a distância correspondente aos  $3.CE$ , o que ocorre normalmente numa faixa de distância de 10 a 25 km, sendo recomendada, nesses trechos, a utilização de cabos com boa capacidade condutiva ao invés das tradicionais cordoalhas de aço. Ainda segundo (SOBRAL *et al.*, 1997), até os anos 80 considerava-se que os cabos para-raios das linhas de transmissão tinham a função exclusiva de fazer a blindagem das fases em relação a descargas atmosféricas, sendo que os cabos para-raios também são considerados no escoamento de faltas à terra da subestação.

### 2.3.2 Modelagem do Circuito de aterramento da Subestação

Segundo (VISACRO, 2002), para os casos de estudo de curto-circuito, onde a frequência do fenômeno em estudo é a industrial, tanto a susceptância transversal que é caracterizada pelo solo e tem caráter capacitivo quanto a reatância longitudinal que é caracterizada pelo eletrodo e tem caráter indutivo podem ser desprezadas. Também é possível desprezar a resistência longitudinal dos eletrodos de aterramento, devido à baixa influência do efeito pelicular na faixa de frequência industrial, ocasionada pela baixa resistividade do cobre, que é o condutor geralmente utilizados nos sistemas de aterramento. Com base nessas premissas a modelagem da malha de aterramento pode ser feita apenas por uma resistência.

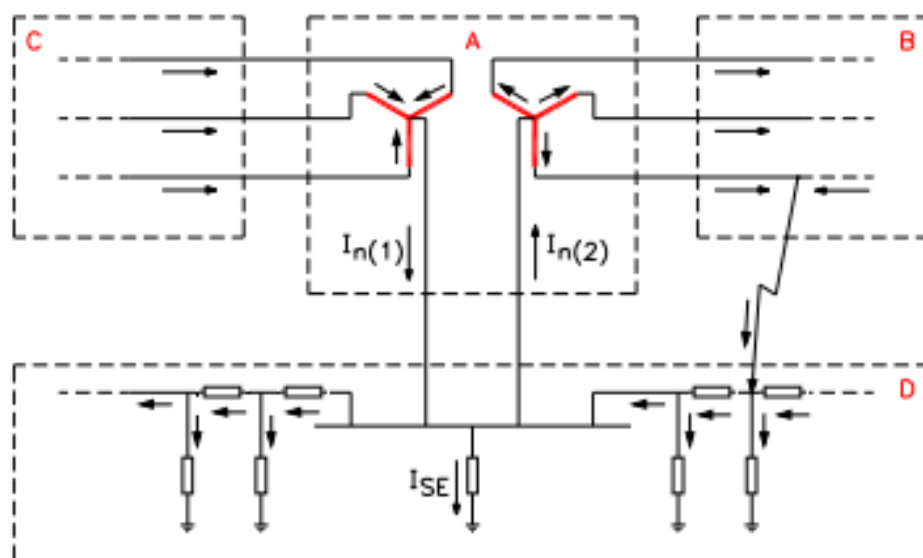
### 2.3.3 Modelo do Sistema de Aterramento Completo da Subestação e a Distribuição da Corrente de Falta Monofásica

A figura 32 representa o modelo completo do sistema de aterramento de uma subestação, incluindo as linhas e redes conectadas à subestação.

Na figura 32 são representados:

- A: No subsistema A é representado o transformador de uma subestação;
- B e C: Nesses subsistemas são representadas as linhas de transmissão;
- D: Nesse subsistema é representada a malha de aterramento da subestação, os cabos para-raios e os aterramentos das torres das linhas de transmissão.

**Figura 32 – Caso base para análise da distribuição da corrente de curto-circuito fase-terra**



Fonte: Adaptado de Silva (2011).

A ideia para o estudo desse sistema é analisar o subsistema  $D$  isoladamente, levando em consideração os efeitos, tais como acoplamentos mútuos, dos outros subsistemas sobre este.

Como pode ser percebido pela figura 32 a impedância equivalente do aterramento de cada linha está em paralelo com a impedância da malha de terra, dessa forma, conclui-se que quanto menores forem as impedâncias equivalentes dos aterramentos das linhas maiores serão as correntes a circular por esses sistemas e por consequência menores serão as correntes que circularão pela malha de terra da subestação.

A revisão bibliográfica apresentada propicia a possibilidade de entendimento dos próximos capítulos do trabalho.



### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 Levantamentos de Campo e cálculos das resistências de malha de terra

Foram realizadas medições em campo da resistividade aparente do solo de terrenos nas imediações de uma subestação recentemente construída, da qual eram conhecidos todos os elementos de projeto, com a finalidade de verificar se a medição de resistividade nas imediações de uma subestação pode ser considerada representativa para a subestação em questão. Na sequência esse método foi replicado para uma subestação antiga. Nesse sentido foi feito levantamento nas seguintes subestações:

- Subestação A1 230/138 kV;
- Subestação B1 230/69 kV;

##### 3.1.1 Subestação A1 230/138 kV

A construção dessa subestação foi motivada pelos Estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que indicaram a necessidade da construção desse ativo. A Subestação A1 230 kV é um ativo da Transmissora AA, tendo sido construída entre os anos de 2015 e 2016, com data de energização em 15/05/2016.

Essa subestação como indicado nos estudos EPE relacionados, foi necessária para resolver problemas operacionais, que vinham ocorrendo na região onde a subestação foi construída, em virtude do esgotamento da capacidade de subestações e linhas e também dos elevados níveis de curto-circuito advindos da figuração da rede desse sistema que era predominantemente em 69 kV.

Essa subestação atualmente conta com:

- Dois autotransformadores 230/138/13,8 kV de 150/150/1 MVA e ligação estrela aterrada/estrela aterrada/delta;
- Duas entradas de linha 138 kV que conectam essa subestação com as subestações A2 138/34,5/13,8 kV e A4 138/34,5/13,8 kV, ambas ativos da Distribuidora BB;
- Duas entradas de linha 230 kV que conectam essa subestação com as subestações A7 230/69 kV e A5 500/230/138 kV, ambas ativos da Transmissora AA;
- Uma entrada de linha 230 kV que conecta essa subestação com a subestação de um cliente em 230 kV.
- Área de pátio construída, com cobertura de pedra brita e com malha de aterramento de 10719 m<sup>2</sup>.

A Subestação A1 230 kV foi escolhida para ser tomada como referência para este estudo, ou seja, com a finalidade de verificar se a medição de resistividade nas imediações de uma subestação pode ser considerada representativa para a subestação em questão por se tratar de uma das subestações mais novas da Transmissora AA, tendo esta subestação todos os projetos conhecidos e devidamente arquivados.

Durante a fase de pesquisa bibliográfica foi possível encontrar o memorial de cálculo da malha de terra dessa subestação, de onde foram levantadas as características, considerações e definições do projeto. Nessa documentação encontram-se os dados das medições de resistividade do solo durante a fase de construção da subestação.

Os dados naquela medição podem ser visualizados nas tabelas 9 e 10. Esses dados foram tratados estatisticamente, sendo que os valores em negrito foram descartados por apresentarem desvios percentuais superiores a 50%, em relação à média, seguindo dessa forma orientação da (ABNT NBR 7117, 2012).

A projetista naquela ocasião utilizou o *software* TecAt Plus, sendo o solo estratificado em 4 camadas, conforme mostrado na figura 33 .

**Tabela 9 – Dados de resistividade do solo da fase de projeto da SE A1 230 kV - Setor 230 kV.**

Medição de resistividade do solo						
Data da medição: 03/03/2015 e 04/03/2015						
Valores de resistência medidos ( $\Omega$ )						
Distância entre hastes (m)	Perfil A	Perfil B	Perfil C	Perfil D	Perfil E	Perfil F
2	28,50	61,60	42,50	30,10	89,60	14,67
4	23,20	41,30	51,80	20,90	18,85	13,21
8	23,80	67,60	36,60	10,52	14,05	8,22
16	74,70	16,25	25,90	8,38	12,19	2,50
32	14,75	18,63	9,30			
Valores de resistividade de solo calculados ( $\Omega.m$ )						
2	358,16	774,09	534,07	378,25	<b>1.125,95</b>	<b>184,35</b>
4	583,08	<b>1037,98</b>	<b>1.301,87</b>	525,27	473,75	332,00
8	1.196,32	<b>3.397,94</b>	<b>1.839,72</b>	528,79	706,23	413,18
16	<b>7.509,66</b>	1.633,63	<b>2.603,75</b>	842,45	1.225,47	<b>251,33</b>
32	965,66	3.745,78	1.869,87			
Aparelho: Terrômetro Megabrás Modelo MTD-20 kW						
Valores para o setor 230 kV						

**Fonte: Autoria própria (2022).**

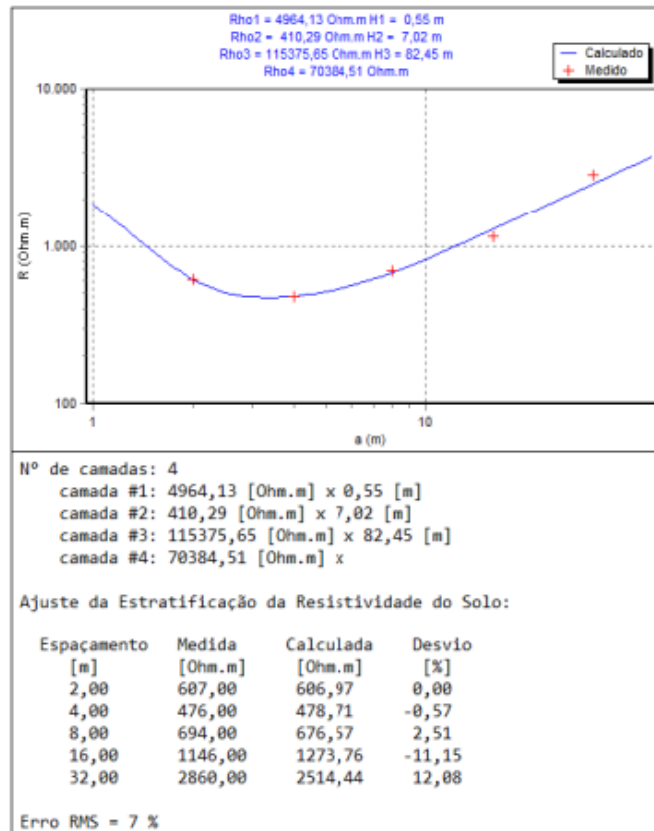
A proposta neste trabalho foi realizar a estratificação do solo através do método de duas camadas usando curvas, por isso tornou-se necessário, a partir dos dados obtidos na época do projeto, realizar uma nova estratificação. A estratificação pode ser vista na tabela 11, lembrando

**Tabela 10 – Dados de resistividade do solo obtidos na fase de projeto da SE A1 230 kV - Setor 138 kV e casa de comando.**

Data da medição: 03/03/2015 e 04/03/2015					
Valores de resistência medidos ( $\Omega$ )					
Distância entre hastes (m)	Perfil G	Perfil H	Perfil I	Perfil J	Perfil K
2	70,50	62,60	235,00	60,00	31,20
4	26,40	45,30	15,61	13,82	19,53
8	25,30	0,03	5,12	6,97	12,46
16	8,8	0,02	0,16	3,13	
Valores de resistividade de solo calculados ( $\Omega.m$ )					
2	885,93	781,63	<b>2.953,09</b>	753,98	392,07
4	663,50	<b>1.138,51</b>	392,32	347,33	490,84
8	<b>1.271,72</b>	<b>1,51</b>	<b>257,36</b>	<b>350,35</b>	626,31
16	884,67	<b>2,01</b>	<b>16,08</b>	<b>314,66</b>	
Aparelho: Terrômetro Megabrás Modelo MTD-20 kW					
Valores para o setor 138 kV e a casa de comando					

Fonte: Autoria própria (2022).

**Figura 33 – Estratificação em 4 camadas através do *software* TecAt Plus**



Fonte: Adaptado de Fasttel (2015).

que conforme a ABNT NBR 7117 (2012) todas as medições que apresentavam, desvio superior a 50% foram desconsideradas.

Nessa etapa foi possível perceber que a projetista na fase de construção ao recalculer a média das resistividades não eliminou todas as resistividades que apresentavam desvio maior que aquilo que é preconizado na (ABNT NBR 7117, 2012). Fato esse que explica a diferença para valores médios recalculados entre o projeto original e o este estudo.

Considerando o entendimento que as normas devem ser cumpridas integralmente, neste trabalho qualquer valor com desvio superior a 50% foi desconsiderado.

**Tabela 11 – Estratificação do Solo da SE A1 230 kV considerando as medições da fase de projeto.**

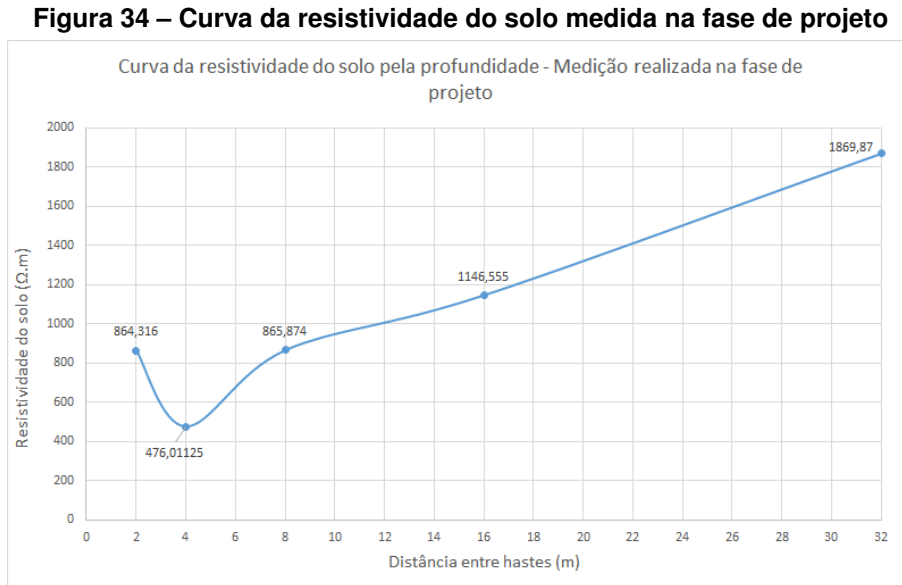
Data da Medição: 03/03/2015 e 04/03/2015							
Distância entre hastes (m)	Perfil	Resistividade ( $\Omega.m$ )	Resistividade Média ( $\Omega.m$ )	Desvio %	Resistividade Utilizada ( $\Omega.m$ )	Resistividade média recalculada ( $\Omega.m$ )	
2	A	358,14	829,23	<b>56,81</b>	1.125,95	864,32	
	B	774,09		6,65			774,09
	C	534,07		<b>606,00</b>			
	D	378,25		<b>54,39</b>			
	E	1.125,95		35,78			
	F	184,25		<b>77,77</b>			
	G	885,93		6,84			885,93
	H	781,63		5,74			781,63
	I	2.953,09		<b>256,12</b>			
	J	753,98		9,07			753,98
	K	392,07		<b>52,72</b>			
4	A	583,08	662,40	11,98	583,08	4760,01	
	B	1.037,98		<b>56,70</b>			
	C	1.301,87		<b>96,54</b>			
	D	525,27		20,70	525,27		
	E	473,75		28,48	473,75		
	F	332,00		49,88	332,00		
	G	663,50		0,17	663,50		
	H	1.138,51		<b>71,88</b>			
	I	392,32		40,77	392,32		
	J	347,33		47,57	347,33		
	K	490,84		25,90	490,84		
8	A	1.196,32	962,68	24,27	1196,32	865,87	
	B	3.397,94		<b>252,97</b>			
	C	1.839,72		<b>91,10</b>			
	D	528,79		45,07	528,79		
	E	706,23		26,64	706,23		
	F	413,18		<b>57,08</b>			
	G	1.271,72		32,10	1.271,72		
	H	1,51		<b>99,84</b>			
	I	257,36		<b>73,27</b>			
	J	350,35		<b>63,61</b>			
	K	626,31		34,94	626,31		
16	A	7.509,66	1528,37	<b>391,35</b>	1.225,47	1145,56	
	B	1.633,63		6,89			1.663,63
	C	2.603,75		<b>70,36</b>			
	D	842,45		44,88			842,45
	E	1.225,47		19,82			1.225,47
	F	251,33		<b>83,56</b>			
	G	884,67		42,12			884,67
	H	2,01		<b>99,87</b>			
	I	16,08		<b>98,95</b>			
	J	314,66		<b>79,41</b>			
	32	A		965,66			2193,77
B		3.745,78	<b>145,08</b>				
C		1869,87	22,34				

Terrômetro Megabrás Modelo MTD-20 kW

Fonte: Autoria própria (2022).

De posse dos valores recalculados de resistividade do solo é possível elaborar a estratificação do solo pelo método de duas camadas usando curvas, conforme (ABNT NBR 7117, 2012) e (KINDERMANN, 1995).

A curva levantada da resistividade do solo pela profundidade, desconsiderando todos os valores medidos que tenham desvio em relação à média maior que 50%, pode ser vista na figura 34, importante destacar que a essa curva mantém o perfil ascendente que pode ser visualizado na curva da figura 33.



Fonte: Autoria própria (2022).

Por ter perfil ascendente, para a estratificação, devem ser utilizadas as curvas para valores de  $K$  positivos.

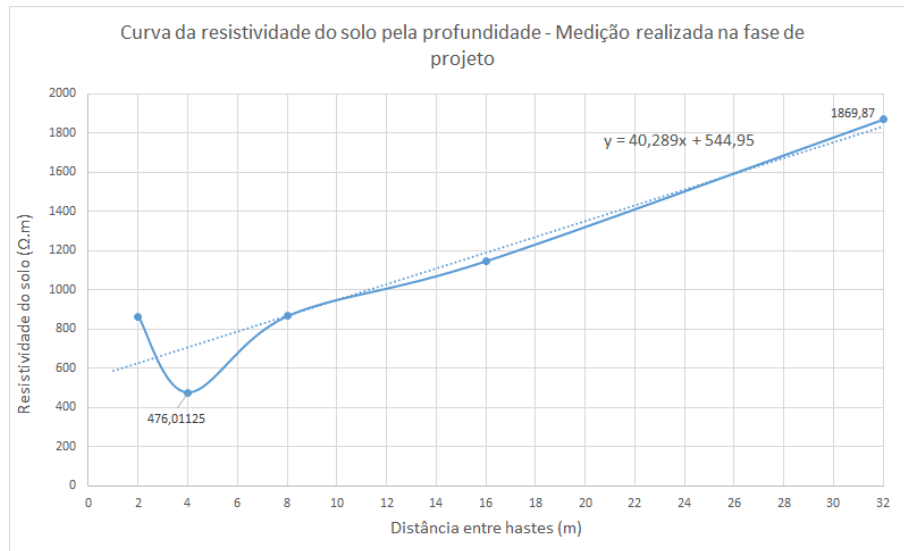
Para a geração do equivalente pelo método em duas camadas usando curvas é necessário primeiramente definir a resistividade da primeira camada  $\rho_1$  pelo prolongamento da curva da figura 34 até o eixo das ordenadas. Para essa determinação foi utilizada a equação da linha de tendência, conforme pode ser visto na figura 35. Com essa equação encontramos o valor de  $\rho_1 = 544,95$ .

A etapa seguinte é a determinação de dois valores arbitrários  $a_1$  e  $a_2$ , ao verificar que a curva é ascendente deve-se calcular os valores de  $\frac{\rho a_1}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho a_2}{\rho_1}$ . Estes valores são levados para a família de curvas teóricas para valores de  $K > 0$  que é referenciada neste trabalho pela figura 21. Das curvas são retirados os respectivos  $K$  e  $\frac{h}{a}$ . Dessa forma são geradas as tabelas 12 e 13.

O gráfico que mostra as curvas teóricas sendo cortadas pelos valores de  $\frac{\rho a_1}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho a_2}{\rho_1}$  é apresentado na figura 36.

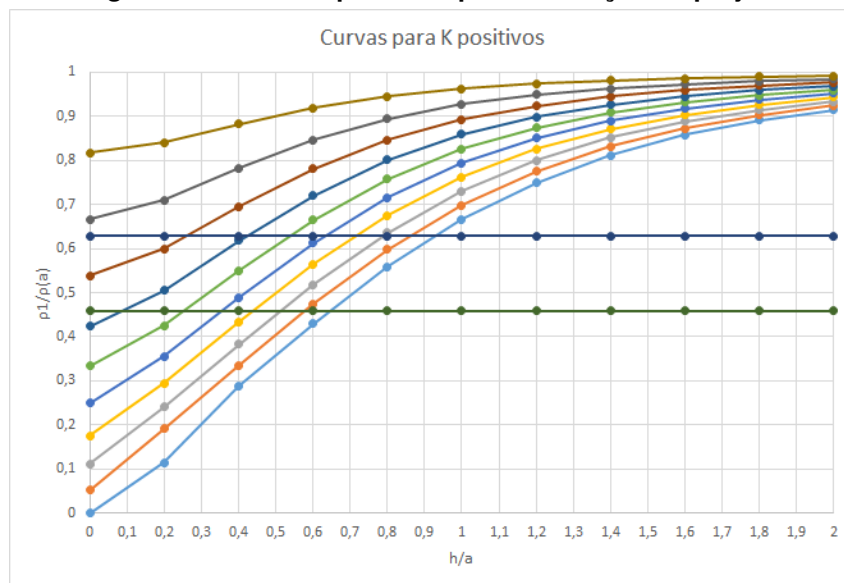
De posse das tabelas é possível traçar as curvas  $K \times h$  para os valores de  $a_1$  e  $a_2$ , sendo necessário traçar as duas curvas no mesmo gráfico.

**Figura 35 – Curva da resistividade do solo medida na fase de projeto com a linha de tendência**



Fonte: Adaptado de Fasttel (2015).

**Figura 36 – Curva K positivos para a medição de projeto**



Fonte: Autoria própria (2022).

A interseção das duas curvas  $K \times h$  ocorre no ponto dos  $K$  e  $h$  reais, estando dessa forma a estratificação definida. O gráfico da estratificação do solo pelo em duas camadas usando curvas é apresentado na figura 37.

Pela figura 37 é encontrado os valores de  $K = 0,52$  e  $h = 4,5 \text{ m}$ . Aplicando os valores encontrados na equação (62) encontra-se o valor da resistividade da segunda camada  $\rho_2$ , que para esse caso corresponde a  $\rho_2 = 1.725,67 \Omega.m$ .

**Tabela 12 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_1$ .**

$a_1 = 8m$		
$\frac{\rho a_1}{\rho_1} = 0,63$		
<b>k</b>	<b>h/a</b>	<b>h[m]</b>
0,1		
0,2		
0,3	0,2604	2,0831
0,4	0,4193	3,3543
0,5	0,5361	4,2884
0,6	0,6297	5,0377
0,7	0,7149	5,7190
0,8	0,7865	6,2920
0,9	0,8611	6,8887
1	0,9303	7,4426

**Fonte: Autoria própria (2022).****Tabela 13 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_2$ .**

$a_2 = 16m$		
$\frac{\rho a_2}{\rho_1} = 0,46$		
<b>k</b>	<b>h/a</b>	<b>h[m]</b>
0,1		
0,2		
0,3		
0,4	0,0841	1,3449
0,5	0,2526	4,0410
0,6	0,3533	5,6521
0,7	0,4368	6,9886
0,8	0,5106	8,1692
0,9	0,5769	9,2304
1	0,6000	9,6000

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Com os dados obtidos e acrescidos os detalhes geométricos da malha de terra instalada na Subestação A1 230 kV, é possível calcular o valor da resistividade aparente.

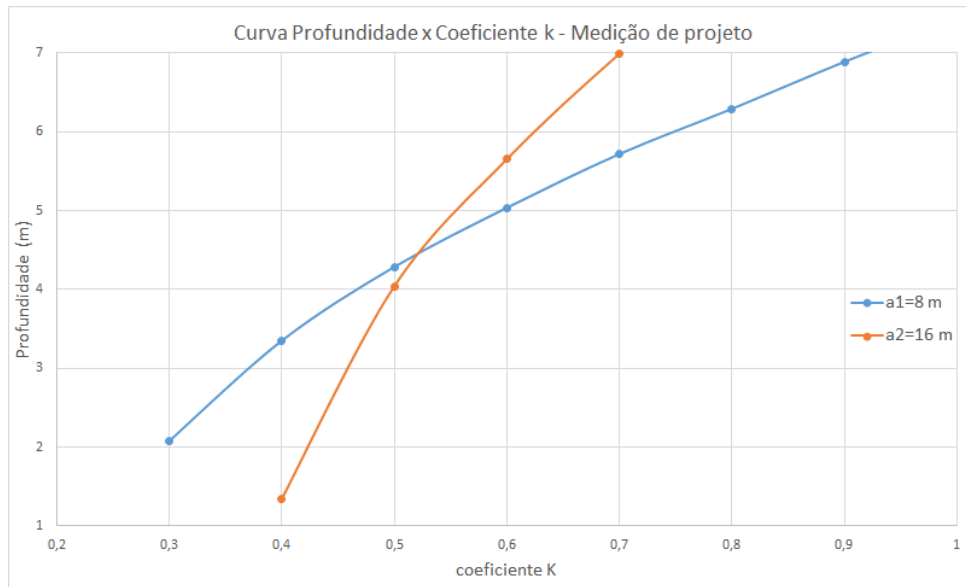
Então chega-se a conclusão que a estratificação do solo em duas camadas da região onde hoje está implantada a Subestação A1 230 kV apresenta o seguinte perfil:

- 1º Camada: Resistividade de  $544,95 \Omega.m$  e profundidade de  $4,5m$ ;
- 2º Camada: Resistividade de  $1.725,67 \Omega.m$  e profundidade  $\infty$ .

Como solo já estava estratificado em duas camadas o próximo passo é determinar  $\alpha$  que é conhecido como coeficiente de penetração e indica o grau de penetração das correntes escoadas pelo aterramento no solo equivalente, sendo definido pela equação 75. Enquanto  $\beta$  é



**Figura 37 – Curva  $hxK$  para a medição na fase de projeto**



**Fonte: Autoria própria (2022).**

o coeficiente de divergência e é definido pela relação entre a resistividade da última camada e a resistividade da primeira camada equivalente, conforme equação 77.

Chegando a  $\alpha = 12,98$  e  $\beta = 3,17$ .

Com esses valores determinados, utilizando as curvas desenvolvidas por Endrenyi, que foram apresentadas na figura 22 é possível obter o fator  $N = 1,8$ .

De posse do fator N, é possível obter a resistividade aparente através da equação 78. A resistividade aparente para esse caso é:

$$\rho_a = 980,91\Omega.m \quad (117)$$

Agora com o conhecimento da resistividade aparente e da geometria da malha de terra da subestação é possível determinar a resistência de malha, através da equação (106).

Os dados da malha de terra, retirados do memorial de cálculo, elaborado na fase de projeto, estão relatados na tabela 14.

**Tabela 14 – Dados Geométricos da Malha de Terra da SE A1 230 kV**

<b>Dados Geométricos da Malha de Terra da SE A1 230 kV</b>		
Comprimento total de condutores horizontais enterrados (m)	Lh	4.840
Quantidade de hastes de aterramento ( $\rho\phi$ )	Hq	86
Comprimento de cada haste (m)	Lhastes	3
Comprimento total de condutores horizontais enterrados (m)	Lt	5.098
Área ocupada pela malha (m <sup>2</sup> )	A	10.719
Raio do círculo equivalente à área (m)	r	58,41
Profundidade da malha (m)	H	0,6

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Dessa forma é possível conhecer o valor da resistência da malha de aterramento que para esse caso é:

$$R = 4,3760\Omega \quad (118)$$

Como um dos objetivos propostos para esse trabalho era verificar se as medições de resistividade do solo no entorno de uma subestação podem ser consideradas representativas para a subestação será necessário agora fazer o estudo com base em novas medições que foram obtidas no entorno da Subestação A1 230 kV.

Para poder verificar a aplicabilidade de medições nas imediações das subestações, no dia 30/09/2021 foram realizadas as medições da resistividade do solo referentes a este trabalho no entorno da Subestação A1 230 kV para poder comparar estes valores aos encontrados na fase de projeto.

Para estas medições, e as demais realizadas, no âmbito deste trabalho foi utilizado o aparelho:

- Marca Instrum;
- Modelo TMD 20 kW;
- Calibração realizada Instrum em 16/03/2021 e válida até 16/03/2022.

Devido às condições de terreno serem bastante complexas no entorno dessa subestação, devido à presença de mata e terreno muito irregular, foi possível realizar medições apenas em 4 direções diferentes. Para as medições foram escolhidos pontos do terreno que estivessem em nível próximo ao do platô da subestação e que passaram por terraplanagem na época da construção. Estes cuidados foram tomados, com vistas, a obter medições em um terreno com características semelhantes as do plato subestação, buscando dessa forma minorar as incertezas. Na figura 38 é possível visualizar os quatro perfis das medições realizadas.

Os dados que foram obtidos podem ser visualizados na tabela 15.

Figura 38 – Vista aérea das medições feitas na SE A1 230 kV em 30/09/2021



Fonte: Adaptado de Google (2021).

Tabela 15 – Medição resistividade do solo realizada em 30/09/2021 na SE A1 230 kV.

Perfil	Dist. Hastes (m)	R ( $\Omega$ )	$\rho = 2\pi RD$ ( $\Omega.m$ )	$\rho$ completa ( $\Omega.m$ )
A	1	28,5	179,07	190,87
	2	15,1	189,75	193,02
	4	17,8	447,36	449,31
	8	7,32	367,94	368,35
	16	32,2	3237,09	3237,98
B	1	38	238,76	254,49
	2	14,3	179,70	182,80
	4	107,5	2701,77	2713,54
	8	18,93	951,52	952,57
	16	9,99	1004,30	1004,58
C	1	63,8	400,87	427,28
	2	28,5	358,14	364,31
	4	19,2	482,55	484,65
	8	11,73	589,61	590,26
	16	5,94	597,15	597,32
D	1	49,1	308,50	328,83
	2	31,2	392,07	398,83
	4	23,9	600,67	603,29
	8	17,9	899,75	900,74
	16	6,46	649,43	649,61

Fonte: Autoria própria (2022).

Essas medições passaram pelo tratamento estatístico de excluir os valores com desvio percentual em relação à média maiores que 50% resultando na tabela 16 que apresenta as resistividades médias apuradas na ocasião.

**Tabela 16 – Cálculo das resistividades médias com as medições obtidas em 30/09/2021.**

D (m)	Perfil	Resist. ( $\Omega.m$ )	Médias ( $\Omega.m$ )	Erros %	Utilizadas ( $\Omega.m$ )	Recalculadas ( $\Omega.m$ )
1	A	190,87	300,37	36,45	190,87	300,37
	B	254,49		15,27	254,49	
	C	427,28		42,25	427,28	
	D	328,83		9,48	328,83	
2	A	193,02	284,74	32,21	193,02	284,74
	B	182,80		35,80	182,80	
	C	364,31		27,95	364,31	
	D	398,83		40,07	398,83	
4	A	449,31	1062,70	<b>57,72</b>	603,29	603,29
	B	2713,54		<b>155,34</b>		
	C	484,65		<b>54,39</b>		
	D	603,29		43,23		
8	A	368,35	702,98	47,60	368,35	702,98
	B	952,57		35,50	952,57	
	C	590,26		16,03	590,26	
	D	900,74		28,13	900,74	
16	A	3237,98	1372,37	<b>135,94</b>	1004,58	1004,58
	B	1004,58		26,80		
	C	597,32		<b>56,48</b>		
	D	649,61		<b>52,67</b>		

**Fonte: Autoria própria (2022).**

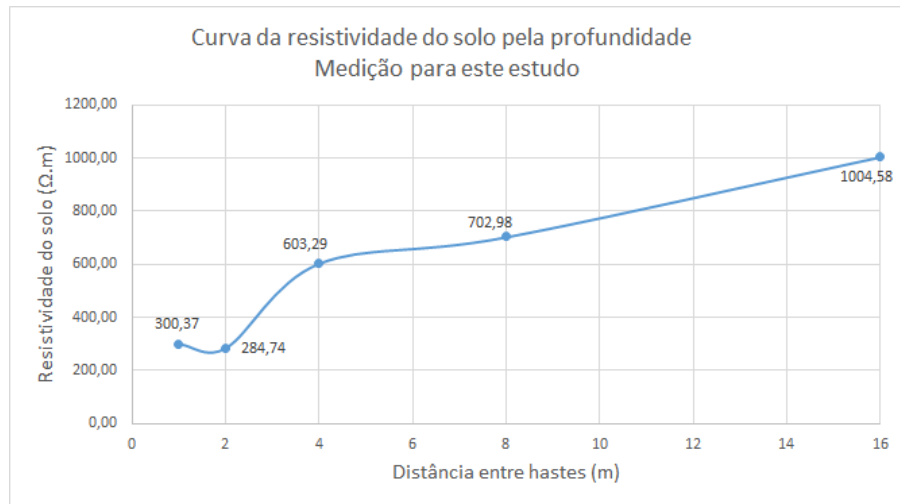
De posse dessas resistividades médias é possível apresentar, nesse momento, a curva da resistividade do solo medida para este estudo, sendo que, essa curva pode ser vista na figura 39.

Com a obtenção dessa curva, foi possível visualizar que o resultado das medições, para este trabalho, apresentavam perfil semelhante ao resultado das medições da fase de projeto, sendo ambas ascendentes.

A próxima etapa para a estratificação do solo, dentro da metodologia definida, é a determinação de dois valores arbitrários  $a_1$  e  $a_2$ . Sendo que nessa fase, foi optado por manter os mesmos valores que foram utilizados na estratificação feita com os dados levantados na fase de projeto. Ao verificar que a curva é ascendente deve-se calcular os valores de  $\frac{\rho_{a1}}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho_{a2}}{\rho_1}$ . Estes valores são levados para a família de curvas teóricas para valores de  $K > 0$  que é referenciada, neste trabalho, pela figura 21.

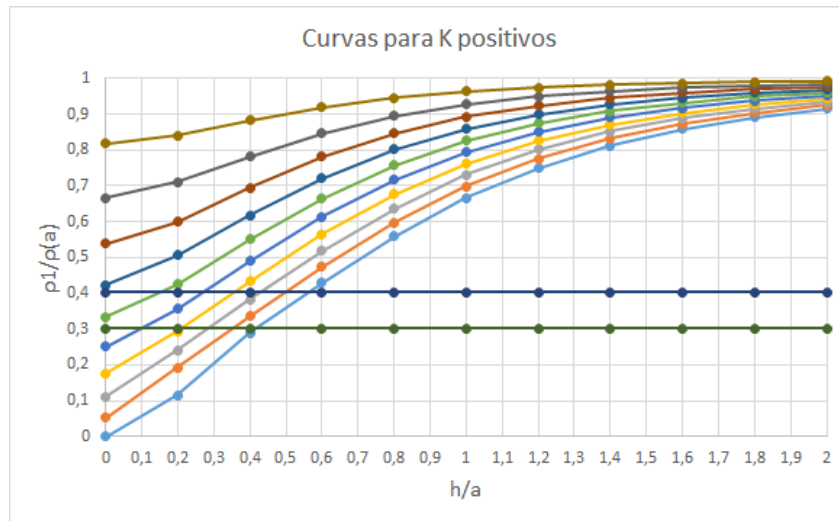
O gráfico que mostra as curvas teóricas sendo cortadas pelos valores de  $\frac{\rho_{a1}}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho_{a2}}{\rho_1}$  é apresentado na figura 40.

**Figura 39 – Curva da resistividade do solo medida para este estudo**



Fonte: Autoria própria (2022).

**Figura 40 – Curva K positivos para a medição de 30/09/2021**



Fonte: Autoria própria (2022).

Da intersecção das curvas teóricas são retirados os respectivos  $K$  e  $\frac{h}{a}$ . Dessa forma são geradas as tabelas 17 e 18.

De posse das tabelas 17 e 18 é possível traçar as curvas  $K \times h$  para os valores de  $a_1$  e  $a_2$ .

A intersecção das duas curvas  $K \times h$  ocorre no ponto dos  $K$  e  $h$  reais, estando dessa forma, a estratificação definida. O gráfico da estratificação do solo pelo método em duas camadas usando curvas é apresentado na figura 41.

Pela figura 41 são encontrados os valores de  $K = 0,65$  e  $h = 2,6$  m. Aplicando os valores encontrados na equação 62 encontra-se o valor da resistividade da segunda camada  $\rho_2$ , que para esse caso corresponde a  $\rho_2 = 1416,03$  Ω.m.

**Tabela 17 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_1$ .**

$$a_1 = 8m \text{ e } \frac{\rho_{a1}}{\rho_1} = 0,4$$

<b>k</b>	<b>h/a</b>	<b>h[m]</b>
0,1		
0,2		
0,3		
0,4		
0,5	0,1522	1,2173
0,6	0,2713	2,1702
0,7	0,3558	2,8463
0,8	0,4294	3,4355
0,9	0,4976	3,9811
1	0,5620	4,4963

**Fonte: Autoria própria (2022).**

**Tabela 18 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_2$ .**

$$a_1 = 16m \text{ e } \frac{\rho_{a2}}{\rho_1} = 0,3$$

<b>k</b>	<b>h/a</b>	<b>h[m]</b>
0,1		
0,2		
0,3		
0,4		
0,5		
0,6	0,0961	1,537818
0,7	0,2090	3,344308
0,8	0,2845	4,551607
0,9	0,3516	5,625519
1	0,4167	6,66761

**Fonte: Autoria própria (2022).**

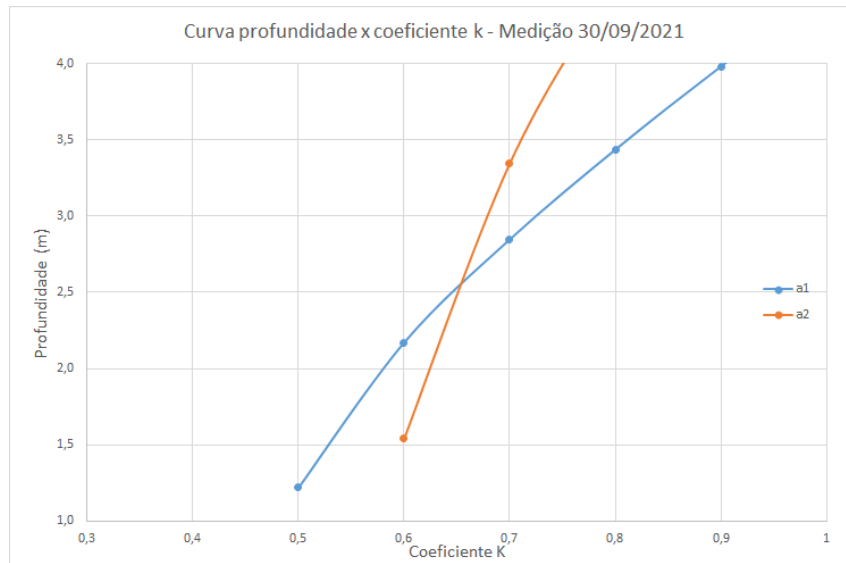
Realizando o cálculo da resistividade aparente, é possível concluir que a estratificação do solo em duas camadas para, estas medições realizadas recentemente, na Subestação A1 230 kV apresenta o seguinte perfil:

- 1º Camada: Resistividade de  $300,37 \Omega.m$  e profundidade de  $2,6 m$ ;
- 2º Camada: Resistividade de  $1416,03 \Omega.m$  e profundidade  $\infty$ .

O próximo passo é determinar  $\alpha$  e  $\beta$ , encontrando os seguintes valores. Chegando a  $\alpha = 22,46$  e  $\beta = 4,71$ .

Com esses valores determinados, novamente são utilizadas as curvas de Endrenyi, apresentadas na figura 22, obtendo, dessa forma, o fator  $N = 2,8$ .

**Figura 41 – Curva  $hxK$  para a medição de 30/09/2021**



Fonte: Autoria própria (2022).

De posse do fator  $N$ , pode-se obter a resistividade aparente através da equação 78. A resistividade aparente para esse caso é:

$$\rho_a = 841,04 \Omega.m \quad (119)$$

Com o conhecimento da resistividade aparente e da geometria da malha de terra da subestação, que foi apresentada na tabela 14, é possível determinar a resistência desta malha através da equação de Severak.

Dessa forma, é encontrado o seguinte valor para a resistência da malha de terra:

$$R = 3,7520 \Omega \quad (120)$$

Para avaliar as duas medições, uma em relação a outra, é preciso levar em consideração várias questões, entre elas:

- As duas medições ocorreram em um intervalo de tempo de 6,5 anos, sendo que a primeira medição ocorreu logo após a terraplanagem da obra. Portanto, é possível admitir que o solo nesse período tenha sofrido alguma compactação;
- Não é possível, nesse momento, atestar a qualidade das medições realizadas pela empresa projetista que ocorreram em 2015. Fatores como imperícia dos realizadores da medição, ou mesmo a calibração do equipamento utilizado na época podem interferir nos dados medidos;

- Condições climáticas costumam ter muita interferência nos resultados das medições, não sendo possível, neste momento, saber quais eram as reais condições na hora da medição da fase de projeto;
- De uma maneira geral, é necessário aceitar a impossibilidade de reprodução das condições da primeira medição.

Após terem sido feitas as considerações anteriores, foram realizadas as comparações dos resultados, chegando aos resultados apresentados na tabela 19.

**Tabela 19 – Comparação dos dados das duas medições.**

	<b>Fase projeto</b>	<b>Neste estudo</b>	<b>Diferença %</b>
$\rho_a (\Omega.m)$	980,91	841,04	<b>16,63</b>
<b>Resistência (<math>\Omega</math>)</b>	4,38	3,75	<b>16,63</b>

**Fonte: Aatoria própria (2022).**

No entendimento deste pesquisador, dadas todas as incertezas e até mesmo as imprecisões que envolvem o processo de projeto de uma malha de terra, é possível entender que as medições encontradas recentemente no entorno dessa subestação são representativas, podendo dessa forma esse método ser utilizado em outras subestações, das quais não existem registros das medições feitas na época de projeto.

Corroborando com o entendimento deste pesquisador a referência bibliográfica (FLEURY; GUEDES, 2016), sendo apresentado nesse documento o exemplo de laudo de conformidade da malha de terra de uma subestação existente, realizando medições no entorno da subestação em questão. Sendo que, no caso apresentado nessa obra, foram feitas apenas duas medições enquanto que neste trabalho foram feitas 4 medições.

### 3.1.2 Subestação B1 230/69 kV

A Subestação B1 230 kV, que entrou em operação em 26/11/2006 é uma subestação de fronteira, tendo sido implantada antes da divisão formal, imposta pela ANEEL, às concessionárias de energia, obrigando-as a dividirem seus ativos em transmissão e distribuição, sendo assim parte dessa subestação ativo da Transmissora AA e parte da Distribuidora BB.

O setor 230 kV dessa subestação, as conexões dos transformadores no lado 230 kV, os transformadores em si e as conexões dos transformadores no lado 69 kV são classificadas como rede básica, portanto são ativos concedidos à Transmissora AA.

As barras 69 kV, o interligador de barras 69 kV e o banco de capacitores 69 kV são classificados como demais instalações da transmissão, sendo ativos da Transmissora AA.

As entradas de linha 69 kV são classificadas como instalações de distribuição, sendo portanto concessões da Distribuidora BB.

Essa subestação atualmente conta com:

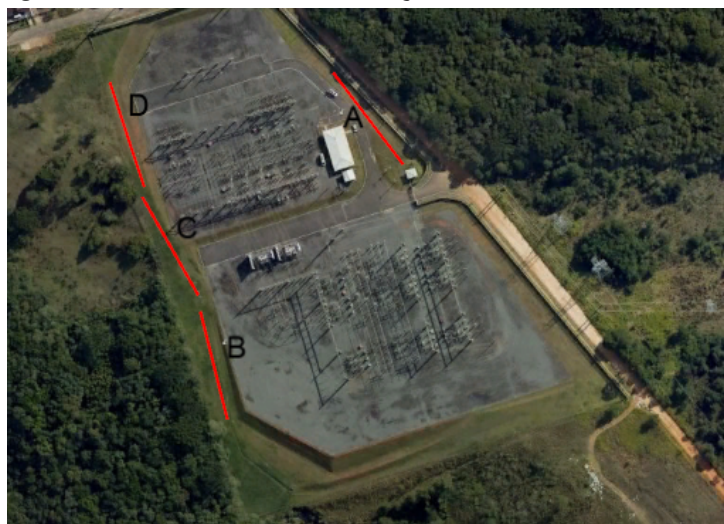


- Dois transformadores 230/69/13,8 kV de 150/150/60 MVA e ligação estrela aterrada/es-trela aterrada/delta;
- Sete entradas de linha 69 kV que conectam essa subestação com subestações de distribuição ao redor, sendo todas as entradas de linha ativos da Distribuidora BB;
- Três entradas de linha 230 kV que conectam essa subestação com as subestações B4 230/69 kV, B2 500/23/138 kV e com a subestação de uma usina de geração hidráulica, todas ativos da Transmissora AA;
- Área de pátio construída, com cobertura de pedra brita e com malha de aterramento de 32.901 m<sup>2</sup>.

A Subestação B1 230 kV tem planta de malha de terra com todas as informações geométricas, porém não existe o arquivamento do memorial de cálculo da malha, não sendo conhecidas, portanto, as medições de resistividade, considerações e premissas da época de projeto.

No dia 06/03/2022 foram realizadas as medições na subestação B1. Levando em conta as características do terreno da subestação e também da vizinhança, foi possível realizar medições em 4 perfis diferentes, todas dentro do terreno da subestação, mas fora e distante da malha de terra. Para as medições foram escolhidos perfis do terreno que fossem representativos para essa subestação, ou seja, que estivessem em nível com os platôs, considerando que a mesma foi construída em dois platôs diferentes, com diferença de elevação de 4 m entre eles, também foram escolhidos perfis que passaram por terraplanagem na época da construção. Esses cuidados foram tomados com vistas a ter medições em um terreno com características semelhantes às do platô da subestação. Na figura 42 é possível visualizar os quatro perfis onde foram feitas as medições.

**Figura 42 – Vista aérea das medições feitas na SE B1 230 kV**



Fonte: Adaptado de Google (2021).

Os dados do levantamento podem ser visualizados na tabela 20. Essas medições passaram pelo tratamento estatístico, já indicado nos capítulos anteriores, resultando na tabela 21 que apresenta as resistividades médias apuradas na ocasião. De posse dessas resistividades médias é possível apresentar a curva da resistividade do solo medida para este estudo, sendo que essa curva pode ser vista na figura 43. Com a obtenção dessa curva, foi possível visualizar que as medições efetuadas apresentavam perfil ascendente.

**Tabela 20 – Medição resistividade do solo realizada na SE B1 230 kV.**

Perfil	Dist. Hastes (m)	R ( $\Omega$ )	$\rho = 2\pi RD$ ( $\Omega.m$ )	$\rho$ completa ( $\Omega.m$ )
A	1	22	138,23	147,34
	2	17,7	222,42	226,26
	4	10,9	273,95	275,14
	8	4,2	211,11	211,35
	16	1,9	191,01	191,06
B	1	31,7	199,18	212,30
	2	14	175,93	178,96
	4	8	201,06	201,94
	8	4,4	221,17	221,41
	16	3,1	311,65	311,73
C	1	21,4	134,46	143,32
	2	12,9	162,11	164,90
	4	5,6	140,74	141,36
	8	2,3	115,61	115,74
	16	1,5	150,80	150,84
D	1	22,1	138,86	148,01
	2	17,9	224,94	228,81
	4	12,8	321,70	323,10
	8	5,4	271,43	271,73
	16	2,2	221,17	221,23

**Fonte: Autoria própria (2022).**

A próxima etapa para a estratificação do solo, dentro da metodologia definida, é a determinação dos dois valores arbitrários  $a_1$  e  $a_2$ . Devido ao fato de a curva ser ascendente deve-se calcular os valores de  $\frac{\rho_{a1}}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho_{a2}}{\rho_1}$ . Estes valores são levados para a família de curvas teóricas para valores de  $K > 0$  que é referenciada neste trabalho pela figura 21. Foram escolhidos os valores 8 e 22 para  $a_1$  e  $a_2$  respectivamente.

O gráfico que mostra as curvas teóricas sendo cortadas pelos valores de  $\frac{\rho_{a1}}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho_{a2}}{\rho_1}$  é apresentado na figura 44.

Da interseção das curvas teóricas com os valores de  $\frac{\rho_{a1}}{\rho_1}$  e  $\frac{\rho_{a2}}{\rho_1}$  são retirados os respectivos  $K$  e  $\frac{h}{a}$ . Dessa forma são geradas as tabelas 22 e 23.

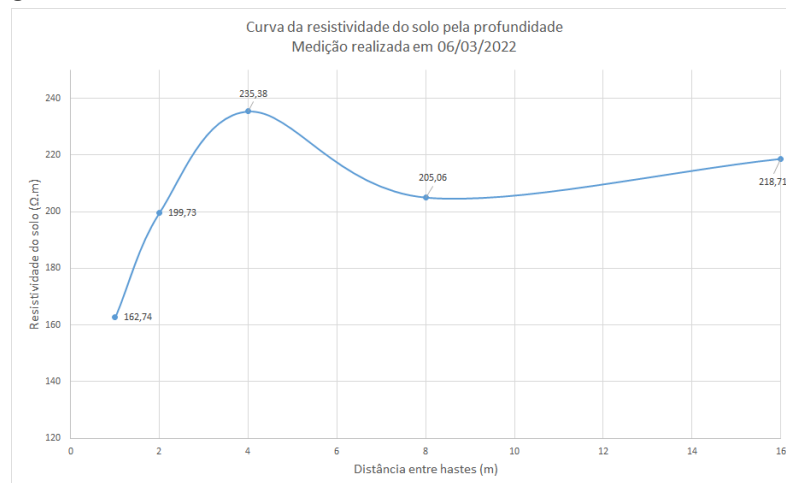
De posse das tabelas 22 e 23 é possível traçar as curvas  $K \times h$  para os valores de  $a_1$  e  $a_2$ .

Tabela 21 – Cálculo das resistividades médias com as medições obtidas na SE B1 230kV.

D (m)	Perfil	Resist.( $\Omega.m$ )	Médias ( $\Omega.m$ )	Desvios %	Utilizadas ( $\Omega.m$ )	Recalc. ( $\Omega.m$ )
1	A	147,34	162,74	9,47	147,34	162,74
	B	212,30		30,45	212,30	
	C	143,32		11,93	143,32	
	D	148,01		9,05	148,01	
2	A	226,257	199,73	13,28	226,26	199,73
	B	178,9604		10,40	178,96	
	C	164,8992		17,44	164,90	
	D	228,8136		14,56	228,81	
4	A	275,1407	235,38	16,89	275,14	235,38
	B	201,9381		14,21	201,94	
	C	141,3567		39,95	141,36	
	D	323,1009		37,27	323,10	
8	A	211,3457	205,06	3,07	211,35	205,06
	B	221,4097		7,98	221,41	
	C	115,7369		43,56	115,74	
	D	271,7301		32,52	271,73	
16	A	191,061	218,71	12,64	191,06	218,71
	B	311,7311		42,53	311,73	
	C	150,8376		31,03	150,84	
	D	221,2285		1,15	221,23	

Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 43 – Curva da resistividade do solo medida na SE B1 230 kV



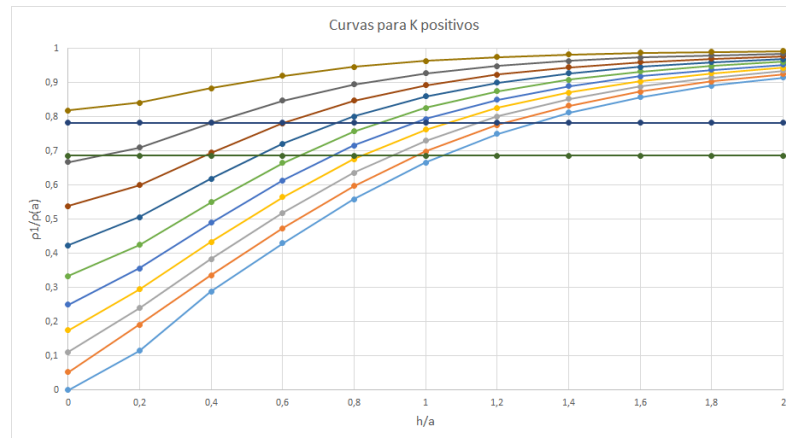
Fonte: Autor.

A interseção das duas curvas  $K \times h$  ocorre no ponto dos  $K$  e  $h$  reais, estando dessa forma a estratificação definida. O gráfico da estratificação do solo pelo em duas camadas usando curvas é apresentado na figura 45.

Pela figura 45 são encontrados os valores de  $K = 0,22$  e  $h = 3,6$  m. Aplicando, esses valores encontrados, na equação 62 encontra-se o valor da resistividade da segunda camada  $\rho_2$ , que para esse caso corresponde a  $\rho_2 = 244,11 \Omega.m$ .

Então pela metodologia adotada o solo na Subestação B1 230 kv tem o seguinte perfil:

Figura 44 – Curva K positivos para a medição da SE B1 230 kV



Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 22 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_1$ .

$$a_1 = 8m e \frac{\rho a_1}{\rho_1} = 0,78$$

k	h/a	h (m)
0,1		
0,2	0,3990	3,1921
0,3	0,6001	4,8008
0,4	0,7528	6,0227
0,5	0,8715	6,9724
0,6	0,9699	7,7591
0,7	1,0632	8,5059
0,8	1,1471	9,1765
0,9	1,2235	9,7881
1	1,3051	10,4407

Fonte: Autoria própria (2022).

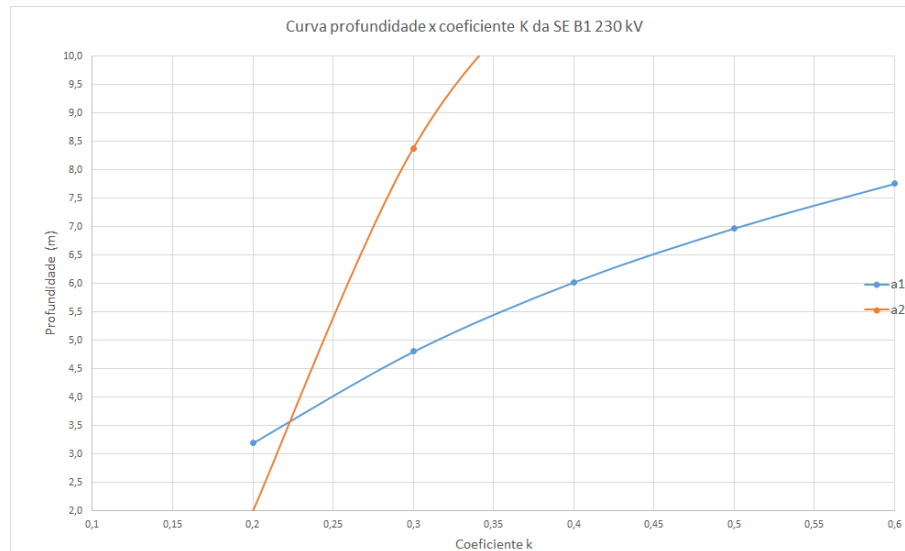
Tabela 23 – Tabela de  $k$  e  $\frac{h}{a}$  para  $a_2$ .

$$a_2 = 22m e \frac{\rho a_2}{\rho_1} = 0,69$$

k	h/a	h (m)
0,1		
0,2	0,0903	1,986188
0,3	0,3808	8,378374
0,4	0,5323	11,71082
0,5	0,6456	14,20309
0,6	0,7422	16,328
0,7	0,8243	18,13526
0,8	0,9060	19,93155
0,9	0,9758	21,46739
1	1,0488	23,07424

Fonte: Autoria própria (2022).

**Figura 45 – Curva  $h \times K$  para a SE B1 230 kV**



**Fonte: Autoria própria (2022).**

- 1º Camada: Resistividade de  $162,74 \Omega.m$  e profundidade de  $3,6m$ ;
- 2º Camada: Resistividade de  $244,11 \Omega.m$  e profundidade  $\infty$ .

A próxima etapa leva a determinar os valores de  $\alpha$  e  $\beta$ , encontrando os valores  $\alpha = 28,43$  e  $\beta = 1,5$ .

Aplicando esses valores encontrados nas curvas de Endrenyi, figura 22, é encontrado o fator  $N = 1,3$ .

De posse do fator N, pode-se obter a resistividade aparente através da equação 78. A resistividade aparente para esse caso é:

$$\rho_a = 211,56 \Omega.m \quad (121)$$

Para o cálculo da resistência da malha de terra deve-se conhecer a geometria da malha existente. Os dados apresentados na tabela 24, foram levantados a partir da planta da malha de terra dessa subestação, foi utilizada para tal a ferramenta computacional própria para projetos, dessa forma, sendo possível, levantar a quantidade de cabos e demais. Importante salientar que a parte enterrada dos rabichos dos aterramentos de equipamentos e estruturas foi contabilizada, assim como, os condutores de aterramento de canaletas.

Com todos os dados à disposição é possível determinar a resistência de malha através da equação de Severak.

Dessa forma, é encontrado o seguinte valor para a resistência desta malha de terra:

$$R = 0,5434 \Omega \quad (122)$$

**Tabela 24 – Dados Geométricos da Malha de Terra da SE B1 230 kV.**

<b>Dados Geométricos da Malha de Terra da SE B1 230 kV</b>		
Comprimento total de condutores horizontais enterrados (m)	Lh	7.835,69
Quantidade de hastes de aterramento (pç)	Hq	140,00
Comprimento de cada haste (m)	Lhastes	3,00
Comprimento total de condutores horizontais enterrados (m)	Lt	8.255,69
Área ocupada pela malha (m <sup>2</sup> )	A	32.901,00
Raio do círculo equivalente à área (m)	r	58,41
Profundidade da malha (m)	H	0,60

**Fonte: Autoria própria (2022).**

### **3.2 Modelagem dos sistemas de aterramento**

Como demonstrado no item 2.2.4 deste trabalho, as tensões de passo e toque que podem vir a surgir sobre a malha de terra de uma subestação são função:

- Das características da instalação da malha bem como da geometria;
- Da resistividade aparente vista pela malha;
- Da parcela da corrente de curto-circuito que efetivamente flui pela malha de terra.

Dessa forma, uma vez que as características geométrica e de instalação, bem como a resistividade aparente já eram conhecidas, cabia neste momento, a determinação das correntes máximas de malha que podem ocorrer nessas subestações.

A corrente que fluirá pela malha de terra de uma subestação é uma fração da corrente total de curto-circuito, sendo que os fatores que mais influenciam no valor desta corrente de malha são:

- O nível da corrente de falta, que por sua vez, depende de questões que envolvem o sistema. Sendo que, em cada diferente ponto em que uma falta fase-terra possa ocorrer existe um valor diferente de corrente de curto-circuito;
- Do sistema de aterramento conectado à malha de terra da subestação, onde o sistema de cabos para-raios e de aterramento das linhas de transmissão e redes de distribuição conectados à subestação acabam por servir de caminho para escoamento da corrente de falta.

Devido aos fatos mencionados, é de fundamental importância conhecer os níveis de curto-circuito que a subestação em estudo pode vir a ser submetida, bem como a distribuição das correntes através de todo o sistema de aterramento.

Para o conhecimento dos níveis de curto-circuito, tanto os atuais, quanto os previstos no horizonte de planejamento, é possível consultar os casos base do ONS que estão disponíveis para os próximos 5 anos.

Para a leitura e manipulação dos casos base foi utilizado o Programa de Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) que é desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Uma vez conhecidos os níveis das correntes de curto-circuito das subestações é necessário determinar qual a parcela dessa corrente que realmente flui através da malha de terra. Para essa determinação é necessário conhecer as características das linhas e redes conectadas à subestação, conforme já foi disposto no item 2.3.

De posse das características das linhas e de suas impedâncias equivalentes é possível, além da resistência da malha de terra é possível verificar qual a parcela da corrente de falta que realmente flui através da malha.

A forma escolhida, neste trabalho, para a determinação da parcela da corrente que flui pela malha de terra, foi através de simulações no programa computacional *Alternative Transients Program* (EMTP/ATP), já que este é um programa já consagrado para a realização de estudos dessa natureza.

### 3.2.1 Modelagem e Validação da Modelagem do Sistema de Aterramento da Subestação A1 230 kV

Como para este trabalho a Subestação A1 230 kV foi escolhida para ser utilizada como referencial, esta foi a primeira a ser modelada. Neste tópico será apresentada a modelagem bem como o passo-a-passo para validação da modelagem.

Para a validação dos sistemas modelados era necessário ter algum sistema de referência, com o qual fosse possível comparar os resultados para as correntes de curto-circuito obtidos no modelo desenvolvido no EMTP/ATP. Como sistema referência, adotou-se a Base de Dados de Operação para Estudos de Curto-Circuito desenvolvido pelo ONS.

Corroboram com essa escolha os Procedimentos de Rede, que são um conjunto de publicações com determinações impostas pelo ONS para as atividades que envolvem a coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN, de acordo com a atribuição, dada ao ONS, pela Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998, ressaltando que os Procedimentos de Rede são publicados pelo ONS com a aprovação da ANEEL.

O (ONS, 2022b) que trata das Premissas, critérios e Metodologia para estudos elétricos, determina que o programa computacional para a realização dos estudos elétricos relacionados aos curto-circuitos deve ser o ANAFAS, enquanto o (ONS, 2022a) que trata especificamente dos estudos de curto-circuito preconiza a respeito da utilização dos Dados de Operação para Estudos de Curto-Circuito, também conhecidos como casos base.

Inicialmente foram realizados alguns testes simples, com vistas a ter a certeza de que um sistema modelado no EMTP/ATP poderia representar o mesmo sistema modelado no ANAFAS,

ou seja, era necessário verificar se os dois sistemas computacionais apresentavam comportamentos iguais, ou ao menos muito semelhantes, quando submetidos aos mesmos eventos. Lembrando que para as simulações no ANAFAS foram utilizados os casos base do ONS.

Para o primeiro teste foi obtido o equivalente de apenas uma barra no ANAFAS e gerado um curto-circuito monofásico nesta. De posse dos resultados no ANAFAS, foram reproduzidas as mesmas circunstâncias no EMTP/ATP, a partir desse ponto houve a comparação dos resultados entre os dois sistemas computacionais. Optou-se pela barra de 230kV da Subestação A5 500kV, por ser uma das maiores e mais importantes da região sul do Brasil, inclusive tendo papel relevante para a integração Sul-Sudeste.

Na figura 46 são apresentados os dados no ANAFAS para o equivalente na barra 230 kV selecionada, enquanto na figura 47 é apresentado o circuito equivalente, bem como o nível de curto-circuito monofásico obtido nessa barra.

**Figura 46 – Dados do equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ANAFAS**

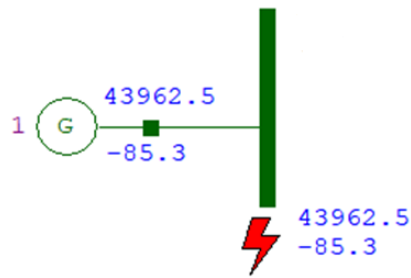
**Fonte: Autoria própria (2022).**

Para comparar os resultados, entre os sistemas computacionais é necessário levar os dados de equivalente obtidos no ANAFAS para o EMTP/ATP, tomando o cuidado de que os valores no ANAFAS estão em % enquanto os dados no EMTP/ATP estão em  $\Omega$ , além disso todos os valores obtidos no ANAFAS estão na base de 100 MVA, sendo portanto necessário passá-los para  $\Omega$ .

Na figura 48 são apresentados os parâmetros de equivalente incluídos como uma impedância associada a barra em questão no EMTP/ATP, enquanto que na figura 49 são apresentados o circuito equivalente, a corrente de falta, e a tensão de pico fase-terra aplicada.



Figura 47 – Equivalente do circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV



Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 48 – Dados do equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ATP

LINE: LINERL3S

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R0	Ohm/m	0.273
L0	Ohm/m	2.7049
R1	Ohm/m	0.2359
L1	Ohm/m	3.16

NODE	PHASE	NAME
IN1	ABC	X0008
OUT1	ABC	X0072

Copy Paste Reset Order: 0 Label: [ ]

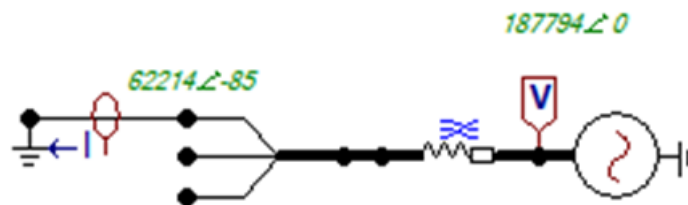
Comment: [ ]

Lines Length 1 [ ] [m] Hide [ ]

Edit definitions OK Cancel Help

Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 49 – Equivalente de circuito para a barra 230 kV da SE A5 500 kV no ATP



Fonte: Autoria própria (2022).

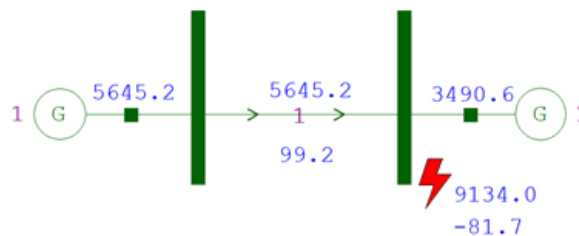
Como no EMTP/ATP foi trabalhado com valor de pico fase-terra é necessário dividir o valor de corrente por  $\sqrt{2}$  para obtermos o valor da corrente eficaz fase-terra e poder comparar os resultados dos dois sistemas.

O resultado obtido no EMTP/ATP, já sendo considerado o valor eficaz foi de 43.991,94A com um ângulo de  $-85^\circ$ , enquanto que o sistema no ANAFAS teve como resultado 43.962,5 A

com ângulo de  $-85,3^\circ$ , o que leva a uma diferença de  $0,00669\%$  entre os valores obtidos, sendo dessa forma possível atestar que o EMTP/ATP foi capaz de reproduzir o sistema implementado no ANAFAS.

Um segundo teste realizado foi simular uma linha 230 kV e verificar se há compatibilidade entre os dois sistemas, para essa etapa foi selecionada a Linha de Transmissão A5-A1 230 kV, por ser uma das linhas que influenciam no sistema de aterramento na Subestação A1 230 kV. Foi retirado no sistema ANAFAS o equivalente para as barras as barras 230 kV de A5 e A1, conforme figura 50, onde é possível visualizar o nível de um curto-circuito fase-terra na barra 230 kV de A1.

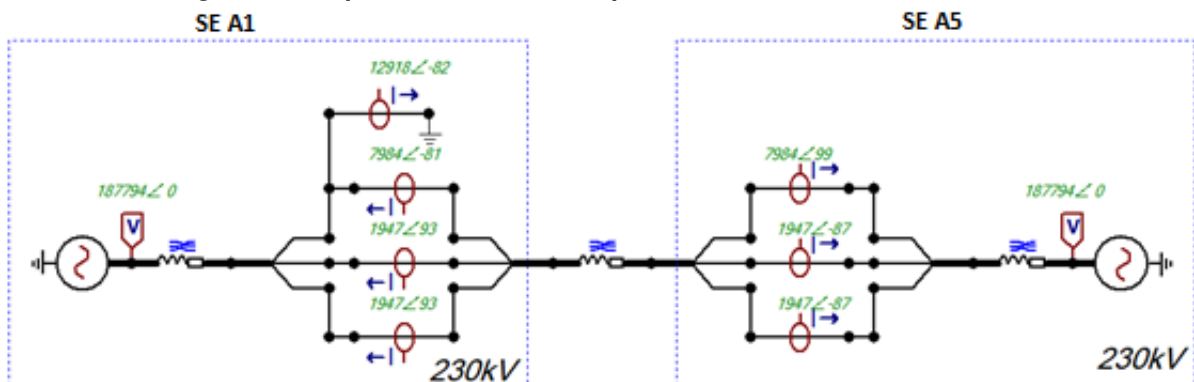
**Figura 50 – Equivalente de circuito para as barras 230 kV de A5 e A1**



Fonte: Autoria própria (2022).

Além de levantar os equivalentes das duas barras no ANAFAS, fazendo os mesmos passos de mudança de base que foram feitos anteriormente, agora também foram levantados os parâmetros da linha de transmissão em questão, cadastrados no ANAFAS, sendo que todos os dados obtidos no ANAFAS, assim como, os dados enviados ao EMTP/ATP são apresentados na tabela 25. Importante ressaltar que nesse ponto a linha de transmissão foi representada através de seus valores de sequência positiva e zero, uma vez que essa é a configuração do sistema ANAFAS.

**Figura 51 – Equivalente de circuito para as barras e LT 230 kV A5 - A1**



Fonte: Autoria própria (2022).

**Tabela 25 – Tabela com os dados equivalentes das barras A1 e A5 e da LT 230 kV A1 e A5.**

<b>Barra 230 kV A1</b>				
<b>ANAFAS</b>	$R_1(\%)$	$X_1(\%)$	$R_0(\%)$	$X_0(\%)$
	1,9206	11,6040	0,3516	4,0651
<b>ATP</b>	$R_1(\Omega)$	$X_1(\Omega)$	$R_0(\Omega)$	$X_0(\Omega)$
	10,1600	61,3852	1,8600	21,5044
<b>Barra 230 kV A5</b>				
<b>ANAFAS</b>	$R_1(\%)$	$X_1(\%)$	$R_0(\%)$	$X_0(\%)$
	0,0440	0,6265	0,0517	0,5412
<b>ATP</b>	$R_1(\Omega)$	$X_1(\Omega)$	$R_0(\Omega)$	$X_0(\Omega)$
	0,2328	3,3142	0,2734	2,8632
<b>LT 230kV A5 - A1</b>				
<b>ANAFAS</b>	$R_1(\%)$	$X_1(\%)$	$R_0(\%)$	$X_0(\%)$
	0,4600	2,8900	2,1500	7,8900
<b>ATP</b>	$R_1(\Omega)$	$X_1(\Omega)$	$R_0(\Omega)$	$X_0(\Omega)$
	2,4334	15,2881	11,3735	41,7381

**Fonte: Aatoria própria (2022).**

Neste ponto foi reproduzido o sistema com duas barras e uma linha do ANAFAS para EMTP/ATP. A figura 51 apresenta o sistema reproduzido no EMTP/ATP, assim como as correntes para um curto-circuito monofásico no barramento da subestação A1.

O quadro resumo dos valores em ambos os sistemas computacionais é apresentado através da tabela 26. Lembrando que os valores apresentados nesse quadro já estão todos convertidos para valores eficazes.

**Tabela 26 – Resumo das diferenças entre os sistemas para a LT 230 kV A5 - A1.**

<b>Local Curto-Circuito</b>	<b>Sistema</b>	<b>Corrente de CC (A)</b>	<b>Contribuição A5 (A)</b>
<b>Curto-circuito A1</b>	<b>ANAFAS</b>	9.134,00	5.645,20
	<b>ATP</b>	9.134,41	5.645,54
	<b>Diferença%</b>	0,0044	0,0060

**Fonte: Aatoria própria (2022).**

É possível então concluir, com os valores de diferença % obtidos que até esse ponto o EMTP/ATP consegue reproduzir o dados do ANAFAS.

Como, até o momento, os resultados foram promissores pode-se avançar ao próximo passo para a verificação de aplicabilidade do EMTP/ATP para os estudos em questão, sendo esse passo, realizado através da simulação de uma linha modelada no sistema EMTP/ATP comparando os resultados atingidos com os valores do ANAFAS.

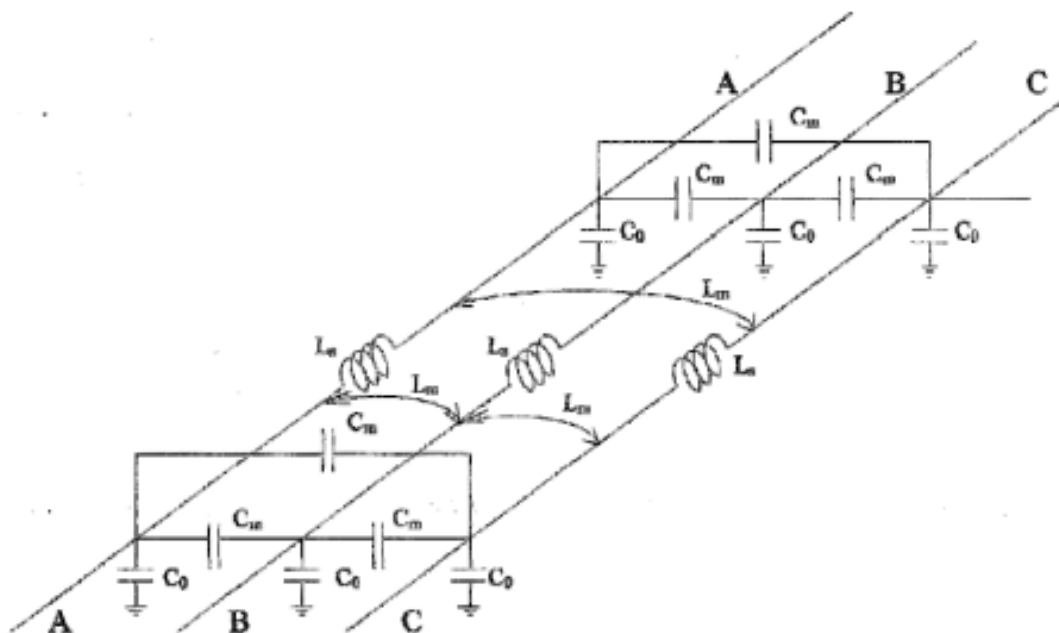
Para isso serão apresentadas neste momento a modelagem realizada.

A modelagem no EMTP/ATP foi realizada utilizando o modelo II, já que conforme (UFU, 2012) esse modelo de linha, a parâmetros concentrados, é adequado para linhas de curta distância, como as do estudo.

Segundo (UFU, 2012) para modelar uma Linha de Transmissão (LT) no ATP utilizando o modelo II é necessário conhecer três parâmetros: a resistência, a indutância e a capacitância.

A figura 52 apresenta um linha trifásica do modelo II representando o acoplamento entre fases.

**Figura 52 – Linha trifásica do Modelo II Representando o Acoplamento Entre Fases**



Fonte: UFU (2012).

Conforme (UFU, 2012) o elemento LCC no ATPDraw está baseado nas rotinas *LINE CONSTANTS*, *CABLE CONSTANTS* e *CABLE PARAMETERS* do EMTP/ATP, sendo que o ATPDraw tem o intuito de facilitar a modelagem para o usuário, uma vez que basta apenas entrar com os dados geométricos e o tipo de material dos cabos das linhas no modelo e a partir desse ponto o EMTP/ATP faz o cálculo dos parâmetros das linhas.

A necessidade de se modelar o sistema no ATPDraw vem do fato de nos *decks* do ONS serem apresentados dados referentes as impedâncias das fases das linhas, enquanto que este trabalho visa conhecer as correntes que circulam pelos aterramentos destas linhas.

Para a modelagem das Linhas de Transmissão 230 kV conectadas à Subestação A1 foram consultados vários documentos e sistemas da Transmissora AA, tanto da engenharia de manutenção quanto da engenharia de projetos, com vistas a levantar as características de projeto dessas linhas, resultando desse levantamento os dados compilados e apresentados na tabela 27.

Tabela 27 – Dados construtivos das linhas de transmissão 230 kV conectadas na SE A1.

LT 230 kV A1 - A5 - Extensão 31,2 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	0,87	21,25	-3,6;29,13	3,6;29,13	3,6;34,33	±3,8;38,8	CAL806,5	OPGW16,75 CAA176,9
2	2,96	21,25	-3,6;29,13	3,6;29,13	3,6;34,33	±3,8;38,8	CAL806,5	OPGW14,7 CAA176,9
3	22,24	21,25	-3,6;29,13	3,6;29,13	3,6;34,33	±3,8;38,8	CAL806,5	OPGW14,7 Aço 3/8"
4	4,92	21,25	-3,6;29,13	3,6;29,13	3,6;34,33	±3,8;38,8	CAL806,5	OPGW16,75 CAA176,9
LT 230 kV A1 - A7 - Extensão 17,3 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	0,50	11,60	-4,5;29,75	-4,5;24,75	-4,5;19,75	±2,7;34,75	CAA636	OPGW 14,7 CAA176,9
2	0,30	11,60	-4,5;29,75	-4,5;24,75	-4,5;19,75	±2,7;34,75	CAA636	Aço 3/8" CAA 176,9
3	11,00	11,60	-7,6;25,8	0;25,8	7,6;25,8	±4,8;28	CAA636	2 x Aço 3/8"
4	1,00	11,60	-8;34,66	-8;29,16	-8;24,16	±2,7;39,2	CAA636	2 x Aço 3/8"
5	1,90	11,60	-8;34,66	-8;29,16	-8;24,16	±2,7;39,2	CAA636	2 x Aço 3/8"
6	2,60	11,60	-8;34,66	-8;29,16	-8;24,16	±2,7;39,2	CAA636	2 x Aço 3/8"
LT 230 kV A1 - A8 - Extensão 4,1 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	0,50	20,70	-5;28,7	-5;34,7	-5;40,7	±5;47,9	CAA636	2 x Aço 3/8"
2	3,63	11,60	-7,6;35,46	0;35,46	7,6;35,46	±4,8;40	CAA636	2 x Aço 3/8"

Fonte: Autoria própria (2022).

Para a modelagem das linhas 230 kV é necessário conhecer os parâmetros geométricos e de resistividade dos condutores a serem utilizados no modelo, nesse sentido a tabela 28 apresenta os parâmetros necessários de todos os condutores utilizados neste estudo, sendo que esses dados foram obtidos em catálogos de fabricantes.

Especificamente, para a obtenção da resistência em corrente contínua a 50°C foi necessário aplicar a equação (123), uma vez que essa informação não é fornecida nos catálogos.

$$R = R_{t_0} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20)) \quad (123)$$

Onde:

- $R$  é a resistência na temperatura que se quer conhecer ( $\Omega$ );
- $R_{t_0}$  é a resistência conhecida na temperatura inicial ( $\Omega$ );
- $\alpha$  representa o coeficiente de variação da resistência com a temperatura ( $^{\circ}C^{-1}$ );

- T representa a temperatura na qual se quer conhecer a resistência do condutor ( $^{\circ}C$ ).

**Tabela 28 – Dados dos condutores necessários para a realização deste estudo.**

<b>Condutores Fase</b>					
<b>Condutor</b>	<b>Raio Interno (cm)</b>	<b>Raio Externo (cm)</b>	<b>Resistência C.C. 20° C (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b>Coefficiente de Variação da Resistência com a Temperatura <math>^{\circ}C^{-1}</math></b>	<b>Res. C.C. 50° C (<math>\Omega</math>/km)</b>
CAL Phosphorus 806,5MCM	0	1,3125	0,0731	0,00390	0,0817
CAA Grosbeak 636,0MCM	0,4635	c 1,2575	0,08966	0,00403	0,1005
CAA IBIS 397,5MCM	0,366	0,994	0,1434	0,00403	0,1607
CAA Drake 795,0MCM	0,5175	1,4055	0,07171	0,00403	0,0804
<b>Condutores Para-raios</b>					
<b>Condutor</b>	<b>Raio Interno (cm)</b>	<b>Raio Externo (cm)</b>	<b>Resistência C.C. 20° C (<math>\Omega</math>/km)</b>	<b>Coefficiente de Variação da Resistência com a Temperatura <math>^{\circ}C^{-1}</math></b>	<b>Res. C.C. 50° C (<math>\Omega</math>/km)</b>
CAA Dotterel 176,9MCM	0,4625	0,7700	0,3230	0,00403	0,3621
CAA Petrel 101,8MCM	0,3513	0,5855	0,5589	0,00403	0,6265
CAA AUK 203MCM	0,2973	0,6432	0,2807	0,00403	0,3146
CAA Penguin 4/0MCM	0,2389	0,7155	0,2671	0,00403	0,2994
OPGW 13,8 mm	0,3376	0,6900	0,6000	0,00360	0,6648
OPGW 14,1 mm	0,3450	0,7050	0,5590	0,00360	0,6194
OPGW 14,7 mm	0,1550	0,7350	0,4910	0,00360	0,5440
OPGW 14,9 mm	0,4950	0,7450	0,4781	0,00360	0,5297
OPGW 16,75 mm	0,1650	0,8375	0,2720	0,00360	0,3014
Aço zincado HS 3/8"	0	0,4570	4,0460	0,00320	4,4344
Aço zincado HS 5/16"	0	0,3970	4,4000	0,00320	4,8224

**Fonte: Autoria própria (2022).**

De posse dos dados apresentados nas tabelas 27 e 28, foi possível realizar a modelagem no EMTP/ATP das linhas 230 kV, sendo que a primeira linha a ser modelada foi a LT 230 kV A5-A1.

Na figura 53, com a intenção de ilustrar esse passo, são apresentadas as telas de parâmetros de um dos trechos da linha 230 kV A5-A1, importante observar que foram utilizados os parâmetros apresentados nas tabelas 27 e 28.

Para a modelagem da linha no EMTP/ATP estar completa é necessário inserir para cada trecho da linha de transmissão a respectiva impedância de pé de torre, como citado anteriormente neste trabalho, a impedância pé de torre é representada apenas por uma resistência que equivale a resistência de aterramento da torre.

Em contato com a engenharia de manutenção da Transmissora AA, uma vez que essa linha foi energizada em 2016, foi possível encontrar o registro das medições de pé de torre

**Figura 53 – Telas de Parametrização de um dos Vãos da LT 230 kV A5-A1  
(a) Tela de Parametrização do Modelo da Linha de Transmissão 230 kV A5-A1**

Line/Cable Data: T18T19

Model Data Nodes

System type

Name: T18T19

Overhead Line #Ph: 5

Standard data

Rho [ohm\*m] 1000

Freq. init [Hz] 60

Length [km] 22.24

Set length in icon

Model

Type

PI

Data

Printed output [C] print out

Output Z

Output C

Comment: Order: Label: Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

**(b) Tela de parametrização dos Condutores da Linha de Transmissão 230 kV A5-A1**

Line/Cable Data: T18T19

Model Data Nodes

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Rresis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.3125	0.0816527	-3.6	29.13	7.88
2	2	0	1.3125	0.0816527	3.6	29.13	7.88
3	3	0	1.3125	0.0816527	3.6	34.33	13.08
4	4	0.155	0.735	0.544028	-3.8	38.8	17.55
5	5	0	0.457	4.434416	3.8	38.8	17.55

Add row Insert copy row Delete last row Delete this row Move

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

**Fonte: Autoria própria (2022).**

para cada uma das 71 torres, sendo que essa medição ocorreu na fase de comissionamento da linha de transmissão. Os dados obtidos junto à engenharia de manutenção são apresentados na tabela 29.

Para a modelagem em questão, inclusive com a intenção de ser conservador será utilizado o valor de  $10 \Omega$  para todas as torres, uma vez que os valores apresentados na tabela 29 tem valor médio de  $5,48 \Omega$  e valor máximo de  $9,96 \Omega$ .

Tendo todas as definições anteriores é possível nesse momento entender que essa linha está modelada, faltando apenas a verificação da aplicabilidade do modelo desenvolvido.

**Tabela 29 – Valores medidos resistência pé de torre da LT 230 kV A5-A1.**

	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )	( $\Omega$ )
1	3,42	11	4,12	21	4,7	31	5,2	41	5,45	51	5,97	61	6,98
2	3,47	12	4,2	22	4,8	32	5,21	42	5,55	52	6,02	62	6,99
3	3,52	13	4,25	23	4,85	33	5,21	43	5,58	53	6,2	63	7,15
4	3,67	14	4,28	24	4,86	34	5,26	44	5,6	54	6,31	64	7,25
5	3,67	15	4,3	25	4,94	35	5,27	45	5,67	55	6,35	65	7,27
6	3,73	16	4,3	26	4,96	36	5,3	46	5,71	56	6,57	66	7,28
7	3,74	17	4,32	27	5,08	37	5,3	47	5,74	57	6,77	67	7,29
8	3,96	18	4,43	28	5,08	38	5,31	48	5,75	58	6,84	68	7,61
9	4,06	19	4,46	29	5,08	39	5,32	49	5,83	59	6,89	69	7,72
10	4,08	20	4,55	30	5,15	40	5,37	50	5,96	60	6,94	70	9,42
												71	9,66

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Quando da modelagem, a partir das características construtivas, de uma linha de transmissão no EMTP/ATP é possível obter os parâmetros elétricos desta através da funcionalidade *Line Check*, sendo que para essa linha foram obtidos os valores apresentados na tabela 30, também é apresentado, nesta mesma tabela, o valor convertido para a utilização no ANAFAS.

**Tabela 30 – Parâmetros elétricos da LT 230 kV A5 - A1 obtidos na modelagem no EMTP/ATP.**

LT 230 kV A5 - A1				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	8,0105	57,106	2,5753	15,228
<b>Total %</b>	1,5143	10,7951	0,4868	2,8786

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Na fase de verificação da modelagem realizada, ao comparar os parâmetros elétricos obtidos no EMTP/ATP com os valores que constavam nos casos base ONS observou-se uma diferença considerável em praticamente todos os parâmetros da linha modelada. Os valores encontrados nos casos base do ONS eram idênticos aos que a Transmissora AA tinha em seu sistema computacional de controle dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão. Importante ressaltar que essas diferenças ocorreram tanto para essa linha em específico quanto para todas as outras linhas que foram modeladas para este trabalho.

A primeira hipótese levantada, uma vez que os casos base ONS e o sistema de controle da transmissora convergiam, foi de ter havido algum erro de modelagem ou de cálculo durante esta pesquisa.

Nesse ponto iniciou-se um ciclo de verificações de todos os passos realizados até aquele momento, depois de repetidas e exaustivas verificações e testes, sem obter resultados diferentes daqueles já obtidos, foi entrado em contato com a área da Transmissora AA responsável pelo controle e atualização do sistema computacional onde os dados de parâmetros elétricos das linhas são armazenados.



O profissional atualmente responsável por essa demanda na Transmissora AA foi questionado acerca de como os parâmetros, que podem ser encontrados tanto no sistema computacional dessa empresa quanto nos casos base do ONS, foram obtidos, uma vez que, durante a pesquisa documental, não foi possível encontrar registro de como foram calculados esses parâmetros.

A resposta obtida, com o profissional responsável pelo sistema, foi de que não é possível atestar a exatidão dos parâmetros e que a forma como eles foram calculados é desconhecida, sendo que em nenhum lugar há registro das alturas úteis médias consideradas para cada linha, das flechas médias consideradas, da resistividade do solo considerada nos cálculos, dos parâmetros considerados de resistividade dos cabos, dos parâmetros geométricos dos condutores que foram utilizados. Também foi informado que não é possível atestar, para os casos em que ocorreu troca dos condutores fase, troca de condutores de aterramento, construção de novas linhas seccionando as antigas, trocas de estruturas ou mesmo em casos de mudança parcial do trajeto das linhas, que tenha ocorrido a atualização dos dados do sistema interno dessa empresa e em consequência dos dados disponíveis nos casos base ONS.

Este problema ocorre em especial devido à idade avançada de grande parte dos ativos dessa transmissora, que em muitos casos remete às décadas de 60 e 70. Durante as várias décadas de operação desses ativos, houveram mudanças de pessoas, de processos, de atribuição das áreas envolvidas, mudança de endereço das estruturas físicas desta transmissora, inúmeros processos de organização de documentos físicos, sendo por isso impossível encontrar a documentação referente aos parâmetros da maior parte desses ativos.

Mesmo que sejam usados os dados construtivos obtidos com as equipes de manutenção da transmissora, sendo que essas equipes de manutenção detêm o controle atualizado das características construtivas das linhas de transmissão, não é possível obter como resultado da modelagem no EMTP/ATP os mesmos parâmetros encontrados nos casos base ONS e no sistema interno da transmissora.

Diante desta realidade, que inesperadamente se apresentou, uma vez que os dados obtidos com as equipes de manutenção são atualizados a cada intervenção e são tidos como confiáveis pela própria transmissora, optou-se por partir da premissa que as modelagens feitas para este estudo levam aos valores corretos para os parâmetros elétricos das linhas. Dessa forma, para este estudo, os valores obtidos nas modelagens realizadas serão adotados como verdadeiros e serão atualizados os casos base ONS utilizados no ANAFAS para essas linhas. Ainda será considerado que todo o restante do sistema representado nos casos base está correto, sendo necessário apenas atualizar as linhas diretamente envolvidas no estudo.

A tabela 31, para ilustrar essa situação encontrada, apresenta os valores dos parâmetros elétricos obtidos para todas as linhas 230 kV conectadas na subestação A1.

A partir das premissas definidas, incluindo a atualização dos parâmetros no ANAFAS, é possível verificar e comparar a resposta dos dois sistemas computacionais aos mesmos curtos-circuitos nessa linha de transmissão.

**Tabela 31 – Comparativo entre os valores obtidos na modelagem e nos casos base.**

		$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
LT 230 kV A5-A1	Valor obtido modelagem %	1,5143	10,7951	0,4868	2,8786
	Valor obtido casos base %	2,1500	7,8900	0,4600	2,8900
	Diferença %	41,9824%	36,8198%	5,8313%	0,3947%
LT 230 kV A1-A7	Valor obtido modelagem %	0,9029	5,9261	0,3307	1,6535
	Valor obtido casos base %	1,0600	4,8700	0,3400	1,6600
	Diferença %	15,7051%	21,6856%	2,8124%	0,3933%
LT 230 kV A1-A8	Valor obtido modelagem %	0,2145	1,4032	0,0792	0,4001
	Valor obtido casos base %	0,3200	1,3200	0,0900	0,4500
	Diferença %	49,1585%	6,2998%	13,6277%	12,4787%

Fonte: Autoria própria (2022).

A entrada em operação da Subestação A1 230 kV, seccionou a antiga LT 230 kV A7 - A8, dessa forma originando a LT 230 kV A1 - A7 e a LT 230 kV A1 - A8. Sendo assim, essas linhas são constituídas tanto por partes novas, construídas desde a Subestação A1 230 kV até o ponto de seccionamento, e por partes antigas que vão do ponto de seccionamento até as subestações de origem.

Os dados construtivos dessas linhas de transmissão já foram apresentados na tabela 27 e os dados dos condutores na tabela 28, sendo portanto possível iniciar a modelagem da linha.

A figura 54, ilustrando esse passo, apresenta as telas de parâmetros de um dos trechos da linha 230 kV A1 - A7.

A figura 55, ilustrando esse passo, apresenta as telas de parâmetros de um dos trechos da linha 230 kV A1 - A8.

Para a modelagem das linhas no EMTP/ATP estar completa é necessário inserir para cada trecho das linhas de transmissão a respectiva impedância de pé de torre, sendo que para essas linhas de transmissão não foi encontrado nos sistemas de arquivamento registro de medições de pé de torre, dessa forma será considerado o valor médio de  $15\Omega$  para esse parâmetro.

Como demonstrado anteriormente neste trabalho houve a necessidade de atualização dos valores dos parâmetros elétricos dessas linhas de transmissão nos casos base ONS.

Com as linhas 230 kV modeladas partiu-se para a etapa de verificação dos modelos desenvolvidos, como já explicado anteriormente o caso base ONS 2022-2027 foi tomado como referência.

Para essa verificação foi desenvolvido o equivalente no programa computacional de referência apresentado na figura 56.

Foram anotados os valores dos equivalentes das três barras, lembrando que A8 é uma barra da subestação de um cliente, portanto o ANAFAS não gerou um equivalente de gerador para essa barra, tendo sido gerado para essa barra, um *shunt* equivalente, porém nesse ponto o equivalente *shunt* gerado não foi considerado nos testes, uma vez que nessa fase o objetivo era testar as linhas. Os valores anotados e suas conversões são apresentadas na tabela 32.

**Figura 54 – Telas de Parametrização de um dos Vãos da LT 230 kV A1 - A7**  
**(a) Tela de parametrização do modelo da Linha de transmissão 230 kV A1 - A7**

**(b) Tela de parametrização dos condutores da linha de transmissão 230 kV A1 A7**

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#	[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[m]
1	0.4635	1.2575	0.100499894	-7.6	25.8	14.2	
2	0.4635	1.2575	0.100499894	0	25.8	14.2	
3	0.4635	1.2575	0.100499894	7.6	25.8	14.2	
4	0	0.457	4.434416	-4.8	28	16.4	
5	0	0.457	4.434416	4.8	28	16.4	

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Os equivalentes obtidos no ANAFAS, foram aplicados no sistema 230 kV modelado no EMTP/ATP. A figura 57 mostra o circuito elaborado no EMTP/ATP, sendo possível ainda visualizar os resultados para uma das simulações.

Após essa etapa foi simulado um curto-circuito em cada extremo do sistema, tanto no ANAFAS quanto no EMTP/ATP e comparados os valores obtidos. A tabela 33 apresenta os resultados dos dois sistemas e a diferença percentual obtida nessas simulações.

**Figura 55 – Telas de parametrização de um dos vãos da LT 230 kV A1 - A8**  
**(a) Tela de parametrização do modelo da linha de transmissão 230 kV A1 - A8**

The screenshot shows the 'Line/Cable Data: PT1' dialog box with the 'Model' tab selected. The 'System type' is 'Overhead Line' and '#Ph' is 5. The 'Standard data' section includes Rho (ohm\*m) set to 1000, Freq. init (Hz) set to 60, and Length (km) set to 0.403. The 'Model' section shows 'Type' as 'PI' and 'Printed output' checked. The 'Output Z' and 'Output C' sections have several checkboxes for different parameters.

**(b) Tela de parametrização dos condutores da linha de transmissão 230 kV A1 - A8**

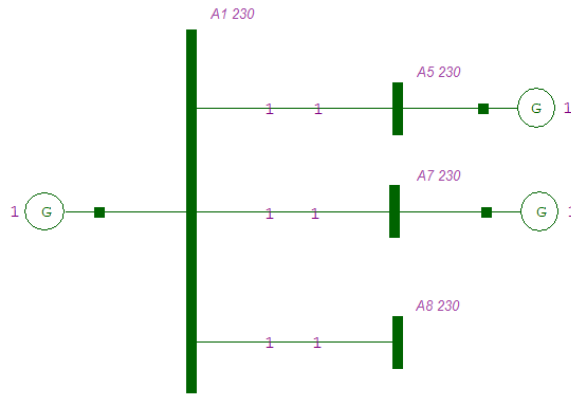
	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#	[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[m]
1	0.4635	1.2575	0.100499894	-7.6	35.46	23.86	
2	0.4635	1.2575	0.100499894	0	35.46	23.86	
3	0.4635	1.2575	0.100499894	7.6	35.46	23.86	
4	0	0.457	4.4344	-4.8	40	28.4	
5	0	0.457	4.4344	4.8	40	28.4	

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Como o maior desvio obtido foi 1,6307%, entende-se que o sistema modelado representa o sistema em estudo.

Ao iniciar as modelagens das linhas de distribuição 138 kV conectadas nesta subestação, foi possível verificar que o caso base fornecido pelo ONS trazia as conexões 138 kV, como mostrado na figura 58, sendo que essa configuração persiste para os seguintes casos

Figura 56 – Circuito equivalente para o sistema 230 kV conectado à SE A1 no ANAFAS



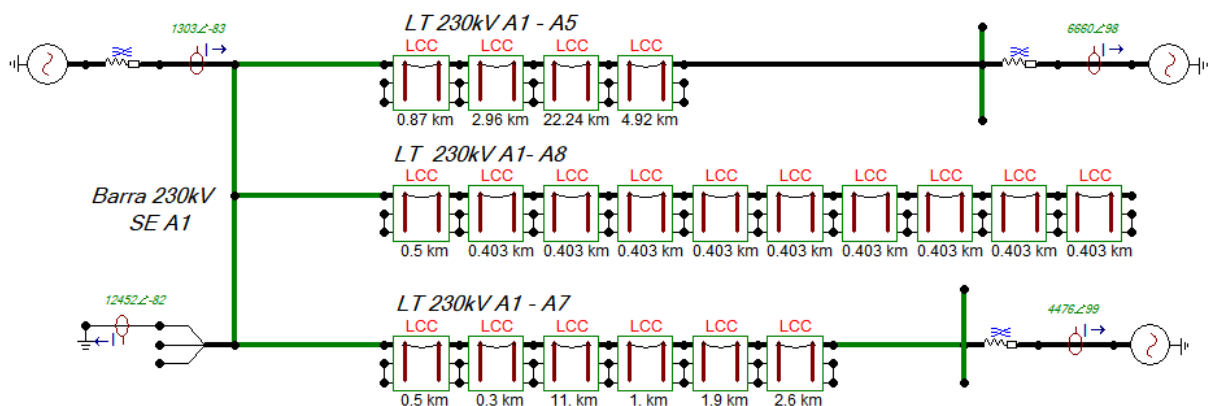
Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 32 – Tabela com os valores equivalentes do sistema 230 kV.

Equivalente na Subestação A1 230 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	32,2081	118,4720	1,2711	14,1699
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	170,3808	626,7169	6,7239	74,9588
Equivalente na Subestação A5 230 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	0,0429	0,6702	0,0504	0,5641
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,2268	3,5456	0,2664	2,9838
Equivalente na Subestação A7 230 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	0,7335	4,7925	0,7969	4,4955
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	3,8801	25,3522	4,2155	23,7812

Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 57 – Circuito 230 kV implementado no EMT/ATP



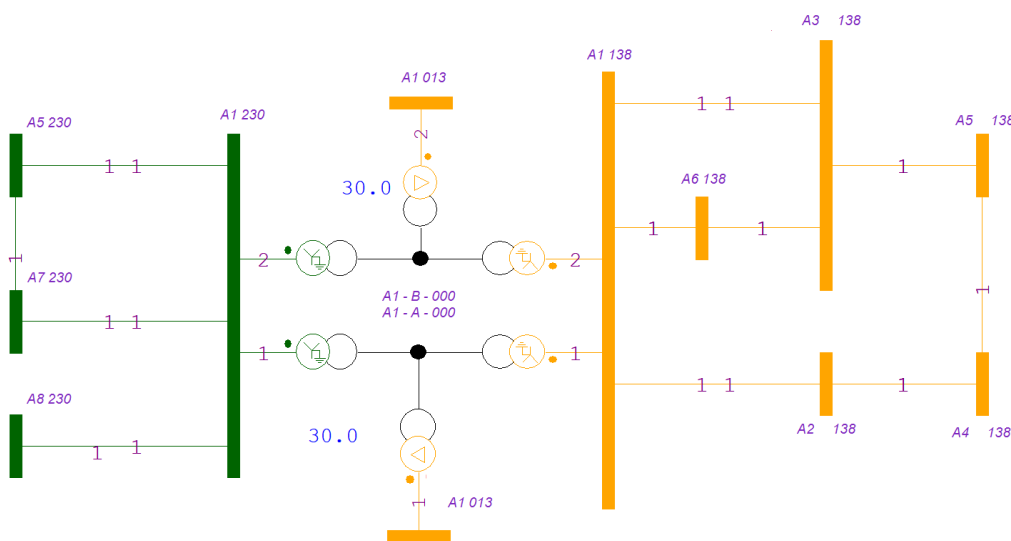
Fonte: Autor.

**Tabela 33 – Tabela comparativa dos resultados entre o sistema modelado e a referência.**

<b>Correntes de Curto-Circuito no Sistema 230 kV</b>					
		<b>Corrente Curto-Circuito (A)</b>	<b>Contribuição SE A1 (A)</b>	<b>Contribuição SE A7 (A)</b>	<b>Contribuição SE A5 (A)</b>
Curto SE A1	ANAFAS	8845,80	930,20	3159,70	4756,60
	Modelo ATP	8804,89	921,36	3165,01	4709,33
	Diferença%	<b>0,4646%</b>	<b>0,9594%</b>	<b>0,1681%</b>	<b>1,0037%</b>
Curto SE A7	ANAFAS	9031,20	444,60	5305,50	3281,30
	Modelo ATP	8986,62	441,94	5304,72	3228,65
	Diferença%	<b>0,4961%</b>	<b>0,6015%</b>	<b>0,0148%</b>	<b>1,6307%</b>
Curto SE A5	ANAFAS	41847,90	287,60	2076,00	39493,90
	Modelo ATP	41833,85	288,50	2054,15	39491,91
	Diferença%	<b>0,0336%</b>	<b>0,3128%</b>	<b>1,0639%</b>	<b>0,0050%</b>
Curto SE A8	ANAFAS	7009,10	737,10	2503,60	3769,00
	Modelo ATP	6983,39	730,44	2508,81	3732,11
	Diferença%	<b>0,3682%</b>	<b>0,9116%</b>	<b>0,2083%</b>	<b>0,9885%</b>

Fonte: Autoria própria (2022).

base BR2312BF, BR2412BF, BR2512BF, BR2612BF e BR2712BF referentes aos anos de 2023 a 2027 respectivamente.

**Figura 58 – Diagrama relativo à Subestação A1 230 kV encontrado no caso base ONS BR2212BF**

Fonte: Autoria própria (2022).

Por esse diagrama da figura 58 é possível verificar que são indicadas três entradas de linha 138 na subestação A1: entrada de linha 138 kV A1 - A6, entrada de linha 138 kV A1 - A3 e entrada de linha 138 kV A1 - A3. Além disso, existe a representação de uma linha de distribuição de alta tensão 138 kV entre as subestações A4 e A2.

Foram encontrados junto à área de projetos da concessionária de distribuição documentos que ratificavam o diagrama apresentado na figura 58, dessa forma, seguindo o que estava em documentos oficiais, tanto da concessionária quanto do ONS as linhas de distribuição foram modeladas.

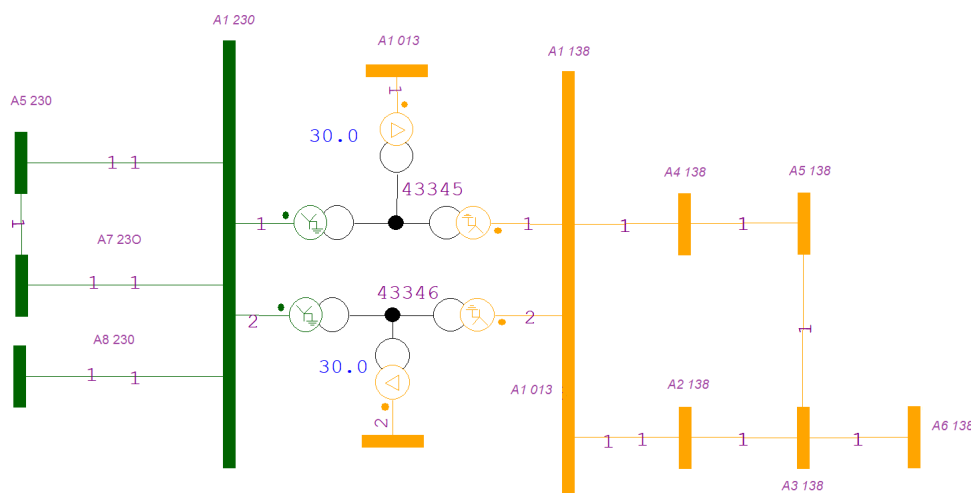
Acontece que, durante a fase de testes, percebeu-se que os valores não convergiam para os valores esperados, assim como aconteceu com as linhas 230 kV, porém para as linhas 138 kV, além dos problemas já listados anteriormente, descobriu-se que fisicamente as conexões nesse sistema são diferentes das indicadas nos casos base e documentos de projeto consultados.

Consultando a base de dados da área de manutenção Distribuidora BB, que é a detentora da concessão das linhas de distribuição de alta tensão, descobriu-se que houve remanejamento das linhas 138 kV dessa região, que alterou os endereçamentos das linhas do lado 138 kV da subestação A1.

Com a manutenção da distribuidora BB, foram obtidos novos documentos que representavam a realidade das conexões físicas, dessa forma foi possível levantar as linhas de distribuição de alta tensão realmente existentes na subestação A1.

A figura 59 apresenta a configuração real encontrada no lado 138 kV da subestação A1.

**Figura 59 – Diagrama corrigido relativo à subestação A1 230 kV**



**Fonte: Autor.**

Após terem sido levantadas as reais conexões foi necessário realizar a nova modelagem dessas linhas de forma a obter os parâmetros reais das mesmas para o posterior estudo da distribuição das correntes de curto-circuito ao longo de todo o sistema de aterramento da subestação.

De posse da documentação citada, foi possível conhecer cada Linha de Distribuição de Alta Tensão (LDAT), sendo que os dados levantados são apresentados na tabela 34.

**Tabela 34 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 138 kV conectadas na SE A1.**

Linha 138 kV A2 - A1- 21,1 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
A2-A3	14,8	6,22	-2,5;26,3	-2,5;23,3	-2;20,3	0;29,4	CAA397,5	Aço 5/16"
A5-A3	0,9	3,09	-2,8;20,2	-2,8;17,1	-2,8;14	0;25	CAA397,5	Aço 5/16"
A5-A3	2,9	7,41	-3,3;24	-3,3;28	-3,3;32	0;37,7	CAA636	Aço 5/16"
A5-A3	1,7	13,80	-2,7;32,5	-2,7;35,7	-2,7;38,9	0;43,65	CAA397,5	Aço 5/16"
A1-A4	0,8	1,33	-0,9;20	-0,9;21,7	-0,9;23,4	±0,88;24,63	CAA397,5	2xCAA4/0
Linha 138 kV A2 - A3 - 15,5 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
A2-A1	15,0	6,22	2,5;26,3	-2,5;23,3	-2;20,3	0;29,4	CAA397,5	Aço 5/16"
A5-A3	0,5	2,47	-2,8;20,2	-2,8;17,1	-2,8;14	0;25	CAA397,5	Aço 5/16"
Linha 138 kV A5 - A3 - 40,4 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
A4-A5	26,4	16,47	-2,85;40,9	-2,85;37,7	-2,85;34,5	0;44,5	CAA397,5	CAA203
A4-A1	8,1	21,09	-2,85;40,9	-2,85;37,7	-2,85;34,5	0;44,5	CAA397,5	Aço 5/16"
A2-A1	1,7	13,80	2,7;32,5	2,7;35,7	2,7;38,9	0;43,65	CAA397,5	Aço 5/16"
A2-A1	2,9	7,41	3,3;24	3,3;28	3,3;32	0;37,7	CAA636	Aço 5/16"
A2-A1	0,9	3,09	-2,8;20,2	-2,8;17,1	-2,8;14	0;25	CAA397,5	Aço 5/16"
A2-A3	0,5	2,47	2,8;20,2	2,8;17,1	2,8;14	0;25	CAA636	Aço 5/16"
Linha 138 kV A4 - A5 - 28,5 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
A4-A1	1,4	5,37	-0,9;20	-0,9;21,7	-0,9;23,4	±0,88;24,63	CAA636	2xCAA4/0
A4-A1	0,6	7,12	-2,8;20,2	-2,8;17,1	-2,8;14	0;25	CAA397,5	CAA203
A5-A3	26,4	15,89	-2,85;40,9	-2,85;37,7	-2,85;34,5	0;44,5	CAA397,5	CAA203
Linha 138 kV A4 - A1- 10,9 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
A4-A5	1,4	5,37	-0,9;20	-0,9;21,7	-0,9;23,4	±0,88;24,63	CAA636	2xCAA4/0
A4-A5	0,6	7,12	-2,8;20,2	-2,8;17,1	-2,8;14	0;25	CAA397,5	CAA203
A5-A3	8,1	21,09	-2,85;40,9	-2,85;37,7	-2,85;34,5	0;44,5	CAA397,5	Aço 5/16"
A2-A1	0,8	1,33	-0,9;20	-0,9;21,7	-0,9;23,4	±0,88;24,63	CAA397,5	2xCAA4/0
Linha 138 kV A3 - Tunas - 38 km								
CD	(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda
			Fase A	Fase B	Fase C	Guarda		
	38,0	10,00	-3,25;22,8	3,25;20,9	-3,25;19	0;28,5	CAA397,5	Aço 5/16"

Fonte: Autoria própria (2022).

De posse dos dados apresentados na tabela 34 foi possível implementar no EMTP/ATP através da utilização da rotina *Line Constants*, as linhas indicadas e dessa forma obter os parâmetros elétricos corretos das linhas realmente existentes.



Na tabela 34 são apresentados os diferentes trechos que formam cada LDAT, sendo que o histórico de construção dessas linhas remete a consecutivos seccionamentos de linhas em circuito duplo, por causa dessa característica peculiar, foi necessário conhecer para cada trecho em questão, qual era a outra linha a compartilhar as estruturas, dessa forma, nesta tabela 34, é apresentado qual é a outra linha que forma o circuito duplo em cada trecho, também são apresentados o comprimento de trecho, a flecha média, posição dos cabos nas estruturas e os condutores utilizados.

Para a determinação das posições dos cabos nas estruturas foi necessário consultar as silhuetas de cada tipo de estrutura utilizada.

A implementação cuidadosa das características de cada trecho na rotina *Line Constants*, resultou nos parâmetros apresentados na tabela 35, Como já citado anteriormente neste trabalho foi utilizado o modelo II.

**Tabela 35 – Parâmetros das LDATs 138 kV levantados utilizando o EMTP/ATP.**

<b>LDAT 138 kV A4 - A1</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	3,5985	21,4450	1,6895	4,9619
<b>Total %</b>	1,8896	11,2608	0,8872	2,6055
<b>LDAT 138 kV A2 - A1</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	6,9502	41,1460	3,2560	9,7250
<b>Total %</b>	3,6495	21,6058	1,7097	5,1066
<b>LDAT 138 kV A4 - A5</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	9,5134	55,4270	4,5318	13,1581
<b>Total %</b>	4,9955	29,1047	2,3796	6,9093
<b>LDAT 138 kV A2 - A3</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	5,2123	30,1865	2,5073	7,1244
<b>Total %</b>	2,7370	15,8509	1,3166	3,7410
<b>LDAT 138 kV A5 - A3</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	13,4092	78,3455	6,3494	18,7925
<b>Total %</b>	7,0412	41,1392	3,3341	9,8679
<b>LDAT 138 kV A3 - A6</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>Total (<math>\Omega</math>)</b>	12,8600	72,0200	6,1560	18,6600
<b>Total %</b>	6,7528	37,8177	3,2325	9,7984

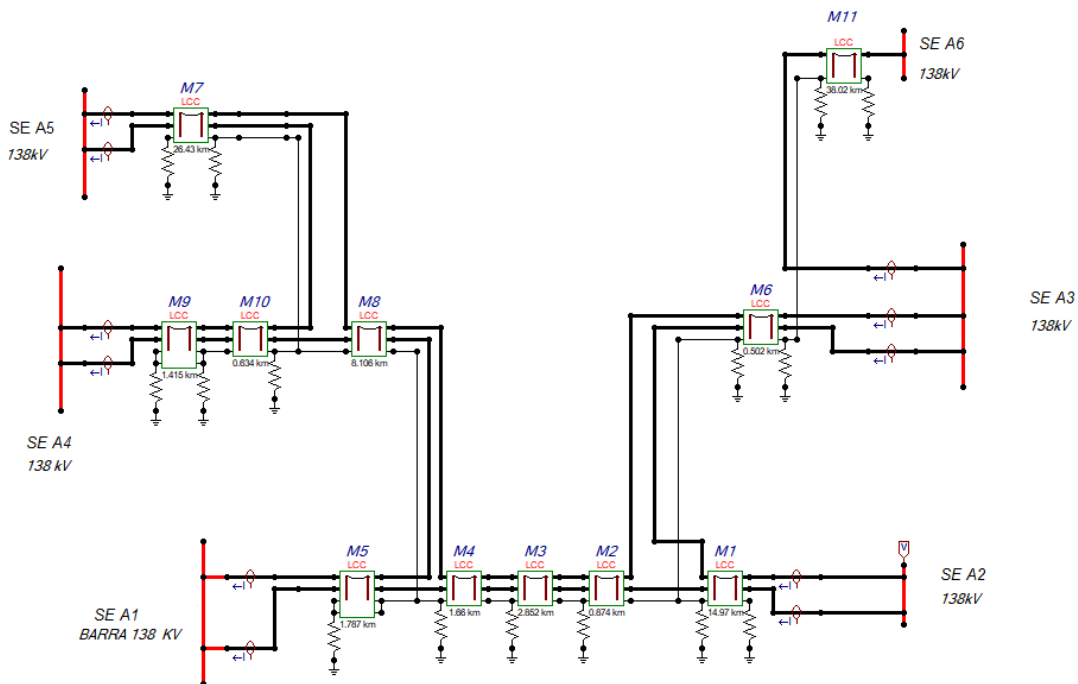
**Fonte: Autoria própria (2022).**

O diagrama implementado no EMTP/ATP, para as conexões 138 kV da subestação A1, ficou conforme a figura 60.

Com os parâmetros levantados, pode-se revisar o arquivo BR2212BF ANAFAS, que é o caso base ONS referente à dezembro de 2022. Dessa forma, as conexões referentes ao setor 138 kV da subestação A1 foram redesenhadas, conforme a figura 59, além disso, foram inseridos manualmente no ANAFAS os parâmetros levantados para cada uma das linhas.

O objetivo dessas ações era ter tanto no ANAFAS quanto no EMTP/ATP o mesmo sistema sendo representado.

**Figura 60 – Diagrama no EMTP/ATP das conexões reais 138 kV da Subestação A1**



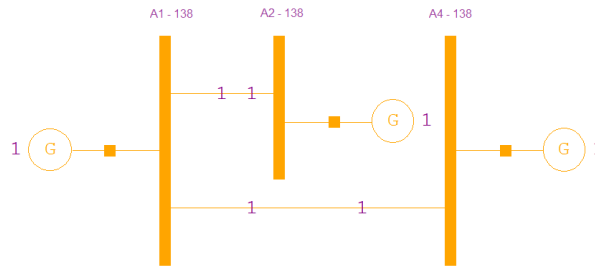
**Fonte: Autoria própria (2022).**

Para as impedâncias de pé de torre, de cada uma dessas LDAT, uma vez que não existem medições conhecidas dos valores reais, foi utilizado o valor de  $15 \Omega$ .

A partir do momento que se conhecia e estava modelado o sistema 138kV conectado à subestação em estudo, em ambos os programas computacionais, foi possível proceder à fase de comparação dos resultados entre os programas.

Para verificar a correlação entre os sistemas, inicialmente foi gerado o equivalente do sistema corrigido no programa de referência, conforme figura 61, foram anotadas as impedâncias equivalentes das fontes de tensão geradas, foram feitas as conversões devidas nos valores levantados e anotados para a replicação no EMTP/ATP, a tabela 36 apresenta esses valores.

Figura 61 – Circuito Equivalente para o sistema 138 kV conectado à SE A1 no ANAFAS.



Fonte: Autoria própria (2022).

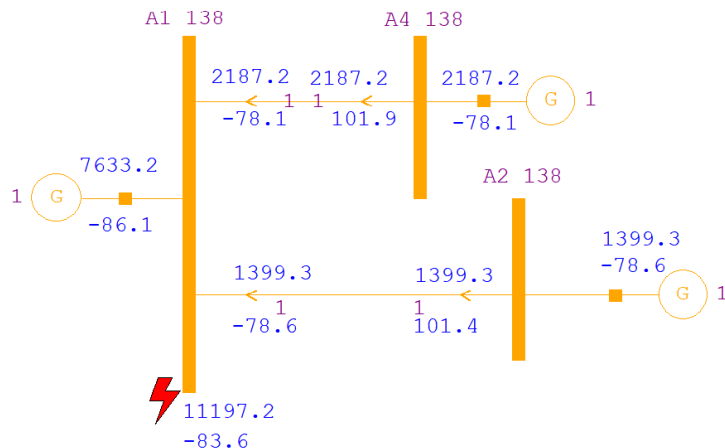
Tabela 36 – Tabela com os dados equivalentes do sistema 138 kV da subestação A1.

Equivalente na Subestação A1 138 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
ANAFAS %	0,3735	5,4454	0,3809	5,5088
ATP ( $\Omega$ )	0,7113	10,3701	0,7253	10,4910
Equivalente na Subestação A2 138 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
ANAFAS %	4,8538	22,9503	0,8351	10,1257
ATP ( $\Omega$ )	9,2435	43,7066	1,5904	19,2834
Equivalente na Subestação A4 138 kV				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
ANAFAS %	3,0166	13,2401	1,4936	16,1056
ATP ( $\Omega$ )	5,7449	25,2144	2,8443	30,6715

Fonte: Autoria própria (2022).

A equivalência entre os sistemas é verificada comparando os valores de corrente de curto-circuito nos dois sistemas, sendo que foram simulados curto-circuitos nas três barras, observando-se também as contribuições das barras que não estavam em falta. A figura 62 representa uma das situações simuladas no ANAFAS. Na sequência é apresentada a figura 62, na qual é possível verificar o modelo equivalente implementado no ANAFAS.

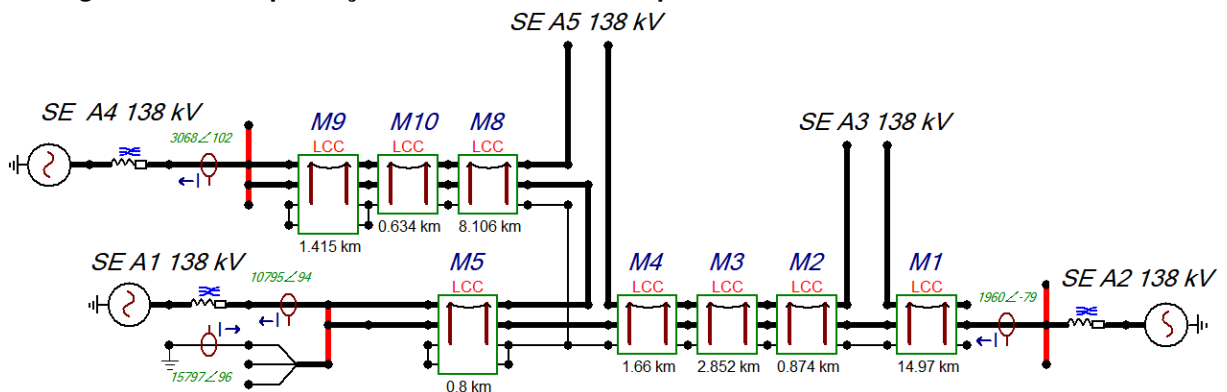
Figura 62 – Exemplificação dos curto-circuitos aplicados ao sistema 138 kV no ANAFAS



Fonte: Autoria própria (2022).

Por sua vez a figura 63 apresenta o modelo equivalente implementado no EMTP/ATP, além de ser possível verificar o resultado para a simulação de curto-circuito na barra 138 kV da Subestação A1, lembrando que nas simulações no EMTP/ATP os valores são de pico, enquanto no ANAFAS são eficazes, sendo necessário dividir por  $\sqrt{2}$  os valores encontrados no EMTP/ATP.

**Figura 63 – Exemplificação dos curto-circuitos aplicados ao sistema 138 kV no EMTP/ATP**



Fonte: Autoria própria (2022).

Importante observar que para essa verificação os sistemas de aterramento não estão conectados, assim como acontece no ANAFAS, além de observar que as linhas modeladas neste trabalho, que não estão dentro do equivalente do ANAFAS, não estão sendo representadas no circuito da figura 63

A tabela 37 apresenta a comparação dos valores obtidos nos dois sistemas computacionais, para todos os cenários simulados, tanto para as correntes na falta quanto para as correntes de contribuição vindas das outras subestações.

Como pode ser visto na tabela 37 a maior diferença encontrada foi de 3,4430%, que ocorre na corrente de contribuição da subestação A2 138 kV para um curto-circuito na subestação A4 138 kV.

Considerando que o sistema em estudo é a malha de terra da subestação A1 138 kV, quando da ocorrência de um curto-circuito na própria subestação A1 138 kV, condição para a qual a modelagem não apresentou desvios maiores que 1%, é entendido que o sistema implementado no EMTP/ATP é representativo ao sistema de referência adotado. Também foi levado em conta que esse desvio de 3,4430% é o único acima de 1% em toda a simulação.

Depois de modelados e testados separadamente os sistemas de 230 kV e 138 kV associados à subestação A1 230 kV, iniciou-se a última fase de testes de aplicabilidade. Nesta etapa foi testado todo o sistema da Subestação A1, incluindo as linhas à ela conectadas. Para isso foi necessário interligar os dois sistemas anteriormente testados isoladamente, através dos transformadores 230/138 kV desta subestação, também foram incluídas as resistências de pé de torre definidas ao longo da modelagem das linhas. Além disso, foi inserida no sistema a resistência da malha de aterramento da subestação, sendo que o valor dessa resistência foi definido como  $3,7520 \Omega$  anteriormente neste trabalho.

**Tabela 37 – Tabela comparativa dos resultados entre o sistema modelado 138 kV e a referência.**

<b>Correntes de Curto-Circuito no Sistema 138 kV</b>					
		<b>Corrente Curto-circuito (A)</b>	<b>Contribuição SE A1 (A)</b>	<b>Contribuição SE A2 (A)</b>	<b>Contribuição SE A4 (A)</b>
Curto SE A1	ANAFAS	11197,20	7633,20	1399,30	2187,20
	Modelo ATP	11169,46	7633,22	1385,93	2169,40
	Diferença %	<b>0,2484%</b>	<b>0,0002%</b>	<b>0,9647%</b>	<b>0,8203%</b>
		<b>Corrente Curto-circuito (A)</b>	<b>Contribuição SE A1 (A)</b>	<b>Contribuição SE A2 (A)</b>	<b>Contribuição SE A4 (A)</b>
Curto SE A2	ANAFAS	6043,00	2623,50	2612,40	815,30
	Modelo ATP	6011,82	2592,96	2601,45	819,54
	Diferença %	<b>0,5186%</b>	<b>1,1778%</b>	<b>0,4211%</b>	<b>0,5197%</b>
		<b>Corrente Curto-circuito (A)</b>	<b>Contribuição SE A1 (A)</b>	<b>Contribuição SE A2 (A)</b>	<b>Contribuição SE A4 (A)</b>
Curto SE A4	ANAFAS	7147,20	3627,60	669,90	2855,10
	Modelo ATP	7160,16	3610,49	692,96	2856,71
	Diferença %	<b>0,1814%</b>	<b>0,4740%</b>	<b>3,4430%</b>	<b>0,0564%</b>

Fonte: Autoria própria (2022).

É oportuno ainda comentar que a modelagem da malha de terra da subestação segue o definido no item 3.2.

Esta subestação conta com dois autotransformadores 230/138/13,8 kV de 150/150/1 MVA e ligação estrela aterrada/estrela aterrada/delta. Para esses dois autotransformadores os parâmetros elétricos levantados nos casos base ONS são os apresentados na tabela 38.

**Tabela 38 – Parâmetros elétricos dos autotransformadores da subestação A1 230 kV.**

<b>Transformador A 230 KV</b>					<b>Transformador B 230 KV</b>				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$		$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	0,08	7,16	0,08	5,50	<b>ANAFAS %</b>	0,08	7,16	0,08	5,50
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,42	37,87	0,42	29,09	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,42	37,87	0,42	29,09
<b>Transformador A 138 KV</b>					<b>Transformador B 138 KV</b>				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$		$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	0,14	-0,58	0,14	1,20	<b>ANAFAS %</b>	0,14	-0,58	0,14	1,20
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,26	-1,10	0,26	2,28	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,26	-1,10	0,26	2,28
<b>Transformador A 13,8 KV</b>					<b>Transformador B 13,8 KV</b>				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$		$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>ANAFAS %</b>	1,05	46,01	1,05	41,08	<b>ANAFAS %</b>	1,05	46,01	1,05	41,08
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,02	0,87	0,02	0,78	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,02	0,87	0,02	0,78

Fonte: Autoria própria (2022).

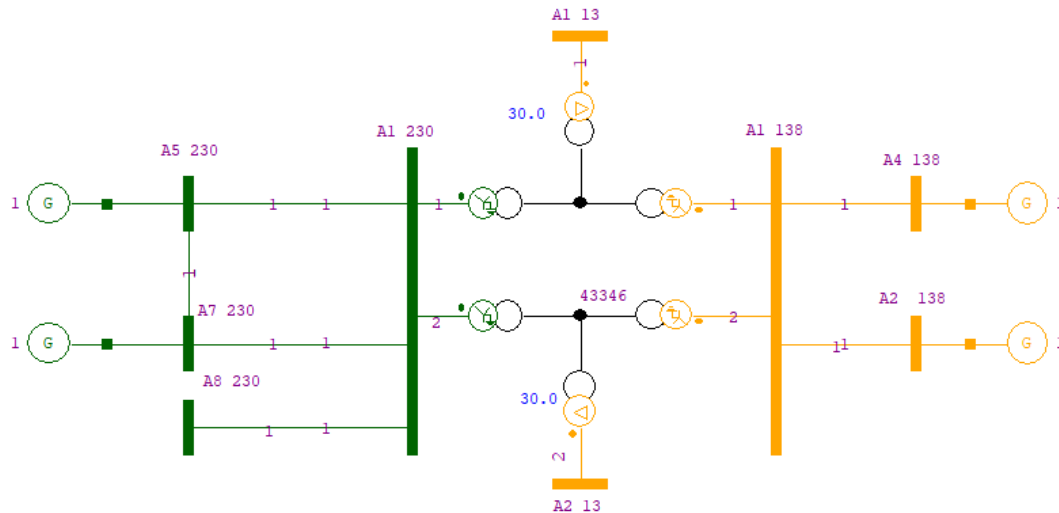
Nesse ponto, para ter o modelo completo do sistema foi necessário levantar no ANAFAS os equivalentes para o sistema completo do caso base BR2212BF, que corresponde à dezembro de 2022.

Importante lembrar que tanto do lado 230 kV, quanto do lado 138 kV, foi necessário implementar modificações de forma a corrigir erros ou inconsistências no caso base no que se refere à subestação A1. Sendo que o sistema no ANAFAS com as correções implementadas já

havia sido apresentado na figura 59, sendo portanto possível levantar os equivalentes para o sistema.

A figura 64 apresenta o equivalente de sistema para a área retida, sendo que optou-se por limitar a área retida às barras no entorno da subestação de interesse. Sendo que nessa figura são apresentadas apenas as fontes equivalentes com as suas impedâncias.

**Figura 64 – Diagrama relativo ao equivalente de sistema da subestação A1 230 kV**



**Fonte: Autoria própria (2022).**

Até esse momento da pesquisa, utilizou-se apenas das fontes equivalentes e de suas respectivas impedâncias calculadas no ANAFAS, quando se tratava de circuitos equivalentes, isso se deve ao fato de até o momento basicamente terem sido testadas as linhas do sistema. Com o objetivo de testar as linhas implementadas no EMTP/ATP era suficiente conectar essas linhas às fontes equivalentes geradas, podendo ignorar as impedâncias *shunt*, as linhas equivalentes e os transformadores equivalentes calculados, para isso, era necessário apenas desligar essas partes do circuito no ANAFAS, portanto não sendo necessário reproduzi-los no EMTP/ATP.

Porém a partir desse momento, tornou-se necessário considerar integralmente o circuito equivalente calculado no ANAFAS, pois a intenção nesse ponto era testar o sistema completo. Segundo CEPEL (2017) o sistema equivalente resultante não contém a área externa ao sistema retido de maneira explícita, porém o efeito causado pela área externa nas grandezas calculadas para a área interna é levado em consideração através das ligações equivalentes (série e shunt) que surgem na construção do sistema equivalente, além das fontes equivalentes criadas. Essa situação ocorre devido ao fato de existirem acoplamentos externos à área retida, ligando diferentes barras que são internas à área retida, ou seja, podem existir ligações entre as barras dentro da área retida que ocorrem através outras barras e linhas que estão fora do espaço retido.

No caso em estudo, por esta área de interesse estar inserida num sistema complexo e altamente malhado, devido à necessidade de se obter uma alta confiabilidade operacional,

existem muitos acoplamentos externos. Dessa forma o ANAFAS ao calcular os equivalentes gerou muitas ligações externas, sendo linhas e também transformadores equivalentes, além das impedâncias *shunt* e fontes equivalentes. As tabelas 39, 40, 41 apresentam as fontes, linhas e transformadores equivalentes obtidos no ANAFAS, quando do cálculo de equivalente, além disso, estas tabelas também apresentam os valores já convertidos para o EMTP/ATP, levando-se em consideração as tensões de cada parte do sistema integrado.

**Tabela 39 – Geradores equivalentes para o circuito completo.**

<b>Gerador Equivalente na Barra A2 138 kV</b>				
	<b>R1</b>	<b>X1</b>	<b>R0</b>	<b>X0</b>
<b>ANAFAS %</b>	23,3221	113,4280	0,8536	10,4193
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	44,4146	216,0123	1,6256	19,8425
<b>Gerador Equivalente na Barra A4 138 kV</b>				
	<b>R1</b>	<b>X1</b>	<b>R0</b>	<b>X0</b>
<b>ANAFAS %</b>	83,7622	170,0570	1,7392	22,0483
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	159,5167	323,8566	3,3120	41,9888
<b>Gerador Equivalente na Barra A5 230 kV</b>				
	<b>R1</b>	<b>X1</b>	<b>R0</b>	<b>X0</b>
<b>ANAFAS %</b>	0,0424	0,6725	0,0505	0,5671
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,2242	3,5573	0,2669	3,0000
<b>Gerador Equivalente na Barra A7 230 kV</b>				
	<b>R1</b>	<b>X1</b>	<b>R0</b>	<b>X0</b>
<b>ANAFAS %</b>	0,7331	4,7934	0,7975	4,4929
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	3,8781	25,3570	4,2185	23,7676

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Tabela 40 – Linhas equivalentes para o circuito completo.

Linhas Equivalentes 138 kV						
	DE	PARA	R1	X1	R0	X0
<b>ANAFAS</b> %	A2-138 KV	A1-138 kV	99999999	99999999	-2660,0000	-2873,0000
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A2-138 KV	A1-138 kV	99999999	99999999	-5065,7040	-5471,3412
<b>ANAFAS</b> %	A4-138 kV	A2-138 kV	25,5760	54,0540	39,8090	215,6900
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A4-138 kV	A2-138 kV	48,7069	102,9404	75,8123	410,7600
<b>ANAFAS</b> %	A4-138 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	-33,7100	1140,1900
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A4-138 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	-64,1973	2171,3778
Linhas Equivalentes 230 kV						
	DE	PARA	R1	X1	R0	X0
<b>ANAFAS</b> %	A1-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	-162,6700	-177,9400
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A1-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	-860,5243	-941,3026
<b>ANAFAS</b> %	A7-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	9,1811	97,7630
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A7-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	48,5680	517,1663
<b>ANAFAS</b> %	A1-230 kV	A7-230 kV	99999999	99999999	-13,4200	-105,4800
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A1-230 kV	A7-230 kV	99999999	99999999	-70,9918	-557,9892
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A7-230 kV	0,3884	2,0205	81,3770	25,6620
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A5-230 kV	A7-230 kV	2,0544	10,6884	430,4843	135,7520
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	24,5590	-697,2000
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A5-230 kV	A8-230 kV	99999999	99999999	129,9171	-3688,1880
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	1443,2100	5065,9200
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A5-230 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	7634,5809	26798,7168
Linha Real 230 kV A5-A7						
	DE	PARA	R1	X1	R0	X0
<b>ANAFAS</b> %	A7-230 kV	A5-230 kV	0,6330	2,9330	1,8430	5,9430
<b>ATP</b> ( $\Omega$ )	A7-230 kV	A5-230 kV	3,3486	15,5156	9,7495	31,4385

Fonte: Autoria própria (2022).

Os valores 99999999, indicados nas tabelas, representam um valor infinito para esses parâmetros de impedância, sendo que estes valores foram gerados pelo ANAFAS. Na tabela 40, além dos equivalentes, também são apresentados os valores de impedância da linha de transmissão 230 kV A5 - A7, sendo que essa linha é uma linha realmente existente no sistema e por isso precisará ser representada no modelo do EMTP/ATP.

Além dos equivalentes representados nas tabelas 39, 40, 41, também foram criados, pelo ANAFAS, dois capacitores *shunt* equivalentes, nas barras A1 230 kV e A1 138 kV, e um indutor *shunt* equivalente na barra A8 230 kV. Na modelagem do sistema, os capacitores *shunt* equivalentes foram desprezados devido ao fato de não causarem impacto significativo nas correntes de curto-circuito, sendo considerado apenas o reator na barra A8 230 kV. A figura 65 exemplifica essa situação, onde é possível observar que as correntes de contribuição dos dois capacitores tem um valor extremamente baixo, enquanto que o reator contribui com um valor representativo de corrente. Lembrando que no equivalente apresentado nessa figura não estão sendo representados as linhas e os transformadores equivalentes, apenas por uma questão de *layout* e apresentação dessa figura, porém esses equivalentes estão todos ligados e contribuindo para a falta.

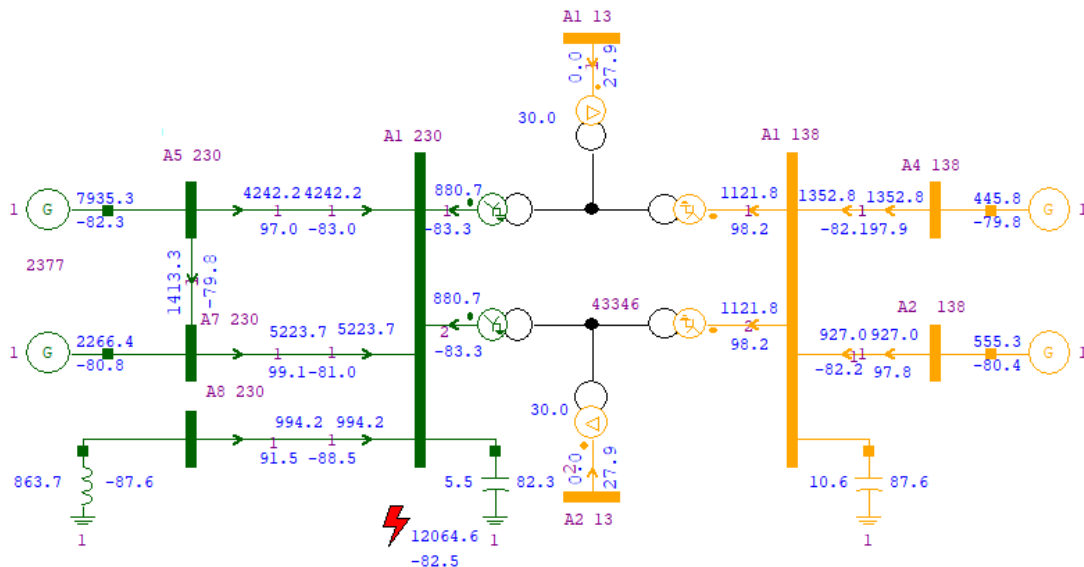


Tabela 41 – Transformadores equivalentes para o circuito completo.

Transformadores Equivalentes						
	Primário	Secundário	R1	X1	R0	X0
<b>ANAFAS</b> %	A1-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	-3,8950	62,8680
<b>ATP</b> (Ω)	A1-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	-20,60455	332,57172
<b>ANAFAS</b> %	A2-138 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	3,4817	-61,9700
<b>ATP</b> (Ω)	A2-138 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	18,418193	-327,8213
<b>ANAFAS</b> %	A4-138 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	612,2400	2714,8700
<b>ATP</b> (Ω)	A4-138 kV	A1-230 kV	99999999	99999999	3238,7496	14361,6623
<b>ANAFAS</b> %	A8-230 kV	A4-138 kV	99999999	99999999	33,4730	-367,0700
<b>ATP</b> (Ω)	A8-230 kV	A4-138 kV	99999999	99999999	177,07217	-1941,8003
<b>ANAFAS</b> %	A8-230 kV	A2-138 kV	99999999	99999999	-3,0370	56,3700
<b>ATP</b> (Ω)	A8-230 kV	A2-138 kV	99999999	99999999	-16,06573	298,1973
<b>ANAFAS</b> %	A8-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	3,8268	-63,1200
<b>ATP</b> (Ω)	A8-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	20,243772	-333,9048
<b>ANAFAS</b> %	A7-230 kV	A4-138 kV	744,4200	1264,3500	-57,3300	416,9100
<b>ATP</b> (Ω)	A7-230 kV	A4-138 kV	3937,9818	6688,4115	-303,2757	2205,4539
<b>ANAFAS</b> %	A7-230 kV	A2-138 kV	1509,2000	2545,3900	19,3070	-623,2100
<b>ATP</b> (Ω)	A7-230 kV	A2-138 kV	7983,668	13465,1131	102,13403	-3296,7809
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A4-138 kV	2,3364	12,2160	7,8782	58,8090
<b>ATP</b> (Ω)	A5-230 kV	A4-138 kV	12,359556	64,62264	41,675678	311,09961
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A2-138 kV	4,7877	24,6230	97,9700	403,4100
<b>ATP</b> (Ω)	A5-230 kV	A2-138 kV	25,326933	130,25567	518,2613	2134,0389
<b>ANAFAS</b> %	A5-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	56,5000	2158,2400
<b>ATP</b> (Ω)	A5-230 kV	A1-138 kV	99999999	99999999	298,885	11417,0896

Fonte: Autoria própria (2022).

Figura 65 – Exemplificação do nível de contribuição na corrente de falta dos capacitores e reatores equivalentes



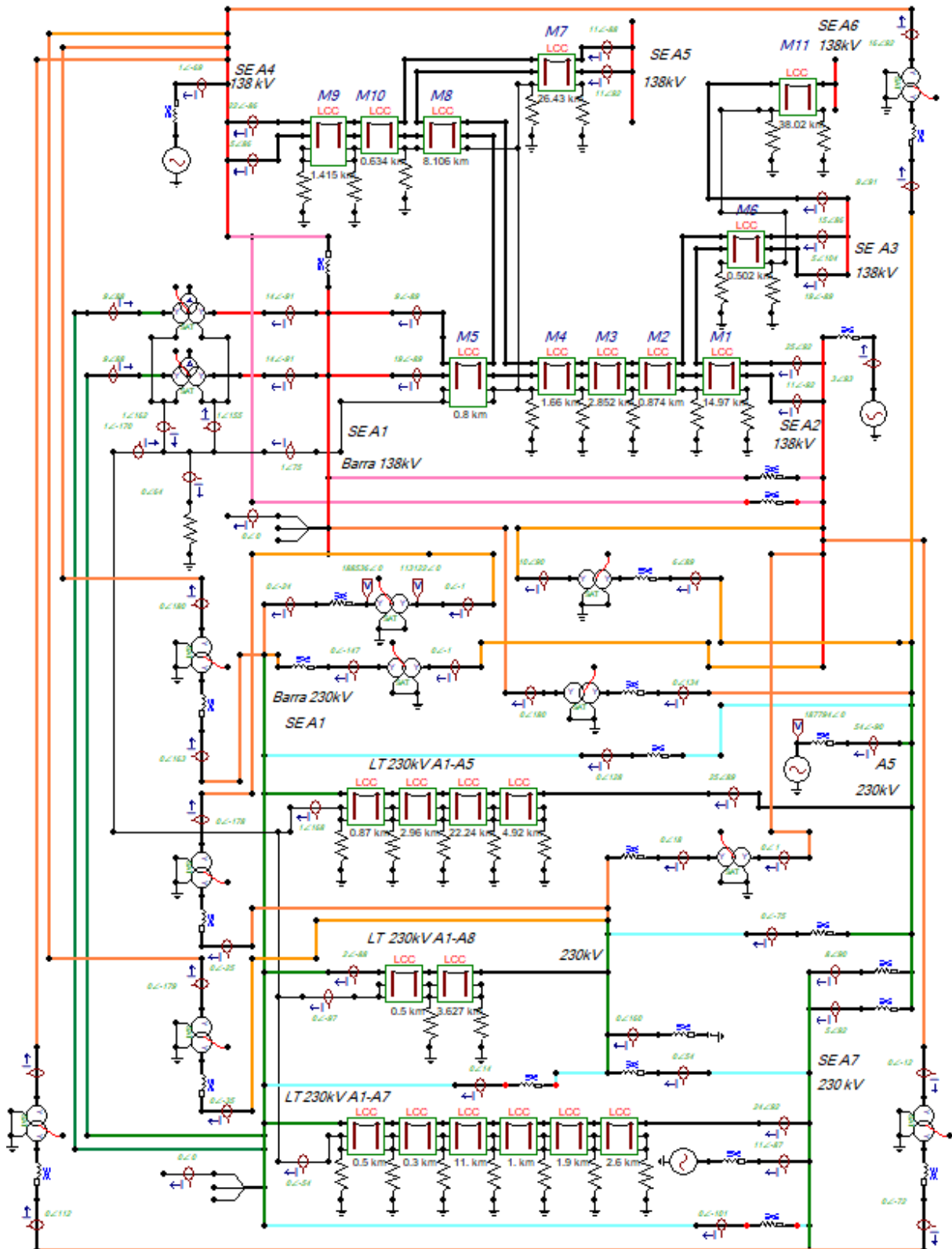
Fonte: Autoria própria (2022).

Para os transformadores equivalentes criados, foi considerado que as respectivas impedâncias estavam referenciadas ao lado de alta tensão, portanto, todas as impedâncias foram implementadas do lado de alta tensão no modelo EMTP/ATP. Também é importante considerar que esses transformadores criados tanto nos enrolamentos primários quanto secundários têm fechamento em estrela aterrada.

Após ter o conhecimento de todos os equivalentes criados, de seus valores e ter realizado a conversão, considerando a base adequada, para a utilização no EMTP/ATP, é possível implementar o sistema completo. A implementação realizada no EMTP/ATP é apresentada na figura 66, sendo nessa figura representados os transformadores equivalentes, linhas equivalentes e o reator *shunt* na barra da subestação A8. Na figura 66 é possível visualizar:

- As barras 230 kV das diversas subestações representadas pelas ligações em verde;
- As barras 138 kV das diversas subestações representadas pelas ligações em vermelho;
- As linhas 230 kV equivalentes são representadas em azul claro;
- As linhas 138 kV equivalentes são representadas na cor rosa;
- As ligações referentes aos transformadores equivalentes são representadas na cor laranja;
- A subestação A1 que é o objeto do estudo tem as suas barras 230 kV e 138 kV, bem como seus transformadores e a resistência de aterramento.

Figura 66 – Implementação realizada no EMPT/ATP da subestação A1 e linhas associadas



Fonte: Autor.

Tendo o circuito, representado em ambos sistemas computacionais, é possível proceder às comparações entre eles.

Para a realização dos testes de compatibilidade foram aplicados curto-circuitos monofásicos nas duas barras da subestação A1 230 kV em ambos os sistemas operacionais e foram comparados os valores obtidos. Os resultados obtidos na comparação são apresentados na tabela 42.

**Tabela 42 – Correntes de curto-circuito do sistema A1 completo**

<b>Correntes de Curto-Circuito no Sistema Completo</b>							
		<b>Corrente Falta (A)</b>	<b>SE A2 (A)</b>	<b>SE A4 (A)</b>	<b>SE A5 (A)</b>	<b>SE A7 (A)</b>	<b>SE A8 (A)</b>
Curto A1 138 kV	<b>ANAFAS</b>	11222,90	650,00	507,80	4262,70	1044,80	346,70
	<b>ATP</b>	11261,38	637,10	487,20	4298,50	1057,83	347,19
	<b>Diferença%</b>	<b>0,3429%</b>	<b>2,0243%</b>	<b>4,2290%</b>	<b>0,8399%</b>	<b>1,2473%</b>	<b>0,1412%</b>
		<b>Corrente Falta (A)</b>	<b>SE A2 (A)</b>	<b>SE A4 (A)</b>	<b>SE A5 (A)</b>	<b>SE A7 (A)</b>	<b>SE A8 (A)</b>
Curto A1 230 kV	<b>ANAFAS</b>	12077,00	554,10	444,70	7940,00	2267,10	862,00
	<b>ATP</b>	12168,60	559,32	437,70	8131,73	2318,60	865,50
	<b>Diferença%</b>	<b>0,7585%</b>	<b>0,9423%</b>	<b>1,5995%</b>	<b>2,4147%</b>	<b>2,2718%</b>	<b>0,4059%</b>

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Da comparação realizada e apresentada na tabela 42, é possível verificar que para o curto-circuito nas duas barras da subestação A1 230 kV, não houve diferença superior a 1%.

Para as correntes de contribuição houveram, em alguns casos, valores de diferença maiores que 1%, com o maior desvio na contribuição da subestação A4 para a falta na barra 138 kV da subestação A1. Essas diferenças percentuais pouco influenciam na corrente final de curto.

Nesta análise deve-se considerar que no modelo do ANAFAS, não são inseridos os valores das resistências de pé de torre, as impedâncias dos cabos guarda e a resistência da malha de aterramento da subestação, sendo assim, o sistema de aterramento não é considerado no modelo do ANAFAS, assim como não são consideradas, no ANAFAS, as indutâncias mútuas que surgem entre os condutores fases e os cabos guarda. A simples variação das impedâncias do pé de torre consideradas no modelo desenvolvido no EMTP/ATP causa uma pequena variação na corrente de falta, a mesma situação ocorre ao variar a resistência da malha de terra. Dessa forma, o somatório dessas diferenças leva o sistema completo a apresentar correntes de falta e de contribuição um pouco diferentes dos valores que são encontrados no ANAFAS. Também deve-se levar em conta que o valor exato das impedâncias de pé de torre de várias linhas desse sistema eram desconhecidas e por isso nesse modelo adotou-se o valor de 15  $\Omega$ .

Ressalta-se ainda que, ao realizar testes isoladamente de cada linha modelada no EMTP/ATP e comparar os resultados obtidos, com aqueles encontrados no ANAFAS, tem-se diferenças desprezíveis entre os modelos.

Mesmo com essas diferenças entendeu-se que o sistema modelado representava adequadamente o sistema em estudo.

### 3.2.2 Modelagem e Validação da Modelagem do Sistema de Aterramento da Subestação B1 230 kV

Uma vez que nos tópicos anteriores acerca da subestação A1 230 kV foi possível comprovar que existe compatibilidade entre circuitos modelados no EMTP/ATP e a referência que foi adotada, não existe necessidade nesse momento de realizar os testes iniciais de aplicabilidade. Dessa forma, pode-se partir diretamente para os testes da modelagem completa, não sendo necessário realizar a modelagem por partes como foi feito para a subestação anterior.

Uma vez que, referente à subestação A1, foram encontradas muitas inconsistências nos dados dos parâmetros das linhas que estavam nos casos base ONS, fato esse que gerou muito retrabalho, para essa subestação partiu-se diretamente para o levantamento e a confirmação dos dados construtivos de todas as linhas conectadas.

Para a modelagem das linhas de transmissão 230 kV e das linhas de distribuição de alta tensão 69 kV conectadas à subestação B1 foram consultados vários documentos e sistemas da Transmissora AA e da Distribuidora BB, tanto das engenharias de manutenção quanto das engenharias de projetos, com vistas a levantar as características construtivas dessas linhas, resultando desse levantamento os dados compilados e apresentados nas tabelas 43, 44 e 45.

De posse dos dados apresentados nas tabelas 43, 44 e 45 foi possível implementar no EMTP/ATP, através da utilização da rotina *Line Constants*, as linhas indicadas e dessa forma obter os parâmetros elétricos corretos das linhas. Nessas tabelas são apresentados os diferentes trechos que formam cada uma das linhas, com suas características construtivas.

A implementação cuidadosa das características das características de cada trecho na rotina *Line Constants*, resultou nos parâmetros apresentados na tabela 46. Como já citado anteriormente neste trabalho foi utilizado o modelo  $\pi$ .

Tabela 43 – Dados construtivos das linhas de transmissão 230 kV conectadas na SE B1.

LT 230 kV B1 - B2 - 26,4 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	5	8,6	4;34,66	4;29,16	4;23,66	±2,7;39,2	CAA795	CAA176,9
2	18,1	12,35	3,9;27,35	3,9;32,35	3,9;37,35	±3;42,55	CAA795	2xAço 3/8"
3	3,3	12,35	3,9;27,35	3,9;32,35	3,9;37,35	±3;42,55	CAA795	2xAço 3/8"
LT 230 kV B1 - B3 - 55,2 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	46,6	16	-7,75;31	0;31	7,75;31	± 4,9;33	CAA636	OPGW 14,9 e AÇO 3/8"
2	8,6	8,6	4;34,66	4;29,16	4;23,66	±2,7;39,2	CAA636	OPGW 14,9 e AÇO 3/8"
LT 230 kV B1 - B4 - 32,3 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	4,6	8	4;29	4;23,5	4;18	± 2,7;34,2	CAA636	OPGW 14,9
2	19,1	16	-7,75;31	0;31	7,75;31	± 4,9;33	CAA636	OPGW 14,9 e AÇO 3/8"
3	8,6	8,6	4;34,66	4;29,16	4;23,66	±2,7;39,2	CAA636	OPGW 13,8

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 44 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 69 kV conectadas na SE B1 - 1ªParte.

LADT 138 kV B1 - B5 C1 - 6,8 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	6,2	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;27	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"
2	0,6	8,45	0,99;16,19	0,99;14,99	0,99;13,79	0,68;17,32	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"
LADT 138 kV B1 - B5 C2 - 6,2 km								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	0,1	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;27	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"
2	6,19	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;27	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"

Fonte: Autoria própria (2022).

**Tabela 45 – Dados construtivos das linhas de distribuição de alta tensão 69 kV conectadas na SE B1 - 2ªParte.**

<b>LADT 138 kV B1 - B6 - 14,04 km</b>								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	4,64	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;25	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"
2	3,53	11	-2,15;29,1	-2,15;27,55	-2,15;26	0;31,4	CAA397,5	CAA101,8
3	4,18	6,4	1,3;13,8	1,3;12,6	1,3;11,4	-1,3;15 1,3;15	CAA636	CAA4/0 e Aço 3/8"
4	1,4	10	-2,35;32,2	-2,35;29	-2,35;25,8	0;35,4	CAA397,5	CAA101,8
5	0,29	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;25	CAA636	CAA636 e Aço 3/8"
<b>LADT 138 kV B1 - B7 C1 - 8,4 km</b>								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	6,6	8	-3,15;27,34	3,15;25,44	-3,15;23,54	0;32,4	CAA397,5	Aço 5/16"
2	0,4	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	±1,3;25	CAA397,5	2 xAço5/16"
3	0,4	9,54	-3,3;32,54	-3,3;28,54	-3,3;24,54	0;37,7	CAA397,5	Aço 5/16"
4	1	8	-3,15;27,34	3,15;25,44	-3,15;23,54	0;32,4	CAA397,5	Aço 5/16"
<b>LADT 138 kV B1 - B7 C2 - 7,723 km</b>								
(km)	Flecha (m)	Posição do cabo (x;y) (m)				Fase	Guarda	
		Fase A	Fase B	Fase C	Guarda			
1	0,6	8	2,15;26,6	-2,15;25,05	2,15;23,5	0;30,4	CAA397,5	CAA101,8
2	5,44	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	1,3;25	CAA636	CAA4/0
3	1,4	10	-2,35;32,2	-2,35;29	-2,35;25,8	0;35,4	CAA397,5	CAA101,8
4	0,28	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	1,3;25	CAA636	CAA4/0
<b>LADT 138 kV B1 - B8 C1 - 7,3 km</b>								
1	5,9	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	1,3;25	CAA397,5	Aço 5/16"
2	0,4	9,54	-3,3;32,54	-3,3;28,54	-3,3;24,54	0;37,7	CAA397,5	Aço 5/16"
3	1	9,54	-3,3;32,54	-3,3;28,54	-3,3;24,54	0;37,7	CAA397,5	Aço 5/16"
<b>LADT 138 kV B1 - B8 C2 - 7,1 km</b>								
1	6,5	6,4	1,3;23,8	1,3;22,6	1,3;21,4	1,3;25	CAA636	2xCAA 4/0
2	0,6	9,54	-3,3;32,54	-3,3;28,54	-3,3;24,54	0;37,7	CAA636	CAA 4/0

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Com os parâmetros levantados, pode-se comparar os resultados como os do arquivo BR2212BF ANAFAS, que é o caso base ONS referente à dezembro de 2022, e assim, como aconteceu na modelagem anterior foi necessário corrigir manualmente os valores de impedância das linhas no caso base.

**Tabela 46 – Parâmetros das linhas conectadas à subestação B1 levantados utilizando o EMTP/ATP.**

<b>LT 230 kV B1 - B2</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	6,7403	48,3870	2,1434	12,7570
<b>ANAFAS %</b>	1,2742	9,1469	0,4052	2,4115
<b>LT 230 kV B1 - B3</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	15,2580	99,3840	5,5875	28,3030
<b>ANAFAS %</b>	2,8843	18,7871	1,0562	5,3503
<b>LT 230 kV B1 - B4</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	8,9085	57,9640	3,3018	16,6150
<b>ANAFAS %</b>	1,6840	10,9573	0,6242	3,1408
<b>LDAT 269 kV B1 - B5 C1</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	1,878	14,086	0,6876	2,5559
<b>ANAFAS %</b>	3,9445	29,5862	1,4442	5,3684
<b>LDAT 269 kV B1 - B5 C2</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	1,7432	13,031	0,642	2,366
<b>ANAFAS %</b>	3,6614	27,3703	1,3485	4,9695
<b>LDAT 269 kV B1 - B6</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	4,1724	28,828	1,7156	5,5363
<b>ANAFAS %</b>	8,7637	60,5503	3,6034	11,6284
<b>LDAT 269 kV B1 - B7 C1</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	2,822	16,003	1,3535	4,0806
<b>ANAFAS %</b>	5,9273	33,6127	2,8429	8,5709
<b>LDAT 269 kV B1 - B7 C2</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	2,2512	15,732	0,9007	3,0849
<b>ANAFAS %</b>	4,7284	33,0435	1,8918	6,4795
<b>LDAT 269 kV B1 - B8 C1</b>				
	$R_0$	$X_0$	$R_1$	$X_1$
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	2,4534	14,997	1,1762	3,0005
<b>ANAFAS %</b>	5,1531	31,4997	2,4705	6,3022
<b>LDAT 269 kV B1 - B8 C2</b>				
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	1,9606	14,598	0,718	2,7231
<b>ANAFAS %</b>	4,1180	30,6616	1,5081	5,7196

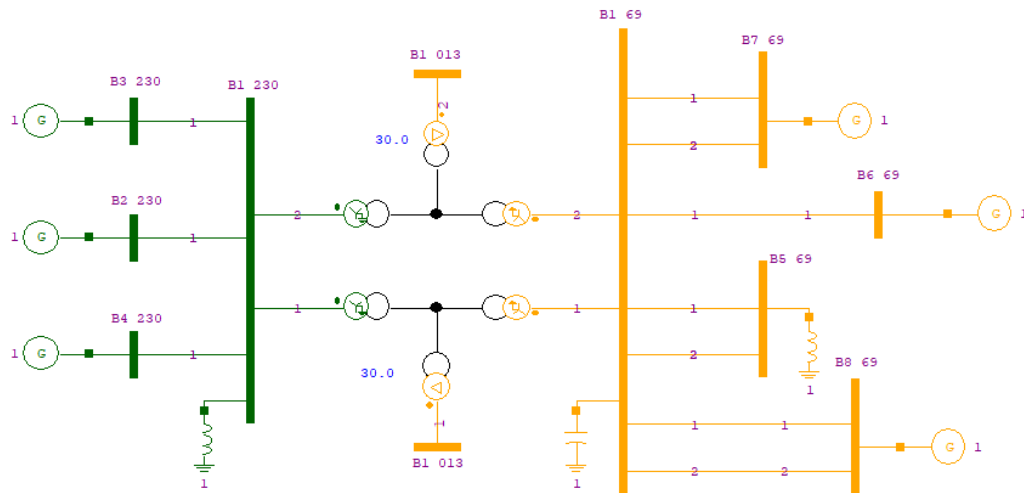
**Fonte: Autoria própria (2022).**

Depois de realizada a alteração dos valores dos parâmetros das linhas no ANAFAS, foi possível retirar o equivalente de sistema, sendo que definiu-se conter a área relativa às barras que se conectavam à subestação em estudo. A figura 67 apresenta o diagrama equivalente do subestação.

Assim como no caso anterior, a área retida está inserida num sistema complexo e altamente malhado, existindo, dessa forma, vários acoplamentos externos que levam o ANAFAS, durante o cálculo de equivalentes, gerar muitas ligações externas, sendo linhas e também transformadores equivalentes, além das impedâncias *shunt* e fontes equivalentes. As tabelas 47, 48 e 49 apresentam as fontes, linhas e transformadores equivalentes obtidos no ANAFAS, quando



Figura 67 – Diagrama relativo ao Equivalente de Sistema da Subestação B1 230 kV



Fonte: Autoria própria (2022).

do cálculo de equivalente, além disso estas também apresentam os valores já convertidos para o EMTP/ATP, levando-se em consideração as tensões de cada parte do sistema integrado.

Os valores 99999999, indicados nas tabelas, representam um valor infinito para esses parâmetros de impedância, sendo que estes valores foram gerados pelo ANAFAS.

Além dos equivalentes representados nas tabelas anteriores também foram gerados um capacitor *shunt* equivalente na barra B1 69 kV e dois indutores *shunt* equivalentes nas barras B1 230 kV e B5 69 kV. Assim como aconteceu na modelagem anterior o capacitor equivalente não será representado devido à sua pouca influência nas correntes de curto-circuito.

Tabela 47 – Geradores equivalentes para o circuito completo da subestação B1.

Gerador Equivalente na Barra B2 230 kV				
	R1	X1	R0	X0
Anafas %	0,07677	1,20803	0,1667	1,1715
ATP (Ω)	0,4061	6,3905	0,8817	6,1972
Gerador Equivalente na Barra B3 230 kV				
Anafas %	0,21312	11,0814	0,2109	3,4247
ATP (Ω)	1,1274	58,6206	1,1155	18,1164
Gerador Equivalente na Barra B4 230 kV				
Anafas %	0,29004	2,01372	0,4804	2,5402
ATP (Ω)	1,5343	10,6526	2,5414	13,4376
Gerador Equivalente na Barra B6 69 kV				
Anafas %	10,731	125,367	1,1969	5,5966
ATP (Ω)	5,10903	59,6872	0,5698	2,6646
Gerador Equivalente Na Barra B7 69 kV				
Anafas %	40,9975	234,934	0,9907	12,135
ATP (Ω)	19,5189	111,852	0,4717	5,7776
Gerador Equivalente na Barra B8 69 kV				
Anafas %	7,13447	27,5875	1,1782	8,2382
ATP (Ω)	3,39672	13,1344	0,5609	3,9222

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 48 – Linhas equivalentes para o circuito completo da subestação B1.

Linhas Equivalentes 230 kV						
	DE	PARA	R1	X1	R0	X0
Anafas %	B2-230 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	-4,9820	-65,0800
ATP ( $\Omega$ )	B2-230 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	-26,3548	-344,2732
Anafas %	B1-230 kV	B4-230 kV	99999999	99999999	13,7820	-147,5900
ATP ( $\Omega$ )	B1-230 kV	B4-230 kV	99999999	99999999	72,9068	-780,7511
Anafas %	B4-230 kV	B2-230 kV	0,6270	3,6596	13,0650	31,6530
ATP ( $\Omega$ )	B4-230 kV	B2-230 kV	3,3168	19,3593	69,1139	167,4444
Anafas %	B3-230 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	-784,6400	9661,9900
ATP ( $\Omega$ )	B3-230 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	-4150,7456	51111,9271
Anafas %	B3-230 kV	B2-230 kV	2,0415	10,1170	10,5490	53,8080
ATP ( $\Omega$ )	B3-230 kV	B2-230 kV	10,7995	53,5189	55,8042	284,6443
Linhas Equivalentes 69 kV						
Anafas %	B6-69 kV	B7-69 kV	24,0950	72,7730	1149,7300	1371,9300
ATP ( $\Omega$ )	B6-69 kV	B7-69 kV	11,4716	34,6472	547,3865	653,1759
Anafas %	B8-69 kV	B6-69 kV	61,1990	146,6500	15508,0000	19975,0000
ATP ( $\Omega$ )	B8-69 kV	B6-69 kV	29,1368	69,8201	7383,3588	9510,0975
Anafas %	B8-69 kV	B7-69 kV	139,8100	266,7700	44807,0000	41943,0000
ATP ( $\Omega$ )	B8-69 kV	B7-69 kV	66,5635	127,0092	21332,6127	19969,0623

Fonte: Autoria própria (2022).

Tabela 49 – Transformadores equivalentes para o circuito completo da subestação B1.

Transformadores Equivalentes						
	Primário	Secundário	R1	X1	R0	X0
Anafas %	B7-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	2119,3900	8332,1300
ATP ( $\Omega$ )	B7-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	11211,5731	44076,9677
Anafas %	B7-69 kV	B2-230 kV	11,5820	67,1590	259,1000	605,5300
ATP ( $\Omega$ )	B7-69 kV	B2-230 kV	61,2688	355,2711	1370,6390	3203,2537
Anafas %	B6-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	1426,1800	4950,2700
ATP ( $\Omega$ )	B6-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	7544,4922	26186,9283
Anafas %	B6-69 kV	B2-230 kV	2,9955	35,8310	168,6600	378,6600
ATP ( $\Omega$ )	B6-69 kV	B2-230 kV	15,8462	189,5460	892,2114	2003,1114
Anafas %	B8-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	2203,3800	8926,9100
ATP ( $\Omega$ )	B8-69 kV	B1-230 kV	99999999	99999999	11655,8802	47223,3539
Anafas %	B8-69 kV	B2-230 kV	4,3899	17,9510	309,3400	604,8400
ATP ( $\Omega$ )	B8-69 kV	B2-230 kV	23,2226	94,9608	1636,4086	3199,6036
Anafas %	B4-230 kV	B8-69 kV	6,2315	21,7760	100,7700	269,4900
ATP ( $\Omega$ )	B4-230 kV	B8-69 kV	32,9646	115,1950	533,0733	1425,6021
Anafas %	B4-230 kV	B6-69 kV	52,5190	247,8500	18382,0000	17099,0000
ATP ( $\Omega$ )	B4-230 kV	B6-69 kV	277,8255	1311,1265	97240,7800	90453,7100
Anafas %	B4-230 kV	B7-69 kV	140,1600	459,2900	23930,0000	28766,0000
ATP ( $\Omega$ )	B4-230 kV	B7-69 kV	741,4464	2429,6441	126589,7	152172,14

Fonte: Autoria própria (2022).

Além das modelagens das linhas, da correção dos parâmetros destas no ANAFAS e do levantamento dos equivalentes, também é necessário incluir os dois transformadores dessa subestação e a malha de terra no sistema completo modelado no EMTP/ATP.

Para a resistência da malha de aterramento da subestação, inseriu-se o valor de 0,5434  $\Omega$  que foi determinado anteriormente neste trabalho.

Esta subestação conta com dois transformadores 230/69/13,8 kV de 150/150/60 MVA e ligação estrela aterrada/estrela aterrada/delta. Para esses dois autotransformadores os parâmetros elétricos levantados nos casos base ONS são os apresentados na tabela 50.

**Tabela 50 – Parâmetros elétricos dos transformadores da subestação B1 230 kV.**

<b>Transformador A 230 KV</b>					<b>Transformador B 230 KV</b>				
	$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$		$R_1$	$X_1$	$R_0$	$X_0$
<b>Anafas %</b>	0,25	19,12	0,25	16,10	<b>Anafas %</b>	0,23	19,99	0,23	16,94
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	1,32	101,14	1,32	85,16	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	1,21	105,74	1,37	89,61
<b>Transformador A 69 KV</b>					<b>Transformador B 69 KV</b>				
<b>Anafas %</b>	0,09	-1,27	0,09	-0,17	<b>Anafas %</b>	0,18	-1,56	0,18	-0,58
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,04	-0,60	0,04	-0,08	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,08	-0,74	0,08	-0,27
<b>Transformador A 13,8 KV</b>					<b>Transformador B 13,8 KV</b>				
<b>Anafas %</b>	0,28	11,05	0,28	9,32	<b>Anafas %</b>	0,77	11,61	0,77	10,08
<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,0053	0,21	0,0053	0,17	<b>ATP (<math>\Omega</math>)</b>	0,01	0,22	0,01	0,19

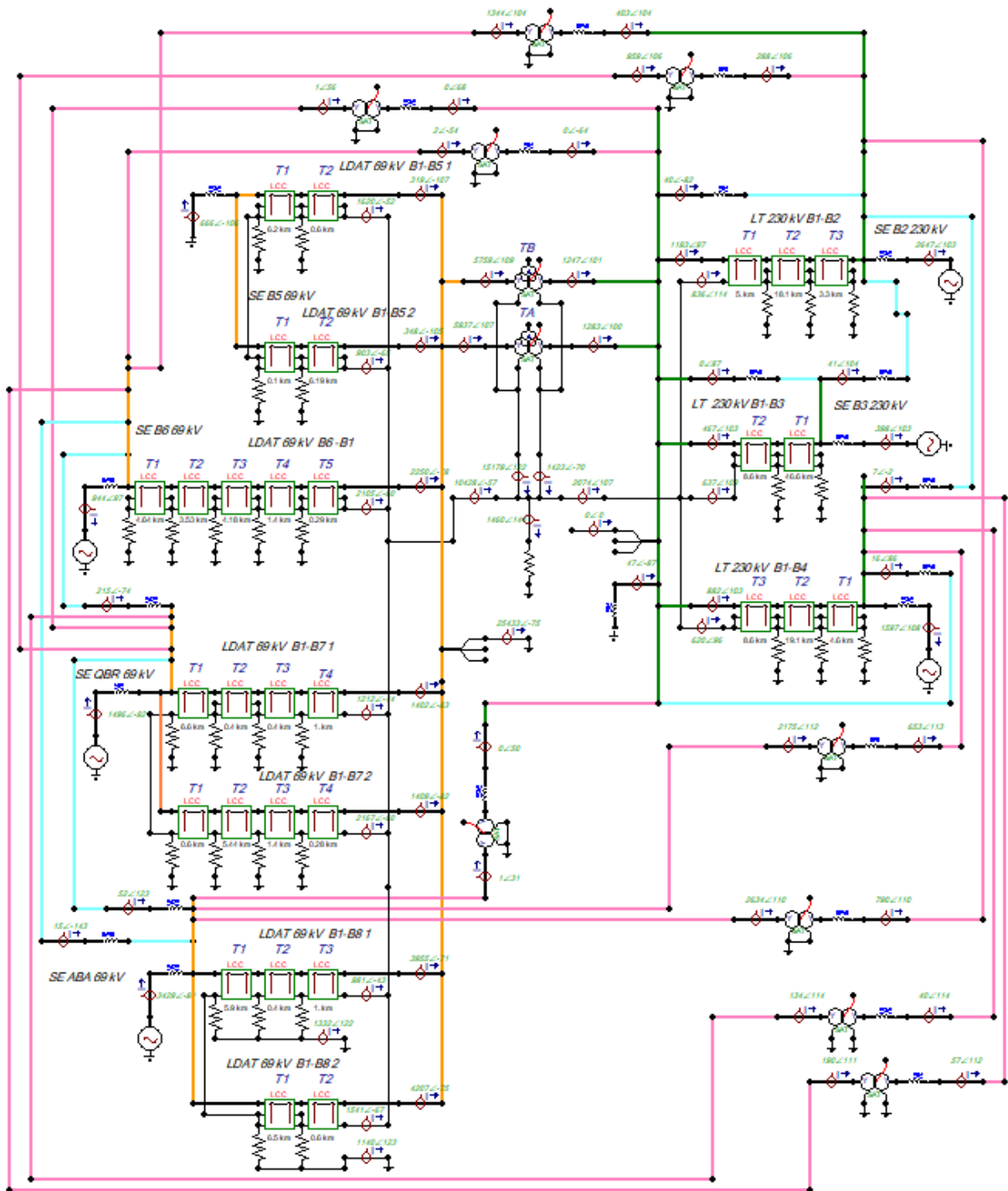
**Fonte: Autoria própria (2022).**

A implementação realizada no EMTP/ATP é apresentada na figura 68, sendo nessa figura são representados os transformadores equivalentes, linhas equivalentes e o reatores *shunt*.

Nessa figura 68, é possível visualizar:

- As barras 230 kV das diversas subestações representadas pelas ligações em verde;
- As barras 69 kV das diversas subestações representadas pelas ligações em laranja;
- As ligações referentes aos transformadores equivalentes são representadas na cor rosa;
- As linhas 230 e 69 kV equivalentes são representadas em azul claro;
- A subestação B1 que é o objeto do estudo tem as suas barras 230 kV e 69 kV representadas, bem como seus transformadores e a resistência de aterramento.

Figura 68 – Implementação realizada no EMPT/ATP da subestação B1 e linhas associadas



Fonte: Autor.

Para a realização dos testes de compatibilidade foram aplicados curto-circuitos monofásicos nas duas barras da subestação B1 230 kV, em ambos os sistemas, e foram comparados os valores obtidos. Os resultados da comparação são apresentados na tabela 51.

Tabela 51 – Correntes de curto-circuito no sistema completo da SE B1.

Correntes de Curto-Circuito no Sistema Completo da SE B1									
		Falta (A)	SE B2 (A)	SE B3 (A)	SE B4 (A)	SE B5 (A)	SE B6(A)	SE B7 (A)	SE B8 (A)
Curto SE B1 69 kV	Anafas	21250,70	2232,10	341,20	1357,20	509,70	631,90	810,50	2385,20
	ATP	20281,94	2105,76	326,68	1291,18	508,41	657,61	888,13	2390,73
	Dif. %	<b>4,7764</b>	<b>5,9995</b>	<b>4,4437</b>	<b>5,1134</b>	<b>0,2538</b>	<b>4,0686</b>	<b>9,5776</b>	<b>0,2318</b>
Curto SE B1 230 kV		Falta (A)	SE B2 (A)	SE B3 (A)	SE B4 (A)	SE B5 (A)	SE B6(A)	SE B7 (A)	SE B8 (A)
	Anafas	11201,00	4992,70	1225,90	3303,40	333,90	355,20	484,60	1227,70
	ATP	11538,57	5132,89	1349,87	3548,26	328,10	395,27	532,45	1308,85
	Dif. %	<b>3,0137</b>	<b>2,8079</b>	<b>10,1123</b>	<b>7,4124</b>	<b>1,7685</b>	<b>11,2817</b>	<b>9,8744</b>	<b>6,6103</b>

Fonte: Autoria própria (2022).

Da comparação realizada e apresentada na tabela 51, é possível verificar que para o curto-circuito nas duas barras da subestação B1 230 kV, não houve diferença superior a 6%. Para as correntes de contribuição houveram, em alguns casos, valores de diferenças relativamente altos, porém as correntes de curto-circuito se mantêm dentro de uma diferença aceitável. Essas diferenças percentuais pouco influenciam na corrente final de curto.

Deve-se considerar, que no modelo do ANAFAS, não são inseridos os valores das resistências de pé de torre, as impedâncias dos cabos guarda e a resistência da malha de aterramento da subestação, dessa forma, o sistema de aterramento não é considerado no modelo do ANAFAS, assim como não são consideradas as indutâncias mútuas que surgem entre os condutores fases e os cabos guarda. A simples variação das impedâncias do pé de torre, consideradas no modelo desenvolvido no EMTP/ATP, causa uma pequena variação na corrente de falta, a mesma coisa ocorre ao variar a resistência da malha de terra. Dessa forma o somatório dessas diferenças leva o sistema completo a apresentar correntes de falta e de contribuição diferentes dos valores que são encontrados no ANAFAS. Também, deve-se levar em conta, que o valor exato das impedâncias de pé de torre são desconhecidos e por isso nesse modelo adotou-se o valor de 15  $\Omega$ .

Mesmo com essas diferenças entende-se que o sistema modelado representava adequadamente o sistema em estudo.

### 3.3 Análise da possível superação das malhas de terra das subestações A1 e B1

Como apresentado nas seções anteriores a superação de uma malha de terra pode ocorrer por:

- Novos níveis calculados de correntes de curto-circuito na malha, sendo esses acima dos limites de suportabilidade térmica dos condutores existentes;

- Aumento das tensões de toque e passo, em função dos novos níveis calculados de corrente na malha, com conseqüente redução das condições de segurança para pessoas e equipamentos durante um possível curto-circuito;

Neste momento, conforme o item 3.1 deste trabalho, são conhecidas as resistências das malhas de terra e com as simulações realizadas no EMTP/ATP também são conhecidas as correntes de malha de terra, sendo possível avançar para a verificação da superação das malhas em estudo.

### 3.3.1 Verificação de Suportabilidade Térmica

Para a verificação da suportabilidade térmica dos condutores da malha de aterramento é utilizada a equação 99, levando-se em consideração a bitola do condutor utilizado, o tipo de solda e o tempo de garantido de operação da proteção.

Consultando a documentação da Transmissora AA, relacionada à subestação A1, é possível identificar que a malha foi construída com condutores de cobre de  $120 \text{ mm}^2$ , foram utilizadas soldas do tipo exotérmica e que o tempo de atuação garantido da proteção é  $0,5 \text{ s}$ .

Conforme a tabela 8 a temperatura máxima para soldas do tipo exotérmica é de  $850 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Ao aplicarmos a equação 99, com as características definidas, é possível verificar que uma malha de terra, composta por condutores de  $120 \text{ mm}^2$ , solda do tipo exotérmica, temperatura ambiente de  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  e tempo de atuação garantido da proteção de  $0,5 \text{ s}$ , é aplicável para uma corrente de circulação de até  $45,08 \text{ kA}$ .

Conhecendo os níveis de curto-circuito para subestação A1, apresentados na tabela 52, é possível verificar que o maior curto-circuito envolvendo a terra nessa subestação tem módulo de  $13,74 \text{ kA}$ , ou seja, um valor muito menor que os  $45,08 \text{ kA}$  suportados pelo cabo utilizado, nessas condições de instalação, isso sem contar que apenas uma parcela da corrente de falta realmente flui pela malha de aterramento.

Os valores apresentados na tabela 52, foram retirados do caso base ONS BR2212BF, já com as correções propostas nos itens anteriores deste trabalho, além disso esses valores são referentes às correntes de falta que são muito superiores às correntes que realmente vão circular na malha de aterramento da subestação.

Com base nos dados apresentados, atesta-se que a malha de terra desta subestação, para o critério de suportabilidade térmica, não está superada.

Nos documentos encontrados nos arquivos da Transmissora AA, é possível identificar que a malha foi construída com condutores de cobre de  $120 \text{ mm}^2$ , solda do tipo oxiacetilênica, temperatura ambiente de  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  e tempo de atuação garantido da proteção de  $0,5 \text{ s}$ .

Conforme a tabela 8 a temperatura máxima para soldas do tipo oxiacetilênica é de  $450 \text{ }^\circ\text{C}$ .

**Tabela 52 – Níveis de curto-curcuito na subestação A1.**

<b>Níveis de Curto-circuito na Subestação A1</b>			
<b>Barra Falta</b>	<b>Trifásico (kA)</b>	<b>Monofásico (kA)</b>	<b>Bifásico-Terra (kA)</b>
SE A1 - 230 kV	14,46	12,59	13,74
SE A1 - 138 kV	11,59	11,28	11,5
SE A1 - 13,8 kV	8,47	0	7,33

**Fonte: Aatoria própria (2022).**

Para esta situação de construção, segundo a equação (99), o condutor é capaz de suportar até 36,1 kA sem exceder sua capacidade térmica.

Os valores apresentados na tabela 53, foram retirados do caso base ONS BR2212BF, já com as correções propostas nos itens anteriores deste trabalho. Sendo possível, então verificar que a corrente limite para a suportabilidade térmica é muito superior, àquelas indicadas nesta tabela. Além disso, esses valores são referentes às correntes de falta que são muito superiores às correntes que realmente vão circular na malha de aterramento da subestação.

Com base nos dados apresentados, atesta-se que a malha de terra desta subestação, para o critério de suportabilidade térmica, não está superada.

**Tabela 53 – Níveis de curto-curcuito na subestação B1.**

<b>Níveis de Curto-circuito na Subestação B1</b>			
<b>Ponto Falta</b>	<b>Trifásico (kA)</b>	<b>Monofásico (kA)</b>	<b>Bifásico-Terra (kA)</b>
SE B1 - 230 kV	14,32	11,21	13,34
SE B1 - 138 kV	17,76	21,29	20,63
SE B1 - A - 13,8 kV	28,01	0	24,26
SE B1 - B - 13,8 kV	27,29	0	23,64

**Fonte: Aatoria própria (2022).**

### 3.3.2 Verificação das Tensões de Toque e Passo

No item 2.2.4 deste trabalho são definidas as tensões de toque e passo, tensões de toque e passo máximas permissíveis, além das tensões de toque e passo máximas que podem surgir numa determinada malha de terra.

Segundo (KINDERMANN, 1995), no que tange às tensões de toque e passo, como o platô da subestação é região mais perigosa, o solo comumente é revestido por uma camada de brita, que confere uma maior qualidade no isolamento dos pés com o solo.

Ainda segundo (KINDERMANN, 1995), essa camada de recobrimento representa uma estratificação adicional em relação a camada superficial do solo. Sendo necessário, dessa forma, realizar uma correção nos parâmetros das equações (97) e (98), que representam as tensões máximas permissíveis de toque e passo respectivamente.

Segundo (ABNT NBR 15751, 2013) o fator de correção pode ser dado pela equação 124.

$$C \approx (1 - 0,106) \times \left[ \frac{1 - \frac{\rho_1}{\rho_s}}{2 \times h_s + a} \right] \quad (124)$$

Em (124),  $h_s$  representa a espessura do recobrimento de brita dado em  $m$ ,  $a$  é uma constante dada pelo valor 0,106,  $\rho_s$  é o valor da resistividade da brita em  $\Omega.m$  e  $\rho_1$  é a resistividade aparente da primeira camada sem a brita em  $\Omega.m$ .

Dessa forma, a equação (97) pode ser reescrita na equação (125).

$$V_{\text{toque máxima reescrita}} = (1000 + 1.5 \times C \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (125)$$

Enquanto a (98) pode ser reescrita na (126).

$$V_{\text{passo máxima reescrita}} = (1000 + 6 \times C \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (126)$$

Para esta subestação, o recobrimento é uma camada de brita com espessura mínima de 0,10  $m$  e o tempo de atuação garantida da proteção de 0,5  $s$ .

Conforme a (ABNT NBR 15751, 2013), a resistividade a ser considerada para a camada superficial de brita será de 3000  $\Omega.m$ .

Aplicando esses parâmetros nas equações (125) e (126) são obtidas as tensões de toque e passo máximas suportáveis pelo corpo humano nas condições desta subestação.

O valor de tensão de toque máxima suportável pelo corpo humano, nessas condições, é 672,15  $V$ . Enquanto a tensão de passo máxima suportável pelo corpo humano, nessas condições é 2196,45  $V$ .

Os potenciais de toque e passo máximos que vão surgir ao longo da malha são dados pelas equações (91) e (94), respectivamente. Como indicado nestas equações, essas tensões são dependentes das condições da subestação A1 e da corrente de malha que pode ocorrer nesta subestação.

O conhecimento da corrente que irá circular pela malha, conhecida como corrente de malha, conforme indicado no item 2.3 deste trabalho, depende de vários fatores, tais como a quantidade de linhas conectadas na subestação, esquema de aterramento das linhas conectadas na subestação, esquema de aterramento da subestação, enfim, das impedâncias de todo esse sistema. Existem algumas maneiras para a estimativa e cálculo da corrente de malha, como foi citado no capítulo de revisão bibliográfica deste trabalho, porém para este estudo optou-se em se determinar a corrente de malha através da simulação do sistema completo no EMTP/ATP.

Como citado anteriormente, ao longo do trabalho, a determinação da resistência de malha de terra aconteceu no item 3.1, enquanto que a determinação das correntes de malha serão apresentadas neste momento, utilizando das simulações elaboradas no EMTP/ATP.



Para a subestação A1, cujo sistema completo é representado pela figura 66, foram simulados curto-circuitos envolvendo a terra, de forma a verificar a maior corrente de malha de terra para essa subestação. Os resultados dessas simulações podem ser visualizados na tabela 54.

**Tabela 54 – Correntes na malha da subestação A1.**

<b>Curto-circuito na Subestação A1</b>		
<b>Monofásico (kA)</b>		
<b>Nível de Curto Modelo EMTP/ATP</b>	<b>Corrente de Malha</b>	
SE A1 - 230 KV	12,17	0,68
SE A1 - 138 kV	11,22	1,29
<b>Bifásico-Terra (kA)</b>		
<b>Nível de Curto Modelo EMTP/ATP</b>	<b>Corrente de Malha</b>	
SE A1 - 230 KV	14,06	0,57
SE A1 - 138 kV	11,78	1,09

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Como pode ser visto na tabela 54, a maior corrente que circula pela malha de terra, quando de um curto-circuito, nessa subestação é de  $1,29 \text{ kA}$ . Dessa forma, tomou-se esse valor como a corrente de malha para essa subestação.

Aplicando a corrente de malha, que foi definida neste estudo, nas equações 91 e 94, chega-se aos valores de  $596,52 \text{ V}$  e  $375,85 \text{ V}$  para as tensões de toque e passo máximas ao longo da malha de terra, respectivamente.

As condições de segurança relativas a esses potenciais são apresentadas nas equações 100 e 101, dessa forma, temos:

Para tensão de toque:

$$596,52 \text{ V} \leq 672,15 \text{ V} \quad (127)$$

Para tensão de passo:

$$375,85 \text{ V} \leq 2196,45 \text{ V} \quad (128)$$

Como as condições das equações 100 e 101 foram atendidas, atesta-se que a malha de terra da subestação A1 está adequada aos potenciais de toque e passo.

Para esta subestação, o recobrimento é uma camada de brita com espessura mínima de  $0,10 \text{ m}$  e o tempo de atuação garantida da proteção de  $0,5 \text{ s}$ .

Conforme a (ABNT NBR 15751, 2013), a resistividade a ser considerada para a camada superficial será de  $3000 \Omega.m$ .

Utilizando as equações 124, 125 e 126 são obtidas as tensões de toque e passo máximas suportáveis pelo corpo humano nas condições desta subestação.

O valor de tensão de toque máxima suportável pelo corpo humano, nessas condições, é  $660,42 V$ . Enquanto a tensão de passo máxima suportável pelo corpo humano, nessas condições é  $2149,52 V$ .

A determinação da resistência de malha de terra aconteceu no item 3.1, enquanto que a determinação das correntes de malha será apresentada neste momento, utilizando das modelagens elaboradas no EMTP/ATP para a subestação B1.

Para a subestação B1, cujo sistema completo é representado pela figura 68, foram simulados curto-circuitos envolvendo a terra, de forma a verificar a maior corrente de malha de terra para essa subestação. Os resultados dessas simulações podem ser visualizados na tabela 55.

**Tabela 55 – Correntes na malha da subestação B1.**

<b>Curto-circuito nas Barras da Subestação B1</b>		
<b>Monofásico (kA)</b>		
	<b>Nível de Curto Modelo EMTP/ATP</b>	<b>Corrente de Malha</b>
SE 230 kV	11,54	2,12
SE 69 kV	20,28	9,26
<b>Bifásico-Terra (kA)</b>		
	<b>Nível de Curto Modelo EMTP/ATP</b>	<b>Corrente de Malha</b>
SE 230 kV	13,16	2,24
SE 69 kV	20,86	10,96
SE 13,8 kV	23,76	0,04

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Como pode ser visto na tabela 55, a maior corrente que circula pela malha de terra, quando de um curto-circuito, nessa subestação é de  $10,96 kA$ . Dessa forma, tomou-se esse valor como a corrente de malha para essa subestação.

Aplicando a corrente de malha da subestação B1, que foi definida neste estudo, nas equações (91) e (94), chega-se aos valores de  $735,27 V$  e  $422,69 V$  para as tensões de toque e passo máximas ao longo da malha de terra, respectivamente.

As condições de segurança relativas a esses potenciais são apresentadas nas equações (100) e (101), dessa forma, temos:

Para tensão de toque:

$$735,27 V \geq 660,42 V \quad (129)$$

Para tensão de passo:

$$422,69 V \leq 2149,52 V \quad (130)$$

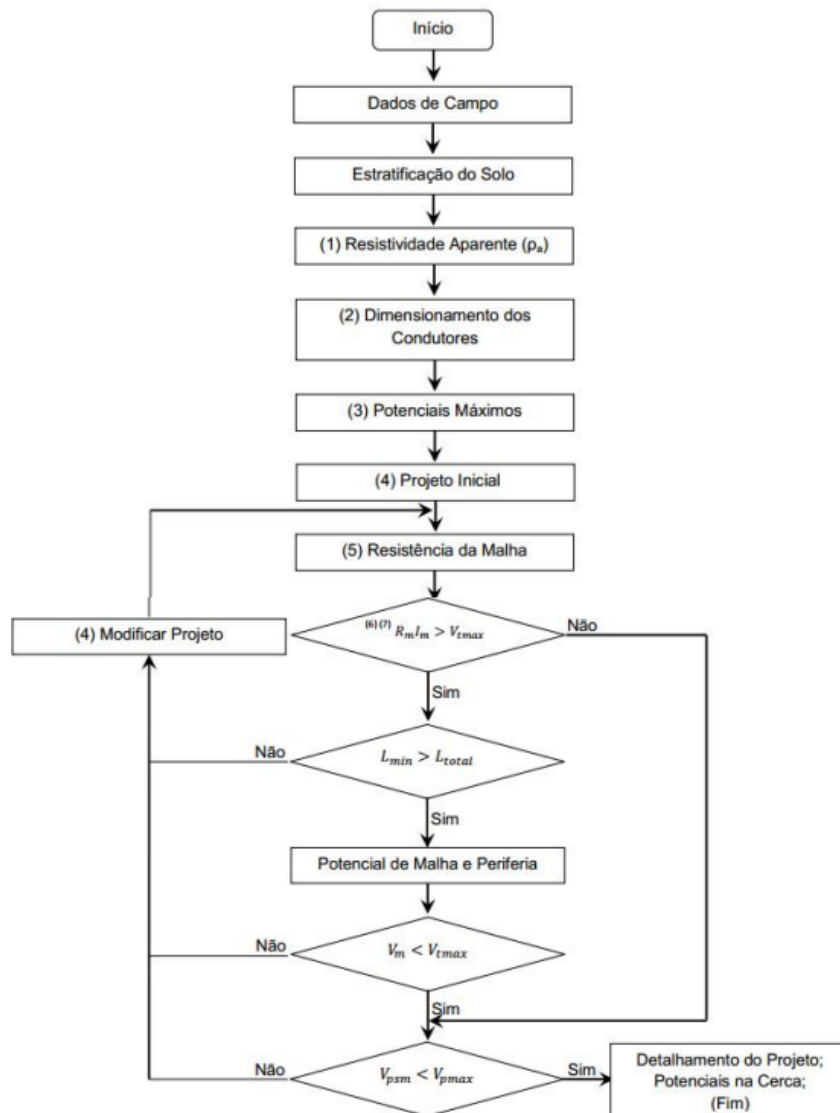
Como pode ser visto, a condição de segurança relacionada à tensão de toque foi violada, indicando dessa forma a superação dessa malha de terra, no que se refere aos potenciais de segurança.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Análise dos resultados da metodologia para determinação da resistividade do solo da subestação

Como pode ser visto na figura 69, o processo de desenvolvimento do projeto de uma malha de terra é composto por uma sequência de atividades, iniciando o processo pelas medições de resistividade do solo.

Figura 69 – Fluxograma de dimensionamento da malha de terra



Fonte: Sozo (2014).

Anteriormente, neste trabalho, foram comparadas duas resistências de aterramento que derivaram de duas medições distintas de resistividade do solo, sendo encontrado uma diferença de aproximadamente 16% entre elas. Uma diferença desta ordem de grandeza, em várias outras situações, poderia indicar a inaplicabilidade do método, porém quando se trata do projeto de

malhas de terra, na visão deste pesquisador, esse valor pode ser considerado aceitável, uma vez que o processo é cercado de imprecisões. De uma maneira geral, entende-se que essa diferença, que foi encontrada, está intrinsecamente ligada ao método como um todo e não necessariamente às medições.

Todos esses processos, cada um com suas imprecisões, quando sequenciados, na visão deste pesquisador, levam a determinação da resistividade aparente do solo e a consequente determinação da resistência da malha de terra a um grau de imprecisão que não é compatível com um sistema que tem a função de garantir a segurança de pessoas. Dessa forma, recomenda-se que o projetista de um sistema de aterramento seja conservador nas suas considerações e premissas, com vistas a minimizar a possibilidade de que as incertezas e imprecisões do método possam levar a potenciais que coloquem pessoas e animais em risco.

## **4.2 Análise das dificuldades encontradas na modelagem das linhas**

Neste estudo, foi optado por realizar a modelagem das linhas conectadas nas subestações, através do sistema computacional EMTP/ATP. Sendo adotado como referência comparativa para a validação das linhas modeladas o programa Anafas com o caso base ONS, uma vez que o (ONS, 2022b) preconiza que o programa computacional para a realização de estudos de curto-circuito para a integração ao SIN é o ANAFAS.

Ao adotar o ANAFAS com o caso base ONS, como a referência, foi assumido como premissa, para este estudo, que os dados encontrados no sistema computacional de referência estavam corretos.

Com os documentos de projeto, fornecidos pela Distribuidora BB e pela Transmissora AA, foram modeladas todas as linhas da primeira subestação, uma vez que estes documentos apresentavam dados que corroboravam com o entendimento de que o caso base estaria correto. Após a realização das modelagens foi iniciado o ciclo de validação dos modelos, sendo que, num primeiro momento, os resultados que foram obtidos nas modelagens eram totalmente diferentes daqueles encontrados no modelo de referência.

Após insistentes conferências e testes, percebeu-se que, entre a energização da subestação A1 e a data deste estudo, os circuitos conectados na barra 138 kV desta subestação haviam sido alterados, não apenas algumas características físicas de construção das linhas, mas sim, as linhas propriamente ditas, incluindo a mudança de endereçamento. Podendo exemplificar a situação em que na posição indicada, tanto nos projetos quanto nos casos base ONS, pertencendo à entrada da linha destinada à subestação A3, estava na verdade conectada a linha vinda da subestação A4.

A partir desse momento foi iniciada uma atividade junto às áreas de projeto e manutenção da distribuidora BB, com o objetivo de levantar as reais características das linhas conectadas ao lado 138 kV da subestação em estudo. Tendo sido revisadas todas as linhas direta ou indiretamente conectadas nessa barra. Esse trabalho de revisão das reais conexões e

características construtivas das linhas gerou novos parâmetros de impedância, que precisaram ser atualizados no caso base de dezembro de 2022, para que o estudo pudesse prosseguir.

Além dessa questão, que envolvia principalmente a distribuidora, foi percebido que as modelagens realizadas nas linhas 230 kV, também não conduziam a parâmetros de linha que pudessem representar os sistemas que eram encontrados no ANAFAS. Nesse ponto ocorreu uma conferência entre os parâmetros encontrados no ANAFAS e os encontrados em um sistema de arquivamento da área de operação dessa transmissora, tendo sido observado que todos os parâmetros eram coincidentes.

Ao questionar à transmissora sobre esses parâmetros e sobre a maneira como eles haviam sido calculados, foi recebida a informação, de que não era possível atestar a exatidão dos parâmetros constantes dos casos base e que a forma como eles foram calculados é desconhecida. Em documento algum, havia registro das alturas úteis médias consideradas para cada linha, das flechas médias consideradas, da resistividade do solo considerada nos cálculos, dos parâmetros considerados de resistividade dos cabos, dos parâmetros geométricos dos condutores que foram utilizados. Também foi informado que não é possível atestar, para os casos onde houve troca dos condutores fase, troca de condutores de aterramento, construção de novas linhas seccionando as antigas, trocas de estruturas ou mesmo em casos de mudança parcial do trajeto das linhas, que tenha ocorrido a atualização dos dados do sistema interno dessa empresa e em consequência dos dados disponíveis nos casos base ONS. Novamente foi necessário revisar os dados das linhas constantes do caso base utilizado.

Esse trâmite acabou sendo uma das maiores dificuldades encontradas ao longo deste estudo, tendo consumido muito tempo em modelagens que se mostraram desnecessárias, além do tempo investido em conferências e testes na busca do motivo de não se obter os resultados esperados.

Cabe a ponderação de que a atualização dos dados é responsabilidade das concessionárias de energia, conforme preconizam (ONS, 2022b) e (ONS, 2022a). Os problemas encontrados neste estudo, levam a questionar sobre a possibilidade de que situações semelhantes ocorram com outras concessionárias de energia. Dessa forma, surge o questionamento acerca da confiabilidade do banco de dados oficial para estudos de curto-circuito. O questionamento que se impõe não é acerca da ferramenta de cálculo, mas sim a respeito da acurácia dos dados constantes dos casos base.

#### **4.3 Análise dos resultados das modelagens dos sistemas no EMTP/ATP**

Após a resolução de todos os problemas relatados, foi possível efetivamente comparar os níveis de curto-circuito encontrados nos modelos dos dois sistemas computacionais, sendo que, as diferenças nas correntes de falta foram pequenas. Dessa forma, foi entendido que as modelagens representavam adequadamente os sistemas modelados, lembrando que a comparação foi em relação ao ANAFAS.

Tendo sido validados os sistemas, tornou-se viável analisar a distribuição da corrente de falta, onde foi verificada, como citado na literatura, a distribuição de curto-circuito longo de todas as estruturas metálicas conectadas a essa subestação.

No caso da subestação A1, a parcela da corrente de falta, que circula pela malha de terra foi realmente baixa, tendo-se obtido como maior corrente para a malha o valor de  $1,29 \text{ kA}$ , sendo esse valor correspondente a 11,49% da corrente de falta que a origina. Contribui para esse valor relativamente baixo de corrente de malha, o fato dessa subestação ter sido construída recentemente, e por isso, ter como cabos guarda bons condutores, além de ter linhas num comprimento relativamente alto, dessa forma, estando os comprimentos, no mínimo, naquela faixa de 10 a 25 km citada no item 2.3.1 deste trabalho.

No caso da subestação B1, a parcela da corrente que flui pela malha de terra, mostrou-se bem mais alta do que àquela que ocorreu na subestação A1. Ao analisar a situação dessa subestação, imediatamente chama a atenção a baixa resistência da malha, numa subestação conectada à linhas bastante curtas e com cabos guarda, predominantemente formados por cordoalhas de aço zincado 3/8". Linhas com essas características acabam tendo uma impedância equivalente de aterramento elevada. A conexão em paralelo de uma resistência de malha muito baixa com resistências equivalentes de linha altas, faz com que a parcela da corrente de falta, dissipada por essa malha, seja em alguns casos, da ordem de 50% da corrente de falta que a origina.

Os resultados obtidos, para a corrente de malha, nas duas subestações, vêm de encontro ao preconizado na literatura, em especial (KINDERMANN, 1995) que cita que as correntes de malha geralmente encontram-se entre 10% e 64% das correntes de falta.

#### 4.4 Análise dos resultados dos potenciais calculados

Das equações 91 e 94, é conhecido que os potenciais que vão surgir ao longo da malha de aterramento são:

- Diretamente proporcionais à resistividade aparente do solo vista pela malha de terra;
- Diretamente proporcionais à corrente de malha;
- Diretamente proporcional aos fatores  $k_p, K_i$  e  $k_m$  que dependem da geometria da malha;
- Inversamente proporcional ao comprimento dos condutores enterrados, considerando inclusive, as hastes de aterramento.

Sendo a corrente de malha na subestação B1  $10,96 \text{ kA}$ , enquanto que na subestação A1 essa corrente era  $1,29 \text{ kA}$ , é possível começar a entender o surgimento de potenciais mais altos nessa subestação do que aqueles encontrados na subestação A1.

Além do conhecimento das equações 91 e 94, que definem os níveis de potencial ao longo da malha, também deve-se levar em conta as equações (125) e (126) que definem os máximos potenciais permitidos, sem que exista risco às pessoas, nas condições de uma determinada subestação, sendo que essas tensões suportáveis são diretamente proporcionais à resistividade da camada de cobertura, já considerando o fator de correção, e inversamente proporcionais à raiz quadrada do tempo garantido de atuação da proteção.

Com o conhecimento das condições de segurança das equações (100) e (101), além dos fatores que interferem em todos esses potenciais, é possível, definir algumas possibilidades para a solução da questão de extrapolação dos limites de segurança na subestação B1.

#### 4.4.1 Redução dos Valores dos Potenciais que Surgem ao Longo da Malha

A primeira opção é atuar na redução dos valores dos potenciais que surgem ao longo da malha. Para isso, são vislumbradas algumas possibilidades.

Ao analisar a possibilidade de redução da resistividade aparente do solo, através da consideração da proporcionalidade direta entre essas tensões e a resistividade aparente do solo, vista pela malha de terra, poderia ser imaginado algum tipo de correção no solo, tal como um tratamento químico, porém como citado por (KINDERMANN, 1995), a ação efetiva do tratamento químico do solo acontece devido a capacidade higroscópica, dos produtos utilizados, em manter a umidade do solo retida por um longo período, sendo recomendado em situações de estiagem que o pátio da subestação seja regularmente molhado. Dessa forma, esta ação exige um acompanhamento contínuo da umidade do solo, e até mesmo uma irrigação periódica, fatos estes que aumentariam as demandas de operação e manutenção das subestações, consequentemente os custos dessas atividades, não sendo portanto, na visão deste pesquisador, uma solução viável.

Analisando a possibilidade de redução da corrente de malha, uma vez que os potenciais da malha são diretamente proporcionais à corrente que circula nesta, é possível atingir uma redução desses níveis de tensão através da redução desta corrente. Ações como a redução da impedância equivalente de aterramento das linhas conectadas à subestação, através da substituição dos cabos guarda por outros formados por melhores condutores, podem contribuir para uma significativa mudança na distribuição da corrente de falta ao longo de todo o sistema de aterramento, dessa forma, contribuindo para a redução desses potenciais de malha da subestação. Porém no caso específico da subestação B1 tem-se algumas situações a considerar:

- A troca dos condutores para-raios exigiria o desligamento das linhas, fato esse, que é um complicador, uma vez que os desligamentos precisam ser justificados, autorizados pelo poder concedente e programados com antecedência;
- Mesmo com as linhas desligadas, por se tratar em trabalho em altura, existem vários riscos associados a essa atividade;



- As linhas que têm as maiores impedâncias equivalentes, uma vez que seus sistemas de cobertura são essencialmente formados por cordoalhas de aço, são as linhas de distribuição de alta tensão 69 kV, sendo, estas linhas ativos da Distribuidora BB, enquanto a subestação é um ativo concedido à Transmissora AA. Dessa forma existiria uma questão regulatória, a respeito da forma a serem autorizadas e remuneradas essas possíveis melhorias. Assim como existiria uma questão regulatória acerca da responsabilidade por possíveis problemas de fornecimento causados por essas obras;
- Mesmo que as questões regulatórias, citadas no item anterior, sejam resolvidas, a troca dos condutores de cobertura dessas linhas pouco impactaria na redução da corrente de malha, uma vez que essas linhas são bastante curtas;
- Além de tudo o que foi citado, existe a questão dos elevados custos que essas melhorias teriam, pois a troca de cabos guarda, envolveria numerosas equipes por longos períodos de tempo, inclusive pelo fato dessas linhas estarem em uma área urbana densamente povoada.

Pelas razões citadas, para este caso específico, não seria recomendado a opção pela troca dos cabos guarda.

Devido à proporcionalidade inversa entre os potenciais ao longo da malha e a quantidade de condutores enterrados, surge a possibilidade de serem lançados mais condutores ao longo da malha, através de novas hastes, cabos ou contrapesos enterrados.

Devendo-se considerar, que numa malha de terra as correntes escoam preferencialmente pelas bordas da malha, sendo que isso ocorre devido às interações entre os condutores da malha que forçam uma concentração de corrente nos limites desse sistema. É esperado que as tensões de passo e toque variem ao longo de toda a malha, sendo maiores nas bordas da malha (KINDERMANN, 1995). Dessa forma, caso seja optado por essa tratativa, uma boa opção seria aumentar os condutores na borda da malha, em especial através do aumento do número de hastes.

A malha da subestação B1, conta atualmente com 7835,69 m de condutores horizontais enterrados, 140 hastes de aterramento de cobre de 3 m de comprimento, totalizando dessa forma 8255,69 m de condutores enterrados.

A instalação ao longo da malha, de novos 1.000 m de condutores horizontais de cobre seria suficiente para reduzir a tensão de toque da malha de 735,27 V para 655,83 V, levando esse potencial para um valor abaixo do limite de segurança. Porém, devido a todas as imprecisões que estão relacionadas com o projeto de uma malha de terra, e que já foram citadas neste trabalho, recomenda-se reduzir o valor de tensão de toque de malha para no máximo 90% do potencial de toque permissível nessa subestação, ou seja, buscar reduzir esse valor até pelo menos 594,37 V.

Para atingir o valor proposto, seria necessário instalar novos  $1.850\text{ m}$  de condutores horizontais de cobre e mais 40 hastes de  $3\text{ m}$ , dessa forma, o comprimento total de condutores enterrados seria  $10.225,69\text{ m}$  e o novo potencial de toque nessa malha seria  $593,62\text{ V}$ .

A primeira recomendação, à respeito da forma de instalar esses novos condutores, seria cravar as 40 hastes ao longo do perímetro desse malha, uma vez que, nos casos onde existem hastes de cobre cravadas nas bordas ou no perímetro da malha, as correntes passam a ter uma maior facilidade de escoar em camadas mais profundas do solo, alterando dessa forma, o potencial de toque calculado (KINDERMANN, 1995).

A segunda recomendação de instalação é que os condutores sejam locados preferencialmente na direção da subestação que tem menos condutores paralelos, uma vez que essa subestação tem 13 condutores paralelos na direção do eixo "x" e 21 condutores na direção "y", recomenda-se, preferencial instalar na direção "x".

#### 4.4.2 Aumento dos Valores dos Potenciais Permissíveis para essa subestação

Além da possibilidade de atuar na redução dos valores dos potenciais da malha, é possível estudar formas de elevar os potenciais permissíveis para a subestação em estudo.

Da análise das equações 125 e 126, é possível perceber que só existem duas variáveis, que numa primeira análise, poderiam ser alteradas, a saber: tempo de atuação da proteção e a resistividade da camada de recobrimento. Porém, deve ser levado em consideração, que o tempo de atuação garantido da proteção, depende dos seguintes tempos:

- Da sensibilização e atuação dos relés da proteção principal (geralmente em torno de um ciclo, podendo ser considerado  $20\text{ ms}$ )
- De interrupção dos disjuntores (geralmente variando entre  $50\text{ ms}$  e  $80\text{ ms}$ );
- Da atuação da proteção de falha de disjuntor (geralmente em torno de  $300\text{ ms}$ );
- De interrupção dos disjuntores de retaguarda (geralmente variando entre  $50\text{ ms}$  e  $80\text{ ms}$ )

O somatório dos tempos, acima mencionados, pode chegar a  $0,48\text{ s}$ , sendo essa, a razão de normalmente ser adotado pelas concessionárias  $0,5\text{ s}$  como tempo garantido de atuação da proteção. Dessa forma, é possível visualizar que não existem muitas ações a serem implementadas para possibilitar a redução da atuação da proteção.

Restando, nesse caso, a análise da possibilidade da variação da resistividade da camada de recobrimento do solo. Considerando as equações 124 e 125, é possível entender que o aumento da espessura da camada de brita, do recobrimento do pátio, leva a um aumento das tensões permissíveis, elevando os limites de segurança.

A tabela 56 apresenta os novos potenciais permissíveis que viriam a ser estabelecidos, caso seja aumentada a camada de brita.

**Tabela 56 – Novos patamares de potenciais permissíveis.**

<b>Espessura recobrimento de brita (m)</b>	<b>Potenciais</b>	<b>(V)</b>
0,2	Tensão de toque permissível	756,01
	Tensão de passo permissível	2531,9
0,25	Tensão de toque permissível	780,15
	Tensão de passo permissível	2628,44
0,3	Tensão de toque permissível	797,44
	Tensão de passo permissível	2697,63

**Fonte: Autoria própria (2022).**

Apesar das equipes de manutenção das concessionárias, não serem favoráveis ao aumento da espessura da brita, devido a dificuldade adicional para manobrar os caminhões, durante as intervenções de manutenção, e pelo fato da camada de brita ir desaparecendo com o tempo, essa é uma opção viável para aumentar os patamares de segurança da subestação, uma vez que um aumento de  $0,1\text{ m}$  no recobrimento eleva a tensão de toque permissível de  $660,42\text{ V}$  para  $756,01\text{ V}$ , sendo o suficiente para que o patamar de segurança, no que se refere à tensão de toque, esteja acima dos  $735,27\text{ V}$  que é a tensão de toque da malha.

## 5 CONCLUSÃO

A proposição inicial deste trabalho, basicamente, era verificar a adequabilidade das malhas de terra existentes, nas subestações em estudo, frente às exigências do atual sistema elétrico de potência no que se refere à curto-circuito.

No sentido do estudo de uma metodologia para investigação sobre a possibilidade de uma malha de terra ter sido superada, por conta, dos novos níveis de curto-circuito impostos à esta, em consequência da constante expansão dos sistemas elétricos, é possível entender que o objetivo foi atendido. Uma vez que o método de comparar as medições no entorno da subestação levaram a resultados que podem ser considerados representativos em relação aos valores de resistividade do platô da subestação, além disso, a modelagem do sistema de aterramento de uma subestação no EMTP/ATP, se mostra uma ferramenta confiável que proporciona muita flexibilidade para a realização de vários testes e simulações.

Sobre a possibilidade das ampliações em uma subestação e no sistema elétrico do seu entorno, ficou evidenciado, que no caso da subestação B1, existe uma superação da malha de terra, especificamente em função dos potenciais de toque. Como essa subestação, ao longo dos anos, sofreu muitas ampliações, como por exemplo a instalação de um novo transformador e de várias entradas de linha, pode-se afirmar que essas ampliações, além das ampliações que ocorreram no entorno dessa subestação, elevaram o nível de curto-circuito, além da capacidade desse sistema, no que tange à segurança. Sendo portanto, necessário que sejam tomadas as ações corretivas.

Além dos objetivos inicialmente propostos, foram levantadas, ao longo deste trabalho, algumas questões que merecem ser estudadas, inclusive cabendo neste ponto mais algumas sugestões para futuros trabalhos.

A primeira questão relevante é sobre as metodologias para a elaboração do projeto de uma malha de terra, especificamente sobre todas as imprecisões e incertezas acerca deste tipo de projeto.

A segunda questão relevante, levantada neste trabalho, é sobre o grau de confiabilidade dos dados constantes dos casos base do ONS, e em consequência a confiabilidade dos estudos de curto-circuito. A dúvida que se impõe não é sobre a eficiência da ferramenta de cálculo de curto-circuito, ou mesmo, sobre o trabalho realizado pelo ONS. Uma vez que, conforme os procedimentos de rede, a responsabilidade pela atualização dos casos base é das concessionárias, cabe a proposição de futuros estudos que venham a desenvolver ferramentas para tornar mais eficiente o processo de atualização dos dados dos casos base e também facilitar o trabalho de fiscalização do ONS e ANEEL da qualidade e acurácia dos dados fornecidos pelas concessionárias.

As simulações e modelagens realizadas, para este trabalho, podem ser utilizadas em estudos futuros à respeito de tensões de toque e passo ao longo das linhas de transmissão, ou mesmo, com algumas adaptações serem utilizados para futuros estudos do impacto das

descargas atmosféricas nesses sistemas, sendo essas, as primeira sugestões para próximos trabalhos.

## REFERÊNCIAS

- ABNT NBR 14039. **NBR 14039**: Instalações elétricas de média tensão de 1,0kv até 36,2v. Rio de Janeiro, 2005. 65 p.
- ABNT NBR 7117. **NBR 7117**: Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo. Rio de Janeiro, 2012. 65 p.
- ABNT NBR 15751. **NBR 15751**: Sistemas de aterramento de subestações - requisitos. Rio de Janeiro, 2013. 65 p.
- ASSIS, S. d. C. **Avaliação de Risco de Rompimento de Cabos Para-Raios Instalados em Linhas de Transmissão**. São João del Rei: [s.n.], 2017. 133 p.
- BIANCHI, P. R.; CAMARGO, C. d. B.; SOUZA, F. L. A. Caracterização de envelhecimento de transformadores de potência: Análise comparativa. *In*: SNPTE (Ed.). **Décimo Sexto Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Campinas: [s.n.], 2001. p. 6.
- CARVALHO, C. C. *et al.* Superação de equipamentos de alta tensão: Critérios de análise de processo de indicações de substituições na rede básica e demais instalações da transmissão. *In*: SNPTE (Ed.). **Décimo Nono Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007. p. 8.
- CEPEL. **ANAFAS-PROGRAMA DE ANÁLISE DE FALTAS SIMULTÂNEAS-MANUAL DO USUÁRIO**. 2017. CEPEL.
- FASTTEL. **SE Curitiba Norte 230/138 kV - Implantação - Malha de Terra - Memória de Cálculo**. Curitiba: [s.n.], 2015. 21 p.
- FLEURY, N. B.; GUEDES, L. G. d. R. **Aplicações de Aterramento e Proteção de Sistemas Elétricos**. Goiânia, Brasil: London 7 Editora, 2016. 195 p.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *In*: AIEE (Ed.). **American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the , vol.XXXVII**. [S.l.: s.n.], 1918. p. 6.
- GOOGLE. **Google Earth website**. <http://earth.google.com/>: [s.n.], 2021.
- IEEE 80-2000. **IEEE 80-2000**: Guide for safety in ac substation grounding. Nova Iorque, 2000. 118 p.
- KINDERMANN, G. **Aterramento Elétrico**. Florianópolis, Brasil: Sagra Luzzato, 1995. 214 p.
- KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. Florianópolis, Brasil: do autor, 2010. 239 p.
- MME, E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**: Numeração progressiva das seções de um documento. Brasília, 2009. 382 p.
- MME, E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**: Numeração progressiva das seções de um documento. Brasília, 2021. 382 p.
- MORENO, H.; COSTA, P. F. **Aterramento Elétrico**. 2018. Instituto Brasileiro do Cobre. Disponível em: <http://www.abcobre.org.br/uploads/conteudo/conteudo/2020/01/gtrV5/e-book-aterramento-eletrico.pdf>.

- OLIVEIRA, R. V. d. **A Influência Exercida pelos Tipos de Cabos Para-raios sobre a Intensidade de Corrente de Curto-Circuito e sua Distribuição na Rede Elétrica.** São João del Rei: [s.n.], 2017. 134 p.
- ONS. **Critérios para análise de superação de equipamentos e instalações de alta tensão:** Numeração progressiva das seções de um documento. Brasília, 2014. 177 p.
- ONS. **Estudos de curto-circuito.** 2022. ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- ONS. **Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos.** 2022. ONS. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.
- SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de Curto Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica:** Fundamentos e prática. Rio de Janeiro, Brasil: Elsevier Editora, 2015. 447 p.
- SILVA, V. d. **Sistemas de Aterramento - Distribuição de Correntes de Curto-Circuito Fase-Terra.** Vitória: [s.n.], 2011. 53 p.
- SOBRAL, S. T. *et al.* Redução de potenciais de terra pela utilização de cabos para-raios caa nos trechos de linhas de transmissão próximos a subestações e usinas. *In:* SNPTE (Ed.). **Décimo Quarto Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica SNPTEE.** Belem: [s.n.], 1997. p. 6.
- SOZO, I. **Desenvolvimento de Ferramenta Didática para Cálculo de Malha de Aterramento.** Pato Branco: [s.n.], 2014. 91 p.
- STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** São paulo, Brasil: McGraw-Hill Ltda, 1974. 347 p.
- TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro, Brasil: Synergia Editora, 2015. 310 p.
- TRINDADE, P. G. **Medidas para Redução de Níveis de Curto Circuito: Estudo de Caso da Área Rio.** Rio de janeiro: [s.n.], 2019. 66 p.
- UFU. **Curso de ATPdraw.** 2012. UFU.
- VISACRO, S. **Aterramentos Elétricos: Conceitos Básicos, Técnicas de Medição e Instrumentação, Filosofias de Aterramento.** São Paulo, Brasil: Editora Artliber, 2002. 239 p.