



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FÁBIO ROCHA CAVALCANTE

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO DA QUALIDADE DE
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A VILA DE JERICOACOARA**

FORTALEZA
2018

FÁBIO ROCHA CAVALCANTE

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO DA QUALIDADE DE
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A VILA DE JERICOACOARA

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a obter a Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

C364e Cavalcante, Fábio Rocha.

Estudo de viabilidade técnico-econômico da qualidade de fornecimento de energia elétrica para a Vila de Jericoacoara / Fábio Rocha Cavalcante. – 2018.
187 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

1. Sistema de distribuição subterrânea. 2. Subestação de distribuição em alta tensão. 3. Vila de Jericoacoara. I. Título.

CDD 621.3

FÁBIO ROCHA CAVALCANTE

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO DA QUALIDADE DE
FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A VILA DE JERICOACOARA

Trabalho Final de Curso apresentado ao
Departamento de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará como parte dos
requisitos para a obter a Graduação em
Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. MSc. Lucas Silveira Melo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Maria de Jesus e Fábio,

Ao meu irmão, Ricardo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pela dádiva da vida e por me possibilitar um dia após o outro com muitas graças e oportunidades de alcançar meus objetivos.

Agradeço à minha família, país, irmão e avós que sempre me deram amor, carinho, afeto e força para vencer todas as dificuldades encontradas na minha caminhada, sendo eles os principais responsáveis pelas minhas conquistas.

Agradeço à minha namorada Letícia, por ter compartilhado comigo momentos inesquecíveis durante a graduação e por sempre estar do meu lado não só nas alegrias, mas sempre batalhando ao meu lado para tornar nossos sonhos realidade.

Agradeço aos amigos que fiz durante o curso de engenharia elétrica, os quais pretendo levar para toda a vida, e que nada disso seria possível sem as noites de estudo ao lado de cada um deles. Em especial agradeço aos amigos Enzo, Felipe Porto, Tobias, Josias, Herivelton, Rodrigo, Matheus, Josedmundo e Edivam por todos os momentos de estudos nos últimos 5 anos, serei eternamente grato a vocês.

Agradeço a todos os professores do departamento de engenharia elétrica os quais sempre buscaram me repassar seus conhecimentos durante a graduação. Especialmente agradeço a minha orientadora e Professora Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão, por ter aceitado o tema proposto e ter me guiado sempre com muita dedicação e atenção para que meu trabalho se desenvolvesse de forma correta e objetiva, ao Professor M Sc. Lucas Melo pela ajuda e atenção dedicada no momento de dificuldade durante o desenvolvimento das simulações e ao Professor Dr. Raimundo Furtado Sampaio por estar em todos os momentos da graduação disponível à auxiliar seus alunos no que fosse necessário.

Agradeço também a todos da equipe de projetos de subestações de alta tensão da Enel Distribuição Ceará, Adail, Anselmo, Soleide, Silvia Helena, Hélio, Samy, Mario, Roberto Freire, Marcos Henrique, Gilson Alves e, principalmente, aos meus tutores durante o estágio Luiz Chaves e Eloi Magalhães, pelos ensinamentos diários, pela disposição de ensinar um ofício e por serem exemplos de profissionais, os quais, pretendo levar como base para minha carreira dentro da engenharia elétrica.

*“Grande na humildade e humilde na
grandeza.”*

(Wendel Bezerra)

RESUMO

O crescimento constante no consumo de eletricidade demanda manutenção continuada e por vezes necessidade de expansão na rede de distribuição de energia elétrica com o objetivo de assegurar um suprimento seguro, confiável e de qualidade. A Vila de Jericoacoara, polo turístico de beleza natural inconfundível, situada na Costa do Sol do Ceará, atrai cerca de 600 mil turistas por ano e um grande volume de novos empreendimentos. A vila é uma ilha cercada pelo Parque Nacional (Parna) de Jericoacoara, resguardado por lei federal, e como tal algumas proteções ambientais são impostas na governança da vila, como por exemplo, não existe iluminação pública e a rede elétrica é subterrânea. A vila de Jericoacoara é atendida por um único alimentador em 13,8 kV proveniente da subestação Cruz, cidade da região, e ao chegar à vila o alimentador é dividido em dois circuitos subterrâneos para suprir seus clientes através de 13 subestações abaixadoras de 13,8kV-380/220V. A explosão demográfica tem acarretado um crescimento desordenado, não sendo diferente para a rede elétrica que atende a vila e região. Este trabalho tem como objetivo avaliar as condições vigentes da rede de distribuição em média e baixa tensão, mostrando suas limitações operacionais, e propor três possíveis alternativas de solução. As alternativas aqui propostas são: i) a construção de uma subestação de alta tensão 69kV-13,8kV na vila; ii) expandir a subestação de Cruz com a implantação de mais um alimentador; iii) alternativa ii associada ao deslocamento de alguns grandes clientes estratégicos para a média tensão. Em todas as alternativas são consideradas a modernização da rede elétrica em seus diferentes níveis de tensão. Por fim, são apresentados os aspectos técnicos, econômicos e ambientais de cada uma das alternativas. O *software WindMil* foi usado para a avaliação técnica das alternativas. Todas as alternativas apontaram viabilidade técnica, sendo a primeira a de maior custo e que apresenta maiores barreiras pelos órgãos ambientais, e a terceira a de menor custo envolvido. A concessionária responsável pela rede elétrica da Vila de Jericoacoara tem envidado esforços para melhorias na rede e está em desenvolvimento pela empresa, uma solução muito semelhante, tecnicamente, à alternativa iii) proposta neste trabalho, a qual deverá ser implantada até o final de 2018.

Palavras-chave: Sistema de distribuição subterrânea. Subestação de distribuição em alta tensão. Vila de Jericoacoara.

ABSTRACT

The constant growth in electricity consumption demands a continued maintenance and sometimes the need for an expansion in the electric power distribution network to ensure a safe, a reliable and a quality supply. The Vila de Jericoacoara, a tourist attraction of unmistakable natural beauty, located on the Costa do Sol of Ceará, attracts around 600 thousand tourists per year and a great volume of new enterprises. The village is surrounded by the National Park (Parna) of Jericoacoara, protected by federal law, and as such, some environmental protections are imposed on the village's governance, for example, there is no public lighting and the electricity grid is underground. The village of Jericoacoara is served by a single feeder in 13.8 kV from the substation of the city of Cruz, a city of the region, and on reaching the village, the feeder is divided into two underground circuits to supply its consumers through 13 downstream substations of 13.8 kV-380/220 V. The demographic explosion has caused a disorderly growth, not being different for the electric network that serves the town and region. This work aims to evaluate the current conditions of the distribution network in medium and low voltage, showing its operational limitations, and to propose three possible alternative solutions. The proposed alternatives are: i) the construction of a high voltage substation (69kV-13.8kV) in the village; ii) the expansion of the Cruz substation installing another feeder; iii) alternative ii associated to the displacement of some large strategic customers to medium voltage. All the alternatives consider the modernization of the electric network in its different voltage levels. Finally, the technical, economic and environmental aspects of the alternatives are presented. The Windmil software was used for the technical evaluation of each alternative. Also, all of them indicated technical feasibility, being the first one, the one with the highest cost and the one presenting biggest barriers by the environmental agencies, and the third one, the one with a lower cost involved. A concessionaire in charge of the Vila de Jericoacoara power grid has made an effort to improve the network and is in the process of development, a solution very similar, technically, to alternative iii), launched this year, to be implemented by the end of 2018.

Keywords: Underground distribution system. High voltage distribution substation. Vila de Jericoacoara.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Segmentos do sistema elétrico	14
Figura 2	– Poluição visual gerada por condutores elétricos	15
Figura 3	– Configuração radial simples	20
Figura 4	– Configuração radial com recurso ou anel aberto	21
Figura 5	– Configuração sistema reticulado simples	23
Figura 6	– Configuração sistema reticulado dedicado	24
Figura 7	– Rede convencional aérea	26
Figura 8	– Rede convencional compacta	27
Figura 9	– Rede de distribuição aérea isolada de baixa tensão	28
Figura 10	– Rede de distribuição aérea isolada de média tensão	29
Figura 11	– Caixas subterrâneas de baixa (esquerda) e média tensão (direita)	33
Figura 12	– Eletrodutos em redes subterrâneas	34
Figura 13	– Aduelas	34
Figura 14	– Estrutura de passagem de média tensão	39
Figura 15	– Subestação aérea	40
Figura 16	– Subestação blindada	41
Figura 17	– Para-raios	46
Figura 18	– Chaves seccionadoras tripolares	47
Figura 19	– Barramento de média tensão	48
Figura 20	– Transformador de corrente ARTECHE	49
Figura 21	– Transformador de potencial HITACHI	50
Figura 22	– Disjuntores AT e MT	52
Figura 23	– Transformador de força SIEMENS	53
Figura 24	– Painel de medidores	55

Figura 25	– Banco de capacitores ABB	56
Figura 26	– Religador COOPER	57
Figura 27	– Transformador de serviços auxiliares ITB	58
Figura 28	– Centro de transformação aéreo	59
Figura 29	– Transformador pedestal	60
Figura 30	– Transformador em cubículo	60
Figura 31	– Câmera subterrânea CEMIG	61
Figura 32	– Pedra furada de Jericoacoara	65
Figura 33	– Alimentador 01P2 da subestação Cruz	67
Figura 34	– Entrada de média tensão no Castelo	68
Figura 35	– Rede subterrânea em média tensão simplificada da Vila de Jericoacoara.....	70
Figura 36	– Cubículo da subestação 1 da cidade velha	70
Figura 37	– Desconectáveis das subestações de Jericoacoara	72
Figura 38	– Quadro geral de força em uma das subestações de Jericoacoara	72
Figura 39	– Circuitos de baixa tensão da subestação I da cidade velha	73
Figura 40	– Circuitos de baixa tensão da subestação II da cidade velha	74
Figura 41	– Circuitos de baixa tensão da subestação III da cidade velha	75
Figura 42	– Circuitos de baixa tensão da subestação IV da cidade velha	76
Figura 43	– Circuitos de baixa tensão da subestação V da cidade velha	76
Figura 44	– Circuitos de baixa tensão da subestação VI da cidade velha	77
Figura 45	– Circuitos de baixa tensão da subestação I da cidade nova	78
Figura 46	– Circuitos de baixa tensão da subestação II da cidade nova	79
Figura 47	– Circuitos de baixa tensão da subestação III da cidade nova	80
Figura 48	– Circuitos de baixa tensão da subestação IV da cidade nova	81
Figura 49	– Sistema para cálculo de tensão em BT	85

Figura 50	– Rede atual em situação normal de operação	88
Figura 51	– Valores de tensão fase-terra em operação normal da rede atual	88
Figura 52	– Pontos elétricos expostos	90
Figura 53	– Aproximação de área de operação com partes energizadas	90
Figura 54	– Estrutura com risco de desabamento	91
Figura 55	– Caixa de passagem soterrada	91
Figura 56	– Caixa de baixa tensão	92
Figura 57	– Conexão dos dutos com medidores	97
Figura 58	– Postes de média tensão em Jericoacoara	98
Figura 59	– Dutos de baixa tensão expostos	99
Figura 60	– Rede de Jericoacoara em anel aberto	102
Figura 61	– Chave telecomandada COOPER	103
Figura 62	– PARNA de Jericoacoara	104
Figura 63	– Subestação Curupati	107
Figura 64	– Terreno SED-JRC	107
Figura 65	– LDAT Cruz-Jericoacoara	108
Figura 66	– Alternativa 1 em situação normal de operação	114
Figura 67	– Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 1	114
Figura 68	– Alternativa 1 em recomposição total pelo alimentador JRC01C1	115
Figura 69	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador JRC01C1 para a alternativa 1	115
Figura 70	– Alternativa 1 em recomposição total pelo alimentador JRC01C2	116
Figura 71	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador JRC01C2 para a alternativa 1	116
Figura 72	– Alternativa 2 em situação normal de operação	127
Figura 73	– Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 2	128

Figura 74	– Alternativa 2 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1	128
Figura 75	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1 para a alternativa 2	129
Figura 76	– Alternativa 2 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2	129
Figura 77	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2 para a alternativa 2	130
Figura 78	– Alternativa 3 em situação normal de operação	140
Figura 79	– Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 3	141
Figura 80	– Alternativa 3 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1	142
Figura 81	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1 para a alternativa 3	143
Figura 82	– Alternativa 3 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2	144
Figura 83	– Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2 para a alternativa 3	145
Figura 84	– Centro de transformação <i>pad-mounted</i> no ambiente	150

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– DEC por mês no alimentador de Jericoacoara	93
Gráfico 2	– Número de incidências por mês no alimentador de Jericoacoara	93
Gráfico 3	– Incidências por nível de tensão no alimentador de Jericoacoara	94
Gráfico 4	– Causas das incidências em baixa tensão no alimentador de Jericoacoara	95
Gráfico 5	– Crescimento vegetativo de Jericoacoara	151

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Acontecimentos históricos para redes subterrâneas	30
Tabela 2 – Utilização das redes de distribuição no Brasil	32
Tabela 3 – Porcentagens em extensão de redes subterrâneas em diversos países	32
Tabela 4 – Características para redes subterrâneas da Enel Distribuição Ceará	37
Tabela 5 – Classificação das subestações quanto ao nível de tensão	41
Tabela 6 – Condições ambientais para equipamentos CP-011/2013	43
Tabela 7 – Condições ambientais para equipamentos das LDATs	45
Tabela 8 – Para-raios	46
Tabela 9 – Chaves seccionadoras de alta tensão	47
Tabela 10 – Disjuntores AT	52
Tabela 11 – Disjuntores MT	52
Tabela 12 – Transformadores de potência padronizados pela Enel Distribuição Ceará ...	54
Tabela 13 – Bancos de capacitores padronizados pela Enel Distribuição Ceará.....	56
Tabela 14 – Subestações da Vila de Jericoacoara	71
Tabela 15 – Carregamento dos transformadores	82
Tabela 16 – Dados transformadores para simulação rede atual	84
Tabela 17 – Valores X/R para transformadores	84
Tabela 18 – Dados dos trechos de MT para simulação	85
Tabela 19 – Dados dos trechos de BT para simulação	86
Tabela 20 – Cargas para simulação	87
Tabela 21 – Modelagem de carga	87
Tabela 22 – Tensões nominais padronizadas	89
Tabela 23 – Alimentadores SED-JRC por subestações de média tensão.....	110
Tabela 24 – Transformadores substituídos	111

Tabela 25 – Dimensões para novas caixas de passagem	111
Tabela 26 – Dados transformadores para simulação	112
Tabela 27 – Orçamento saída de linha AT de Cruz	117
Tabela 28 – Orçamento materiais SED-JRC	118
Tabela 29 – Orçamento mão de obra SED-JRC	118
Tabela 30 – Orçamento para reforma dos centros de transformação	119
Tabela 31 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 1	120
Tabela 32 – Orçamento para relação de material da rede BT para a alternativa 1	121
Tabela 33 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 1	121
Tabela 34 – Orçamento final para a alternativa 1	122
Tabela 35 – Alimentadores SED-CRZ por subestações de média tensão	125
Tabela 36 – Orçamento de saída de linha MT de Cruz	131
Tabela 37 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 2.....	132
Tabela 38 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 2	133
Tabela 39 – Orçamento final para a alternativa 2	133
Tabela 40 – Alimentadores SED-CRZ para novas subestações de média tensão	136
Tabela 41 – Seção ramais de alumínio	136
Tabela 42 – Dados dos ramais de MT para simulação	138
Tabela 43 – Valores das subestações aliviadas	139
Tabela 44 – Orçamento para reforma dos centros de transformação sem troca de transformadores	147
Tabela 45 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 3	147
Tabela 46 – Orçamento para relação de material da rede BT para a alternativa 3	148
Tabela 47 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 3.....	148
Tabela 48 – Orçamento final para a alternativa 3	149
Tabela 49 – Cargas pontuais para Jericoacoara	151

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
PUCPR	Pontifícia Universidade Católica do Paraná
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais S.A
COPEL	Companhia Paraense de Energia
LIGHT	<i>Brazilian Traction & Ligth Eletric Company</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupção
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
APA	Área de Proteção Ambiental
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade
PARNA	Parque Nacional
Dilic	Diretoria de Licenciamento Ambiental
CEB	Companhia Energética de Brasília
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
IED	<i>Intelligent Eletronic Devices</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

m	Metros
km	Quilômetros
V	Volts
kV	Quilovolt
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
A	Amperes
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
CE	Ceará
W	Watt
kW	Quilowatt
kVA	Quilovolt-ampere
MVA	Megavolt-ampere
kvar	Quilovolt-ampere reativo
Mvar	Megavolt-ampere reativo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	15
1.2	Objetivos do trabalho	16
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo geral</i>	16
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos específicos</i>	16
1.3	Metodologia	17
1.4	Estrutura do trabalho	18
2	ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.1	Introdução	19
2.2	Topologias de distribuição de energia elétrica	19
<i>2.2.1</i>	<i>Sistema radial simples</i>	20
<i>2.2.2</i>	<i>Sistema radial com recurso</i>	21
<i>2.2.3</i>	<i>Sistema reticulado simples</i>	22
<i>2.2.4</i>	<i>Sistema reticulado dedicado</i>	24
2.3	Sistema de distribuição aérea	25
<i>2.3.1</i>	<i>Rede de distribuição aérea convencional</i>	25
<i>2.3.2</i>	<i>Rede de distribuição aérea compacta</i>	26
<i>2.3.3</i>	<i>Rede de distribuição aérea isolada</i>	28
2.4	Sistema de distribuição subterrânea	29
<i>2.4.1</i>	<i>Panorama mundial das redes de distribuição subterrâneas</i>	29
<i>2.4.2</i>	<i>Vantagens e desvantagens das redes subterrâneas</i>	32
<i>2.4.3</i>	<i>Elementos de uma rede de distribuição subterrânea</i>	33
<i>2.4.4</i>	<i>Projeto de rede subterrânea</i>	36
2.5	Subestação de energia elétrica	39
<i>2.5.1</i>	<i>Subestação distribuidoras de alta tensão</i>	42
<i>2.5.1.1</i>	<i>Critério de projeto: CP-011/2013</i>	42
<i>2.5.1.2</i>	<i>Equipamentos de uma subestação de distribuição</i>	43
<i>2.5.2</i>	<i>Subestações subterrâneas de média tensão</i>	58
2.6	Indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica	61
2.7	Considerações finais	64
3	REDE ATUAL	65

3.1	Vila de Jericoacoara	65
3.2	Aspectos técnicos	67
3.3	Aspectos econômicos	95
3.4	Aspectos ambientais	97
3.5	Considerações finais	97
4	ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO- ECONÔMICO PARA MELHORIA DA REDE ELÉTRICA DA VILA DE JERICOACOARA	101
4.1	Alternativa 01: Implantação de uma subestação distribuidora de alta tensão (69 -13,8 kV)	105
4.1.1	<i>Aspectos técnicos</i>	<i>106</i>
4.1.1.1	<i>Diagnóstico via software</i>	<i>111</i>
4.1.2	<i>Aspectos econômicos</i>	<i>117</i>
4.1.3	<i>Aspectos ambientais</i>	<i>122</i>
4.2	Alternativa 02: Expansão da subestação Cruz com reforma da rede de média e baixa tensão	124
4.2.1	<i>Aspectos técnicos</i>	<i>124</i>
4.2.1.1	<i>Diagnóstico via software</i>	<i>126</i>
4.2.2	<i>Aspectos econômicos</i>	<i>130</i>
4.2.3	<i>Aspectos ambientais</i>	<i>133</i>
4.3	Alternativa 03: Expansão da subestação Cruz e transferência de grandes clientes para média tensão	134
4.3.1	<i>Aspectos técnicos</i>	<i>135</i>
4.3.1.1	<i>Diagnóstico via software</i>	<i>137</i>
4.3.2	<i>Aspectos econômicos</i>	<i>146</i>
4.3.3	<i>Aspectos ambientais</i>	<i>149</i>
4.4	Discussões	150
4.5	Considerações finais	153
5	CONCLUSÃO	155
5.1	Considerações finais	157
	REFERÊNCIAS	158
	APÊNDICE 1 – DIAGRAMA UNIFILAR SED-JRC	163
	APÊNDICE 2 – DIMENSIONAMENTO DOS ELETRODUTOS	164

ANEXO 1 – TRAÇADO REDE MT VILA DE JERICOACOARA	167
ANEXO 2 – TRAÇADO REDE MT DA CIDADE VELHA	168
ANEXO 3 – TRAÇADO REDE MT DA CIDADE NOVA	169
ANEXO 4 – TRAÇADO DAS REDES MT E BT DA VILA DE JERICOACOARA	170
ANEXO 5 – FOLHA DE DADOS DOS TRANSFORMADORES UTILIZADOS NA SIMULAÇÕES	171

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou a principal fonte de luz, calor e força utilizada no mundo moderno. Atividades simples do cotidiano como navegar na internet, assistir televisão e conforto térmico são possíveis devido à energia elétrica que é fornecida aos consumidores. Fábricas, supermercados, shoppings e vários outros empreendimentos precisam da energia elétrica para seu funcionamento. Grande parte dos avanços tecnológicos alcançados pela humanidade se deve à eletricidade (ELETROBRAS, 2017).

Obtida através de outros tipos de energia, a energia elétrica é transportada e chega aos consumidores no mundo inteiro por meio de sistemas elétricos complexos, os quais podem ser divididos em quatro segmentos principais: geração, transmissão, distribuição e consumo. É possível mostrar essas etapas, através da Figura 1 (ELETROBRAS, 2017).

Figura 1 – Segmentos do sistema elétrico.



Fonte: CARCUTE (2017).

A distribuição de energia elétrica pode ser feita sob diferentes níveis de tensão e sempre tem como finalidade um fornecimento com confiabilidade, qualidade, disponibilidade e segurança. Porém, com o crescimento no consumo de energia elétrica pela sociedade moderna, se faz necessário, em particular, a expansão dos sistemas de distribuição, que em alguns ambientes, como grandes centros urbanos, pode tornar a paisagem com visual desagradável. A Figura 2, mostra um exemplo de poluição visual gerado pelo grande número de condutores elétricos, juntamente com fiação telefônica e de outros serviços, em grandes centros urbanos.

Figura 2 – Poluição visual gerada por condutores elétricos.



Fonte: SCOCUGLIA (2017).

Tendo vista esse e outros problemas, a procura por novas soluções torna-se essencial para eliminar o problema estético e sobretudo garantir maior confiabilidade de suprimento e segurança às pessoas.

No Brasil, centros urbanos, parques ecológicos, condomínios e loteamentos de luxo, a fim de proporcionar um ambiente mais agradável ou atender às leis, têm optado por redes subterrâneas. Esse modelo de rede, apesar de possuir o preço da linha de até 5 vezes mais caro que uma linha aérea convencional, apresenta-se como uma solução estética viável para empreendimentos que buscam diminuir os impactos das redes de distribuição aéreas.

1.1 Justificativa

Uma rede de distribuição de energia elétrica deve fornecer um serviço contínuo com qualidade, segurança e disponibilidade, caso contrário, pode ocasionar prejuízos para todos os envolvidos, concessionária e usuários.

A Vila de Jericoacoara, situada no município de Jijoca, no estado do Ceará, é um ponto turístico de renome internacional, e por se tratar de um parque nacional, criado por decreto federal no ano de 2002, algumas proteções ambientais são impostas na governança da vila, como por exemplo ruas sem pavimentação, ausência de iluminação pública e a rede elétrica

subterrânea para atender hotéis, restaurantes, lojas, pousadas e moradores existentes no local. No entanto, o suprimento de energia elétrica apresenta problemas de interrupções de fornecimento frequentes, baixa qualidade da energia elétrica, reestabelecimento demorado e situação de riscos para operadores, com locais de operação próximo a algumas partes energizadas do sistema, e para pedestres, com eletrodutos expostos nas ruas da vila. Esses problemas afetam as unidades consumidoras e a concessionária é penalizada com multas ao não atingir suas metas de indicadores coletivos de qualidade de serviço e produto. Assim, a modernização da rede subterrânea da Vila de Jericoacoara, dentro do Parque de Jericoacoara, é essencial para uma melhoria na qualidade do fornecimento de energia e na redução das interrupções no sistema de distribuição.

A concessionária de distribuição responsável pela rede elétrica da Vila de Jericoacoara tem acompanhado com preocupação o crescimento desordenado da vila e tem envidado esforços para melhoria das instalações. A empresa se dispôs a investir cerca de 16 milhões de reais, até final de 2018, na reforma geral da rede subterrânea da Vila de Jericoacoara.

1.2 Objetivos do trabalho

1.2.1 Objetivo geral

- Esse trabalho tem como objetivo principal apresentar análise de projetos de investimentos propostos para melhoria da rede de distribuição de energia elétrica que atende a Vila de Jericoacoara.

1.2.2 Objetivos específicos

- Apresentar propostas de arranjos e equipamentos para a rede de distribuição de Jericoacoara.
- Analisar os indicadores de qualidade de energia da Vila de Jericoacoara.
- Avaliar aspectos econômicos, técnicos e ambientais, da instalação de uma subestação de alta tensão na Vila de Jericoacoara.
- Avaliar aspectos econômicos, técnicos e ambientais, de uma reforma total na rede de distribuição de média e baixa tensão da Vila de Jericoacoara.

- Avaliar aspectos econômicos, técnicos e ambientais, de uma reforma apenas na rede de média tensão da Vila de Jericoacoara juntamente com o deslocamento de clientes para o atendimento em média tensão.
- Comparar a viabilidade entre as três alternativas apresentadas para a rede da Vila de Jericoacoara.

1.3 Metodologia

Neste trabalho, foi utilizado o *software WindMil*, capaz de modelar e simular a rede elétrica de Jericoacoara atual e as configurações propostas neste trabalho, sob operação em regime permanente e em condições de falta. O software fornece grandezas como tensão nas barras, queda de tensão nos circuitos, carregamento dos circuitos, perdas nos circuitos e correntes de falta servindo como base para o planejamento e operação do sistema.

Os resultados de simulação foram utilizados na avaliação do desempenho técnico da rede de distribuição em suas diferentes configurações e na tomada de decisão para a proposta de maior viabilidade técnico-financeira.

São propostos quatro cenários para simulação da rede de distribuição de Jericoacoara:

- Rede de distribuição atual suprida por alimentador único (CRZ01P2) em 13,8 kV proveniente da subestação Cruz (SED-CRZ), localizada no município de Cruz no estado do Ceará.
- Construção de uma nova subestação de distribuição (SED) classe de 72,5 - 15 kV, a subestação Jericoacoara, aqui denominada SED-JRC, juntamente com a reforma de toda a rede de média e baixa tensão;
- Reforma na rede de média e baixa tensão da rede utilizando dois alimentadores (CRZ01P2 e CRZ01P1) em 13,8 kV proveniente da subestação Cruz (SED-CRZ).
- Reforma na rede de média tensão utilizando dois alimentadores (CRZ01P2 e CRZ01P1) em 13,8 kV proveniente da subestação Cruz (SED-CRZ), e fazendo a transferência de alguns grandes clientes de baixa tensão para uma alimentação em 13,8 kV.

Para as simulações, foram necessárias as coletas de dados de fornecimento de energia junto ao banco de dados da Enel Distribuição Ceará, utilizados de forma fundamental

para indicar problemas que devem ser resolvidos na rede da Vila de Jericoacoara, além de servirem de embasamento para algumas soluções propostas no desenvolvimento do trabalho.

1.4 Estrutura do trabalho

O trabalho foi dividido em cinco capítulos.

No Capítulo 1 é descrita uma breve introdução do trabalho sendo seguida por sua justificativa, seus objetivos gerais e específicos, metodologia e sua estrutura.

O Capítulo 2, são descritos os elementos necessários para o entendimento do sistema elétrico de distribuição. Assuntos como os diferentes sistemas de distribuição de energia elétrica, com enfoque no sistema subterrâneo de distribuição, e suas topologias; subestações de alta, e média tensão, seus equipamentos, critérios de projeto e os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica serão abordados de forma objetiva. Sendo assim, o conteúdo é de extrema relevância para embasar o estudo de caso realizados no decorrer do presente trabalho.

O Capítulo 3 apresenta algumas características da Vila de Jericoacoara e descreve sua rede de distribuição mostrando seus aspectos técnicos, econômicos e ambientais, dessa forma, apresentando as limitações da rede atual.

No Capítulo 4, são apresentadas três diferentes alternativas de soluções para a rede de Jericoacoara apresentando seus respectivos procedimentos juntamente aos aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Todas as soluções foram simuladas no software *WindMil* a fim de comprovar a factibilidade delas considerando as atuais características da rede base de estudo. Além disso, nesse capítulo existe uma breve discussão, tendo como base, os resultados de simulação.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões obtidas através da análise dos resultados do desenvolvimento presente no capítulo 4, e sugestões para trabalhos futuros.

2 ELEMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Introdução

Ao considerar o sistema elétrico de potência, o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) corresponde ao segmento mais próximo da unidade consumidora (ANEEL, 2015).

O SDEE é composto por fios condutores, transformadores e equipamentos de medição, controle e proteção da rede. A complexibilidade do sistema de distribuição vem da sua extensão e sua ramificação, pois esse deve chegar aos endereços de todos os seus consumidores (ABRADEE, 2014).

São três os níveis de tensão de operação dos SDEE (ANEEL, 2015): alta tensão (AT) com níveis de tensão compreendidos entre $(69 \text{ kV} \leq V_{eficaz} < 230 \text{ kV})$, média tensão (MT), com tensão na faixa de $(2,3 \text{ kV} < V_{eficaz} < 69 \text{ kV})$ e baixa tensão (BT) com $(V_{eficaz} \geq 2,3 \text{ kV})$.

As redes de distribuição podem ser aéreas ou subterrâneas. As redes aéreas são suportadas por postes e apresentam menor confiabilidade, estética e segurança quando comparada com as redes subterrâneas que ficam localizadas sob o solo em eletrodutos e caixas subterrâneas. Porém, do ponto de vista econômico a implantação de uma rede aérea possui um preço bem menor quando comparada com a de uma rede subterrânea.

Neste Capítulo serão apresentados a fundamentação teórica sobre topologias de redes de distribuição, classificação e descrição das redes de distribuição aéreas, descrição de redes subterrâneas e de subestações de alta e média tensão, bem como a definição dos indicadores coletivos de qualidade de serviço das redes de distribuição. O estudo do sistema de distribuição se torna essencial antes de prospectar soluções para a rede de distribuição da Vila de Jericoacoara.

2.2 Topologias de distribuição de energia elétrica

A confiabilidade de um SDEE varia de acordo com a topologia da rede, isso para qualquer tensão de operação, carga ou distância da carga à fonte. O mais importante trabalho de engenharia é saber adequar, ao menor investimento necessário, uma obra em função da

importância e da complexidade da carga que deve ser atendida, e dessa forma conseguir executar o projeto dentro dos recursos oferecidos ao projeto (AZEVEDO, 2010).

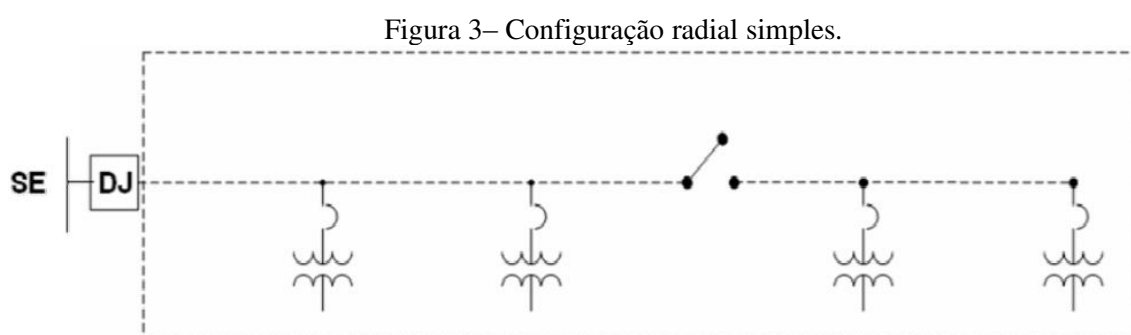
Para a instalação de uma rede de distribuição, os principais fatores avaliados geralmente são: o investimento inicial, características físicas da área, continuidade do serviço, custos operacionais e custos com manutenção (ISONI, 2011).

No caso da Vila de Jericoacoara, se torna necessário o entendimento sobre as principais configurações para redes de distribuição, a fim de encontrar a que melhor se adequa às particularidades da rede que está sendo realizado o estudo de caso.

2.2.1 Sistema radial simples

Um sistema radial simples consiste em uma linha principal instalada da fonte até as cargas, contendo ou não derivações em seu trecho. Esse sistema não possui recursos de manobras (chaves, religadores, etc.), para interligação com outros circuitos. O sistema radial simples, é mais comumente aplicado em sistemas aéreos, por conta que em sistemas aéreos se torna mais fácil localizar o defeito e recompor o sistema elétrico (AZEVEDO, 2010).

O sistema radial simples, é mais comumente encontrado nas redes de média tensão, pois são sistemas com baixa densidade de carga (AZEVEDO,2010). Na Figura 3, podemos ver como se configura o sistema radial simples:



Fonte: AZEVEDO (2010).

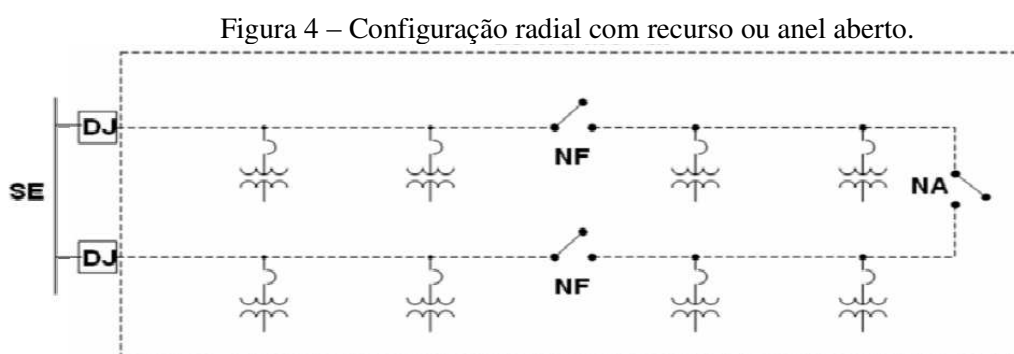
O arranjo radial simples é utilizado pela Enel Distribuição Ceará, em redes de média tensão (MT), nas situações em que as características da distribuição formam um traçado dos alimentadores em diferentes direções, tornando antieconômica a elaboração de pontos de interligação. Sendo assim, a utilização deste recurso depende da importância da carga a ser atendida e o grau de continuidade de serviço demandada pelo cliente (DIAS, 2017).

A confiabilidade do sistema radial simples pode ser aumentada utilizando alguns recursos como a utilização de uma alimentação reserva. Devido ao fato da maioria dos defeitos serem provenientes dos cabos de saída das linhas aéreas, se coloca um cabo reserva e sem carga, com potencial para substituir qualquer alimentador, em caso de defeito (NETO, 2011).

2.2.2 Sistema radial com recurso

Um sistema radial com recurso é composto por dois ou mais alimentadores, radiais e que podem ser interligados através de equipamento de manobra (chave, religador, etc.). Também chamado de anel aberto, no inglês *Open-Loop Systems*, o sistema apresenta uma chave de interligação normalmente aberta (NA) que caso seja necessário executar serviços com a rede desenergizada ou manobras no circuito para a realização de reparos, essa chave permite o seccionamento dos pequenos trechos a serem operados, minimizando o impacto do desligamento sobre todos os consumidores do sistema. Ao ocorrer transferências de carga ou manobras de interligação em blocos de carga de outro alimentador, é necessário levar em consideração a nova condição de carregamento do alimentador que recebe o bloco de cargas, podendo ser necessário o corte de algumas cargas a fim de não violar os patamares de carregamento do alimentador e de tensão estabelecidos pela ANEEL (AZEVEDO, 2010).

Para um maior nível de confiabilidade, o anel pode operar com a chave NA continuamente fechada e assim manter o anel fechado. Para isso, se torna necessário que a proteção elétrica esteja ajustada para minimizar os efeitos de desligamento em caso de eventuais defeitos na rede elétrica (NAKAGUISHI; HERMES, 2011). Na Figura 4 podemos ver um sistema em anel aberto.



Fonte: AZEVEDO (2010).

A configuração radial com recurso é a mais simples utilizada em redes subterrâneas, sendo os pontos consumidores os transformadores de distribuição (NAKAGUISHI; HERMES, 2011). Na Enel Distribuição Ceará, as redes MT são configuradas como radiais com recurso quando a área a ser atendida deve ter um maior grau de continuidade de serviço, e quando dois ou mais alimentadores seguem o mesmo percurso.

Desta forma, esse arranjo deve ser projetado para circuitos que apresentem reserva de capacidade e assim possa ter capacidade de suportar a carga do circuito a ser substituído e exige maior investimento quando comparado ao sistema radial simples, pois o sistema radial com recurso possui um sistema de proteção mais complexo e assim maior confiabilidade.

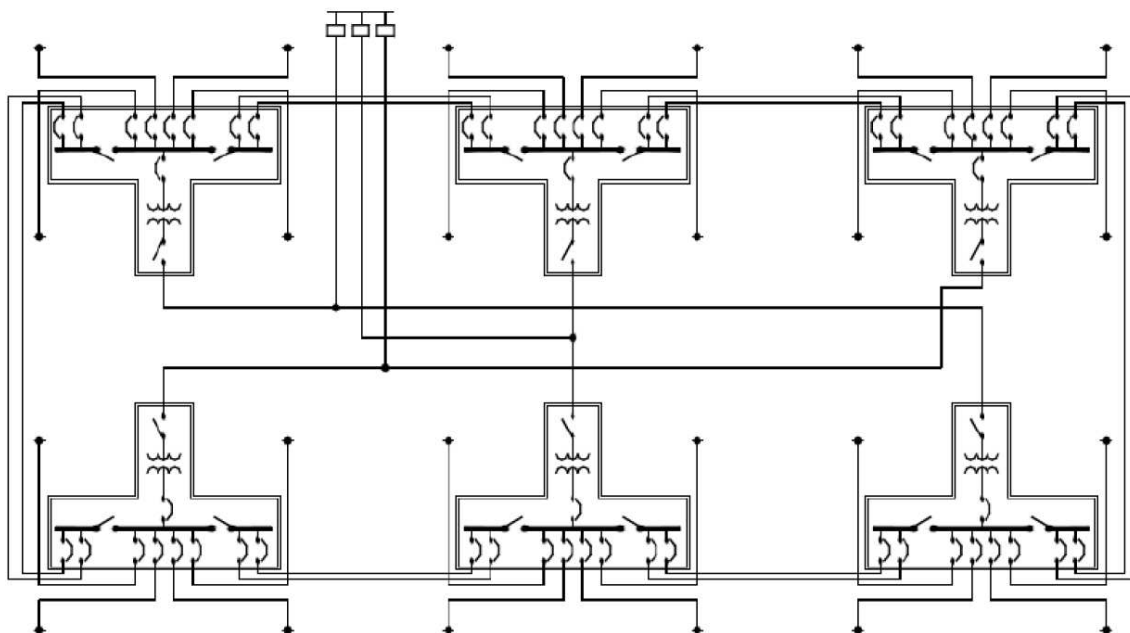
2.2.3 Sistema reticulado simples

Através de pesquisas para possíveis melhorias dos sistemas de transporte de energia elétrica foi concluído que um sistema com os secundários interligados só seria confiável caso houvesse um suprimento por mais de um alimentador primário, se a proteção secundária tivesse disjuntores sob comando de relés e se os transformadores fossem ligados diretamente ao primário, ou seja, eliminando a proteção com fusíveis no primário (NETO, 2011).

Desse estudo surgiu o sistema reticulado, também conhecido como *Network* ou reticulado generalizado. Esse arranjo tem sido utilizado há algumas décadas para a distribuição de energia em locais de alta densidade e que requer uma elevada confiabilidade. Esse sistema se torna praticamente imune a defeitos, pois cada transformador é ligado à rede secundária através de um protetor de rede, que consiste em um disjuntor comandado por relés de reversão de potência, dessa forma, os relés abrem o disjuntor caso a energia siga o sentido inverso, ou seja, da rede secundária para a rede primária (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

A Figura 5 mostra o esquemático de um sistema reticulado simples.

Figura 5 – Configuração sistema reticulado simples.



Fonte: ISONI (2011).

Pode-se observar que o sistema é composto por duas partes, uma primeira em média tensão, conectada desde a subestação por alimentadores radiais até os transformadores de distribuição, e a segunda em baixa tensão que consiste em um único circuito secundário, formando uma grande malha secundária distribuída pelas ruas. Assim, as unidades consumidoras são atendidas em baixa tensão através de ligações feitas ao reticulado secundário (AZEVEDO, 2010).

Os desligamentos presentes na rede secundária são restritos a defeitos provenientes dos ramais e de suas conexões de baixa tensão, esse problema é resolvido fazendo a proteção de cada ramo de baixa tensão por um fusível, permitindo, que em caso de defeito, o trecho secundário fique isolado, garantindo a continuidade do serviço (AZEVEDO, 2010).

Esse arranjo é frequentemente utilizado no sistema de distribuição de energia elétrica subterrânea, por conta da elevada confiabilidade atrelada a esse arranjo (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

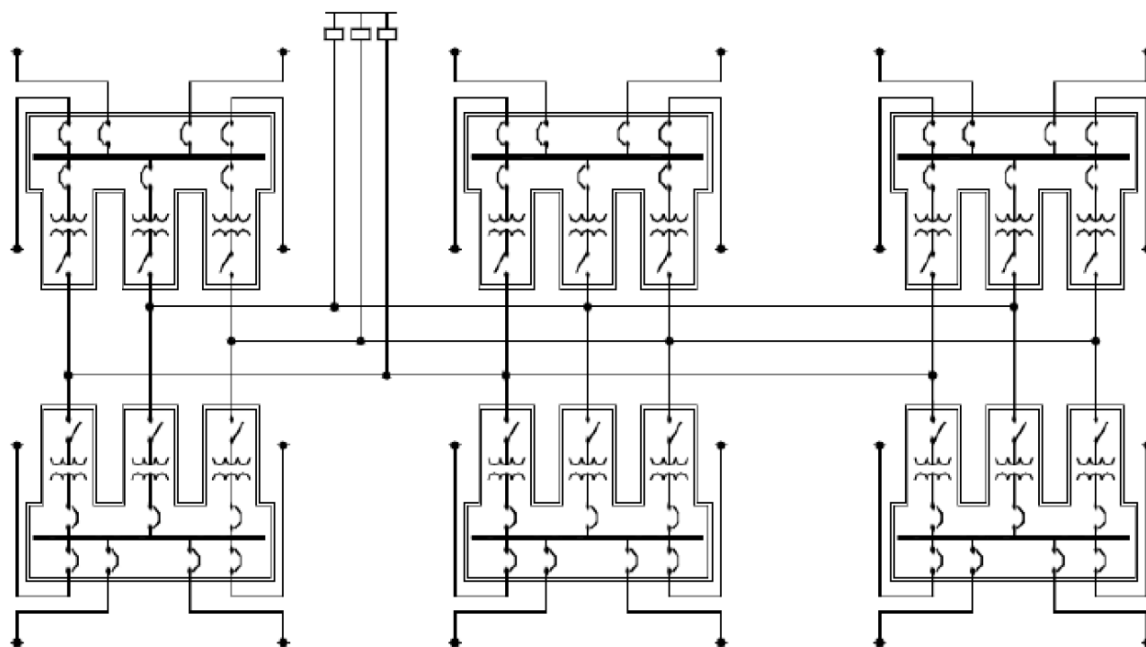
No Brasil, a utilização de protetores de rede em sistemas de distribuição subterrâneos é bem restrita. De todo o país, apenas seis concessionárias de distribuição utilizam esses protetores elas são a CEMIG, a Light, a COPEL, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a AES Eletropaulo e a Companhia Energética de Brasília (CEB). Já no exterior, em países como EUA e Canadá, todas as grandes capitais possuem sistemas reticulados adotados como solução para atendimento das suas cargas mais relevantes (SEVERO, 2016).

2.2.4 Sistema reticulado dedicado

O sistema reticulado simples, possui uma variação a qual pode ser utilizada para atendimento de prédios com elevada densidade de carga, essa variação é chamada de sistema reticulado dedicado. Essa variação também é composta por duas seções, uma de média tensão conectada da subestação através de alimentadores radiais até os transformadores de distribuição, os quais deles provêm a segunda seção, a de baixa tensão, que corresponde em um barramento que atende uma única edificação. A diferença do reticulado dedicado para o sistema reticulado simples é que os secundários dos transformadores do primeiro estão ligados ao mesmo ponto. Essa configuração é indicada para atender altas concentrações de carga como prédios comerciais e grandes consumidores em regiões de alta densidade de carga já atendida por um arranjo reticulado de distribuição (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

Na Figura 6 pode-se observar como se comporta o sistema reticulado dedicado além da sua diferença com o reticulado simples.

Figura 6 – Configuração sistema reticulado dedicado.



Fonte: ISONI (2011).

Também chamado de *Spot Network*, esse arranjo possui alta confiabilidade, pois devido ao grande número de alimentadores primários, tem-se um barramento quase sem desligamentos. Esse sistema trabalha com as entradas primárias continuamente em paralelo,

porém, em casos de falha no barramento secundário, haverá um comprometimento de toda a carga (AZEVEDO, 2010).

2.3 Sistema de distribuição aérea

Este tópico procura atentar para as diferentes formas de redes de distribuição aérea de energia elétrica, a fim de fomentar conceitos para o estudo de caso presente nesse trabalho.

As redes de distribuição aéreas são as mais predominantes nos sistemas de distribuição de energia nas cidades brasileiras. Isso se deve ao custo de implantação menor em relação aos sistemas subterrâneos, que exigem a construção de caixas, câmaras de transformação e bancos de eletrodutos (RIBEIRO, 2008).

Segundo Severo (2016), essas redes podem ser classificadas quanto ao nível de tensão (AT, MT, BT), tipo de isolamento (nu, protegido, isolado) e podem ser divididas em três tipos de redes: rede de distribuição aérea convencional (nua), rede de distribuição aérea compacta (*space*) e rede de distribuição aérea isolada (helicorde).

2.3.1 Redes de distribuição aérea convencional

Segundo Gomes (2010), a rede aérea convencional é utilizada em larga escala no Brasil e se caracterizam por condutores nus, apoiados sobre isoladores de vidro ou porcelana, poliméricos ou híbridos, fixados horizontalmente sobre cruzetas de madeira ou concreto, nos circuitos de média tensão, e verticalmente nos circuitos de baixa tensão. Também figuram nesse tipo de rede outros equipamentos como braços de iluminação pública, bancos de capacitores, bancos reguladores, transformadores de distribuição, para-raios, chaves seccionadoras e fusíveis.

Na Figura 7 se observa a imagem de uma rede de distribuição aérea convencional.

Figura 7 – Rede convencional aérea.



Fonte: SEVERO (2016).

A rede aérea convencional se apresenta tecnologicamente saturada e obsoleta, visto que foi desenvolvido há mais de 60 anos e sua confiabilidade é baixa. Devido ao fato de operar com cabos nus, sua convivência em meio onde existe arborização torna-se difícil pois qualquer simples contato pode provocar o desligamento da rede. Já para ambientes urbanos, para que haja a coexistência da rede com as edificações, deve-se manter afastamentos mínimos a fim de evitar acidentes (VELASCO, 2003).

A disputa pelo espaço aéreo com os elementos externos causa problemas como o curto-circuito na média de baixa tensão, conseqüentemente a queima de transformadores pelo aumento de ocorrência de curtos e aquecimento de conexões elétricas devido o afrouxamento das conexões responsáveis por ligar os condutores aos demais componentes da rede. Dessa forma, apesar de serem mais baratas, as redes aéreas têm um custo de manutenção de operação elevado, por conta da frequência de ocorrências por diversos fatores (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

2.3.2 Rede de distribuição aérea compacta

As redes aéreas compactas surgiram como uma solução tecnológica para melhorar o nível de qualidade da energia distribuída aos clientes por parte das concessionárias de distribuição, dessa forma, aumentando a confiabilidade do sistema. A instalação desse tipo de rede promove a preservação da arborização, reduzindo a necessidade de podas de árvores (VELASCO, 2003).

A rede compacta permite a instalação de até seis alimentadores nos postes, viabilizando a saída de vários alimentadores das subestações por uma mesma via.

De acordo com Severo (2016, p. 23)

A rede compacta é um sistema de distribuição de energia elétrica aéreo na qual a rede primária é constituída de três condutores cobertos por uma camada de polietileno reticulado (XLPE), sustentados por um cabo mensageiro de aço (com 9,5mm de diâmetro, de alta resistência), que sustenta espaçadores plásticos (polietileno de alta densidade (PEAD)), dotados de anéis ou laços poliméricos para amarração dos condutores e do mensageiro. Os espaçadores são instalados em intervalos de 8 a 10 m apoiando os condutores que ficam dispostos em um arranjo triangular compacto.

Entre outros materiais utilizados nesse sistema estão os isoladores de pino e ancoragem, equipamentos feitos com material polimérico sendo utilizados a fim de realizar o isolamento dos condutores da rede, juntamente com os espaçadores, braços suportes e para-raios responsáveis pela proteção contra descargas atmosféricas. Também se encaixam nesse grupo chaves blindadas para seccionamento e manobra da rede e transformadores com proteção interna contra curto-circuito (VELASCO, 2003).

A Figura 8 é mostrado o arranjo de uma rede convencional compacta.

Figura 8 – Rede convencional compacta.



Fonte: SEVERO (2016).

As principais vantagens da rede de distribuição compacta em comparação à rede aérea convencional são a grande redução nas taxas de falhas, resultando na diminuição das intervenções na rede, redução no DEC (duração equivalente de interrupções) e no FEC

(frequência equivalente de interrupções) e aumento da segurança para eletricitistas e o público em geral (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

2.3.3 Rede de distribuição aérea isolada

De acordo com Queiroz (2003), a rede aérea isolada abrange circuitos de média e baixa tensão. Nessa rede é utilizada uma configuração com três condutores isolados, blindados, trançados e reunidos envolta de um cabo mensageiro (neutro) de sustentação. Sendo assim, tornam-se necessários cabos multiplexados, ou seja, cabos que confinam o campo elétrico em seu interior utilizando camadas semicondutoras.

Segundo Ribeiro (2008), nessa rede os acessórios e condutores são blindados e totalmente isolados, trazendo uma redução de custos operacionais, pois apresenta baixa taxa de falhas e uma maior segurança contra contatos acidentais temporários ou permanentes com objetos aterrados.

As Figuras 9 e 10 mostram, respectivamente, uma rede de distribuição aérea isolada de baixa tensão e uma rede de distribuição aérea isolada de média tensão.

Figura 9 – Rede de distribuição aérea isolada de baixa tensão.



Fonte: Própria.

Figura 10 – Rede de distribuição aérea isolada de média tensão.



Fonte: Própria.

Nas redes isoladas o cabo mensageiro funciona como um elemento de proteção elétrica e de sustentação mecânica. Por serem muito caras, essa modalidade de rede é recomendada apenas para circunstâncias em que é a única solução como, por exemplo, em indústrias em que a aplicação de rede subterrânea é inviável e a rede convencional é perigosa (RIBEIRO, 2008).

2.4 Sistema da distribuição subterrânea

2.4.1 *Panorama mundial das redes de distribuição subterrâneas*

O rápido desenvolvimento e benefícios trazidos pelo transporte da energia foram acompanhados por diversos problemas, dentre eles, as redes elétricas construídas sobre postes de forma desordenada com seus equipamentos, fios, conectores, isoladores e transformadores passaram a serem vistos de outra forma pela sociedade (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

As redes de distribuição subterrânea de energia elétrica têm sua história confundida com a de seus componentes. A evolução dos materiais isolantes permitiu com que redes aéreas passassem para redes subterrâneas nos grandes centros urbanos ao redor do mundo (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

Segundo Azevedo (2010), em *Nova York*, durante a primeira metade do século 20, a maior parte dos sistemas de distribuição era aéreo. Porém, com a expansão dessa rede e o aumento constante dos cabos telefônicos e telegráficos, resultaram em grandes labirintos de cabos nas calçadas da cidade, gerando problemas e fazendo com que a configuração subterrânea se tornasse esteticamente desejável. Entretanto, apenas durante a Segunda Guerra Mundial, aconteceu uma grande evolução dos materiais plásticos aliado ao desenvolvimento dos primeiros transformadores para instalação sob ruas, o transformador de pedestal e as cabines metálicas instaladas ao nível do solo para abrigar possíveis equipamentos de seccionamento e proteção, isso trouxe diminuição do custo e aumento da confiabilidade, possibilitando a expansão das redes subterrâneas.

A Tabela 1, mostra, em ordem cronológica, alguns acontecimentos históricos preponderantes para o desenvolvimento das redes de distribuição subterrânea.

Tabela 1 – Acontecimentos históricos para redes subterrâneas

ANO	ACONTECIMENTO
1816	Começo do emprego de cabos isolados enterrados.
1879	Thomas Edison desenvolveu um sistema de iluminação em <i>Nova York</i> utilizando o sistema subterrâneo utilizando uma cobertura de junta untada em betume.
1872	Primeiros registros de cabos isolados com papel.
1880	A borracha vulcanizada passou a ser utilizada na distribuição de energia.
1884	Foi promulgada, pela Câmara de representantes do Estado de <i>Nova York</i> , uma lei ordenando a obrigatoriedade do enterramento de toda fiação de telégrafos, telefonia e energia elétrica.
1895	Início da utilização dos cabos de energia isolados com papel impregnado em óleo.
1897	Foi fabricado o primeiro cabo de 13 kV isolado em papel impregnado.
1902	O início das redes subterrâneas no Brasil começou por São Paulo num sistema radial operando em 2,2 kV.

Fonte: Própria.

Os norte-americanos, tinham como prática usar redes subterrâneas instaladas em dutos, em que esses interligavam caixas e poços, enquanto os europeus adotavam a prática de redes diretamente enterradas, sem a existência de dutos.

Por conta de sua alta densidade de carga, as redes subterrâneas eram projetadas com o secundário em malha, de tal forma que a falha em um transformador, ou em um alimentador, não provocava interrupção no fornecimento de energia. No Brasil, essa solução foi chamada de sistema reticulado (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

O sistema reticulado representa o estilo de rede subterrânea de maior confiabilidade e maior custo por quilômetro instalado, e teve grande expansão na primeira metade do século XX nos Estados Unidos. No Brasil, São Paulo e Rio de Janeiro são os estados com a maior extensão de redes subterrâneas com sistema reticulado, sendo eles influenciadores do sistema de distribuição adotados em outros estados com Brasília e Belo Horizonte, podendo ser

considerado, até o começo do século XXI, o sistema de distribuição subterrânea dominante no Brasil (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

O grande crescimento das redes subterrâneas ocorreu nas décadas de 1960 e 1970 nos Estados Unidos, devido à expansão de um sistema de condomínios residenciais em que as comunidades exigiam um sistema de distribuição mais apresentável visualmente dando origem à época dos chamados anos de ‘embelezamento’ (“*beautification*”) (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

Na Europa, países como a Holanda, já na década de 1970, optaram por sistemas baseados em cabos subterrâneos não só apenas pela sua segurança e confiabilidade, mas também por conta da menor ocupação de espaços e da possibilidade de reutilização deles. Em 1990, a Europa escolheu que sua expansão da distribuição de energia elétrica seria feita exclusivamente através de redes subterrâneas em praticamente todos seus países (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

A Europa apresenta uma taxa de crescimento das redes subterrâneas anual na ordem de 2% a 3%, enquanto nos Estados Unidos da América, a taxa de crescimento existente no investimento de redes subterrâneas tem sido crescente nos últimos anos, como por exemplo o ano de 2008, em que cerca de 27% do total de investimentos em todas instalações de distribuição foram referentes a redes subterrâneas (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

No Brasil, os números relacionados às redes subterrâneas são bem menos expressivos. Esses números começam a ter uma maior expressão ao se analisar os grandes centros econômicos no sudeste brasileiro representados pelo Rio de Janeiro, em que a Light chega a 11% de redes subterrâneas em relação ao total existente, e por São Paulo onde a Eletropaulo apresenta cerca de 7% da rede existente em extensão enterrada. No entanto, mais de 50 cidades no Brasil possuem um trecho de rua, praça ou local históricos com rede subterrânea instalada, além de condomínios residenciais que buscam a valorização do empreendimento através da instalação de redes subterrâneas (BRUNHEROTTO; OLIVEIRA, 2013).

O Brasil, apresentou em 2010, segundo dados dos relatórios de revisão tarifárias das concessionárias de energia, fornecidos pela ANEEL, a utilização das redes subterrâneas de distribuição subterrâneas de distribuição não chegava a 2% do total das redes urbanas de média e baixa tensão. Esses números podem ser verificados na Tabela 2 (NAKAGUISHI; HERMES, 2011).

Tabela 2 – Utilização das redes de distribuição no Brasil.

Tipo	MT (km)	%	BT (km)	%	MT+BT (km)	%
Aérea	293.625.860	98,15	488.724.430	98,63	782.350.290	98,45
Subterrânea	5.541.350	1,85	6.806.980	1,38	12.348.330	1,55
Total	299.167.210	100	495.531.410	100	794.698.620	100

Fonte: AZEVEDO (2010).

Os números na Tabela 2 têm como umas das causas a implementação normativa na ANEEL, em que as empresas de energia possuem um limite de aplicação em investimentos na rede quando analisados sob uma taxa de crescimento da região em estudo e horizonte de planejamento de sete anos, tudo isso sob pena de comprometer a premissa básica da garantia da modicidade tarifária (AZEVEDO, 2010).

Por fim, na Tabela 3 pode-se observar a porcentagem de redes subterrâneas em extensão em diversos países da Europa e nos Estados Unidos.

Tabela 3 – Porcentagens em extensão de redes subterrâneas em diversos países.

	<i>REDES SUBTERRÂNEAS EM EXTENSÃO</i>	
	<i>Baixa tensão</i>	<i>Média tensão</i>
Holanda*	100%	100%
Reino Unido*	81%	81%
Alemanha*	75%	60%
Dinamarca*	65%	59%
Bélgica*	44%	85%
Noruega*	38%	31%
Itália*	30%	35%
França*	27%	32%
Portugal*	19%	16%
Espanha*	17%	30%
Áustria*	15%	15%
Estados Unidos**		18%

* Sycabel: Associação francesa de fabricantes de cabos, 2000.
 ** Out of sight, out of mind, EEI: Edison Electrical Institute, 2009.

Fonte: BRUNHEROTTO; OLIVEIRA (2013).

2.4.2 *Vantagens e desvantagens das redes subterrâneas*

As redes de distribuição subterrâneas, também conhecidas por redes enterradas, apresentam vantagens e desvantagens em relação às redes aéreas. As principais vantagens são a maior continuidade de serviço, baixo custo de manutenção, melhoria do aspecto estético,

preservação histórica, maior segurança, evitam podas em árvores e estão protegidas de abalroamentos e descargas atmosféricas e são constituídas de cabos isolados. As desvantagens são o elevado custo de implantação, difícil localização de falhas e difícil execução de emendas e derivações.

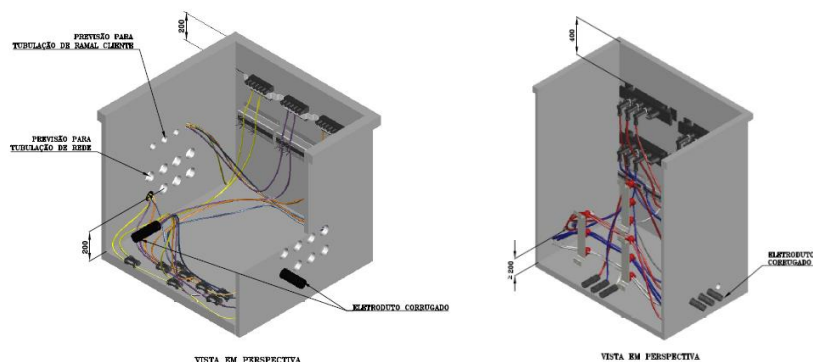
Apesar de suas desvantagens, a implantação de redes subterrâneas ainda é bastante cogitada pelos empreendedores de loteamentos de luxo e de administradores públicos. A implantação de redes subterrâneas em loteamentos, centros históricos e urbanos se deve principalmente pela questão estética. No entanto, o elevado preço do investimento inicial normalmente inviabiliza sua implantação. Para diminuir o custo, alguns investidores têm optado por redes mistas, onde a rede de média tensão e os pontos de transformação e proteção são aéreos e a rede de baixa tensão subterrânea, reduzindo em torno de 40% o investimento inicial em relação às redes subterrâneas com a média e baixa tensão enterradas e os transformadores de superfície, do tipo cabinados.

2.4.3 Elementos de uma rede de distribuição subterrânea

As redes subterrâneas são constituídas pelos seguintes elementos:

- Caixas de passagem ou de derivação: Devem ser fabricadas por blocos de concreto ou pré-moldadas e ter dimensões mínimas que permitam a instalação dos condutores, equipamentos e acessórios, respeitando suas características de aplicação e condições seguras de operação e manutenção das equipes de pessoal. A Figura 11 mostra modelos de caixas de média e baixa tensão.

Figura 11 – Caixas subterrâneas de baixa (esquerda) e média tensão (direita).



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014b).

- Eletrodutos: Estes podem ser do tipo rígidos de ferro galvanizado ou de PVC, ou do tipo corrugados de PEAD. Os rígidos são mais utilizados em instalações industriais, enquanto que os corrugados são mais utilizados em instalações de redes públicas. Os eletrodutos devem ser dimensionados para uma taxa de ocupação máxima de 40% de sua área transversal e devem ser instalados o mais retilíneo possível, a fim de evitar problemas quando forem instalar os condutores. A Figura 12 mostra alguns eletrodutos instalados em redes subterrâneas na fase de obras.

Figura 12 – Eletrodutos em redes subterrâneas.



Fonte: KANALEX (2013).

- Aduelas: A utilização de aduelas é recomendável quando se deseja ter vários serviços compartilhando a mesma galeria, tais como redes elétricas, telefonia e internet. As aduelas são de concreto pré-moldado e fabricadas em peças para serem montadas no local da obra, a fim de facilitar o transporte. No entanto, dificilmente são utilizadas por que as concessionárias de energia elétrica têm políticas de segurança que impedem o compartilhamento de suas instalações com as de outras empresas. A Figura 13 mostra a instalação de aduelas em uma obra de rede subterrânea.

Figura 13 – Aduelas.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

- **Condutores de baixa tensão:** Os condutores de baixa tensão utilizados em redes subterrâneas normalmente possuem isolamento para 1kV de compostos termoplásticos, como o policloreto de vinila (PVC). Estes cabos devem trabalhar a 70°C em regime permanente, a 100°C em regime de sobrecarga que não pode ser superior a 100 horas em 12 meses consecutivos e 500 horas durante a vida útil do cabo, e a 160°C em regime de curto circuito, que não pode ser superior a 5 segundos.
- **Condutores de média tensão:** Os condutores de média tensão utilizados em redes subterrâneas normalmente possuem isolamento mínimo para 1kV de compostos termofixos, como o etilenopropileno (EPR) e o polietileno reticulado (XLPE). Esses cabos devem trabalhar a 90°C em regime permanente, a 130°C em regime de sobrecarga, que não pode ser superior a 100 horas em 12 meses consecutivos e 500 horas durante a vida útil do cabo, e a 250°C em regime de curto circuito, que não pode ser superior a 5 segundos.
- **Acessórios de baixa tensão –** Os acessórios de baixa tensão mais utilizados atualmente são do tipo submersíveis, ou seja, suportam por um determinado período trabalhar submersos. Entre eles podemos citar os barramentos múltiplos blindados, as coberturas de conectores a base de gel, os conectores perfurantes do tipo submersíveis e as mantas isolantes. Vale ressaltar, que o limite térmico de isolamento é um fator determinante para a capacidade de condução de corrente de um cabo elétrico, ou seja, para uma mesma seção os condutores com isolamento termofixa possuem maior capacidade de condução do que um condutor com isolamento termoplástica.
- **Acessórios de média tensão –** Os acessórios de média tensão mais utilizados são do tipo desconectáveis e submersíveis, ou seja, além de poderem trabalhar submersos por determinados períodos, também podem ser operados abrindo e fechando circuitos com carga (load break) ou desenergizados (dead break).
- **Quadros de distribuição:** São quadros onde os circuitos de baixa e média tensão são distribuídos na entrada de média tensão ou logo na saída de baixa tensão dos transformadores. Os quadros de média tensão, possibilitam a continuidade dos circuitos após a derivação para alimentar os transformadores. Os quadros de baixa tensão possibilitam a redução da seção dos condutores, melhoram a proteção dos circuitos e a continuidade de serviço das unidades de consumo ligadas ao transformador.

2.4.4 Projeto de rede subterrânea

O projeto de uma rede subterrânea envolve as seguintes etapas:

Primeiramente, para realizar um projeto de rede subterrânea deve num primeiro momento confeccionar as plantas baixas com a definição das ruas, lotes e equipamentos necessários para o local em que será instalada a rede. Após a planta baixa, é necessário verificar se existem pontos de interferência para a instalação dessa rede como, por exemplo, sistema de água, esgoto ou gás.

Em seguida, deve ser escolhida uma topologia adequada ao estilo de carga alimentada pela rede subterrânea, sendo essas topologias citadas anteriormente no item 2.2 desse capítulo. Junto à topologia deve ser feita a especificação da locação dos transformadores de força na área do empreendimento, sendo essa locação o mais próximo possível da carga a ser alimentada. Após a locação, devem ser especificados e dimensionados os transformadores de força a serem utilizados.

Vale ressaltar que para dar início ao projeto da rede subterrânea é importante ter em mãos a documentação necessária para a aprovação da concessionária como a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART), o Atestado de Viabilidade Técnica (AVT), a planta do empreendimento aprovada pela prefeitura, licenças ambientais, etc.

Tomando como base a locação dos transformadores, deve-se especificar, dimensionar e locar as caixas de passagem e realizar a locação dos eletrodutos. Após isso, são dimensionados os condutores e os eletrodutos com dimensão suficiente para que os condutores não ocupem mais do que 40% da sua área interna.

Os recursos de manobra também devem ser especificados e dimensionados no projeto de uma rede de distribuição subterrânea.

Por fim, para um projeto de rede subterrânea deve ser estabelecido um padrão para as estruturas e equipamentos da rede, seguido do desenho desses padrões, memorial descritivo do projeto, um memorial de cálculo e a elaboração de orçamentos para materiais e mão de obra.

2.4.4.1 Critério de projeto: CP-004/2014

O critério de projeto CP-004/2014, elaborado pela Enel Distribuição Ceará em 2014, tem como objetivo, estabelecer os requisitos mínimos necessários para elaboração de projetos de redes de distribuição subterrânea de média e baixa tensão no sistema elétrico do

Ceará, bem como proporcionar agilidade na normalização de fornecimento em casos de falhas. (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014a).

Dentre suas referências normativas estão legislações, normas regulamentadoras, normas brasileiras, normas internacionais, padrões e especificação da própria Enel Distribuição Ceará e especificações corporativas (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014a).

Vale ressaltar que projetos especiais, como é o caso de redes subterrâneas, fogem ao padrão oficial estabelecido pela concessionária. Assim, o interessado em optar por projeto especial de sua responsabilidade, deve, junto à concessionária, solicitar um atestado de viabilidade técnica, a fim de observar a necessidade de obras no sistema elétrico, necessárias à ligação do empreendimento (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014a).

Apesar de algumas peculiaridades, a rede de distribuição subterrânea deve atender às mesmas características elétricas de operação da rede aérea. Na Tabela 4, pode-se observar as características do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará para redes subterrâneas (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014a).

Tabela 4 – Características para redes subterrâneas da Enel Distribuição Ceará.

Características	Coelce
Frequência	60Hz
Número de Fases	3
Classe de Agressividade Ambiental (NBR 6118)	NOTA 1
Categoria de Corrosividade da Atmosfera (NBR 14643)	NOTA 1
Sistema de Média Tensão (3 fios)	
- Tensão Nominal	13,8kV
- Tensão Máxima de Operação	15kV
- Nível Básico de Isolamento no Sistema de Distribuição	95kV
- Capacidade de Interrupção Simétrica dos Equipamentos de Disjunção	16kA
- Temperatura ambiente	35°C
- Profundidade de montagem	1m
- Distância horizontal entre fases	70mm +D ^{NOTA 2}
- Resistividade térmica do solo (Kelvin.metro/Watt)	1.0K.m/W
- Temperatura de operação	90°C
- Umidade relativa média (sem condensação)	80%
- Altitude	<1.000m
- Profundidade intermitente em água	<1,8m
Sistema de Baixa Tensão (4 fios)	
- Tensão do Sistema Trifásico	380V
- Tensão do Sistema Monofásico	220V
- Temperatura ambiente	40°C
- Profundidade de montagem	0,60m
- Distância entre fases	Condutores instalados na mesma tubulação
- Resistividade térmica do solo (Kelvin.metro/Watt)	1,0K.m/W
Temperatura de operação	90°C
- Umidade relativa média (sem condensação)	80%
NOTA 1: Indicado pela DT-042	
NOTA 2: Diâmetro da tubulação D	

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014a).

Além do que já foi apresentado, a CP-004/2014 também dispõe de outros itens interessantes como as recomendações básicas a serem tomadas para um projeto de rede subterrânea; o levantamento de dados para a elaboração do projeto; questão de obra civis para a implementação da rede e critérios para a obra elétrica. O critério também contempla o modelo o qual deve ser feito o projeto de rede subterrânea a ser entregue à concessionária para avaliação (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014a).

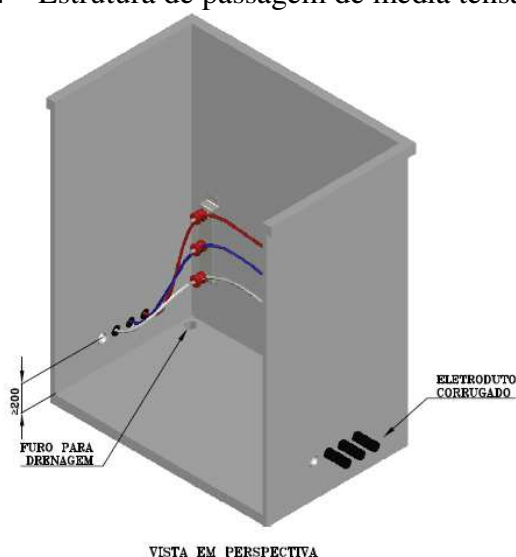
2.4.4.2 Padrão de estrutura: PE-037/2014

O padrão de estrutura PE-037 surge como complemento ao critério de projeto CP-004 comentado anteriormente. Ele tem como objetivos predefinir características básicas das estruturas utilizadas em projetos especiais das redes de distribuição subterrânea até a classe de 15kV, a fim de assegurar boas condições técnicas, econômicas, de segurança e qualidade no serviço de distribuição da energia elétrica (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014b).

Suas referências normativas são normas técnicas; normas brasileiras; normas internacionais; padrões da Enel Distribuição Ceará e normas corporativas (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014b).

O campo de aplicação desse padrão de estrutura é o mesmo do critério de projeto CP-004. Nele é possível verificar os materiais a serem utilizados com seus desenhos de referência e o comportamento esperado por eles, sendo esses equipamentos homologados pela Enel Distribuição Ceará e caso no projeto sejam previstas estruturas divergentes das predefinidas pela concessionária, essas devem ser submetidas à análise e aprovação da concessionária. A Figura 14 mostra um exemplo dos desenhos anexos a esse padrão de estrutura (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2014b).

Figura 14 – Estrutura de passagem de média tensão.



- NOTAS: 1 - DIMENSÕES EM mm, EXCETO ONDE INDICADO;
 2 - TODAS AS ABERTURAS PARA PASSAGEM DE CONDUTORES DEVEM SER VEDADAS DE FORMA A IMPOSSIBILITAR A PASSAGEM DE CALOR E ALASTRAMENTO DE CHAMAS E GASES;
 3 - OS CONDUTORES DEVEM SER FIXADOS NOS ISOLADORES ATRAVÉS DE ABRAÇADEIRAS CONFORME LISTA DE MATERIAL;
 4 - A CAIXA DEVE SER ASSENTADA EM UMA BASE DE BRITA DE, NO MÍNIMO, 200mm DE ALTURA;
 5 - A CAIXA DEVE SER DE CONCRETO, MAS PODE SER CONSTRUÍDA DE ALVENARIA COM BLOCO ESTRUTURAL DESDE QUE TENHA IMPERMEABILIZAÇÃO EM TODAS AS SUAS FACES EXTERNAS E SUA UTILIZAÇÃO DEVE SER JUSTIFICADA NO PROJETO. PARA ESTE CASO, A FIXAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E MATERIAIS NAS PAREDES DA CAIXA DEVE SER COM O CONJUNTO PARAFUSO + BUCHA DE NYLON M16 OU 5/8";
 6 - A ESCOTILHA DE VISITA DEVE ABRIR SEGUINDO O CAMINHAMENTO DA TUBULAÇÃO PRINCIPAL NA DIREÇÃO DA FONTE;
 7 - OS CONDUTORES DEVEM SER DISPOSTOS DE MANEIRA A NÃO TOCAR NO FUNDO DA CAIXA E NEM DEVEREM CRUZAR O CENTRO DA CAIXA PARA RESTRINGIR A ENTRADA PARA MANUTENÇÃO;
 8 - A IDENTIFICAÇÃO DOS CIRCUITOS (ORIGEM-DESTINO) DEVE SER CONFORME O PADRÃO COELCE;
 9 - FUNDO COM DECLIVIDADE EM DIREÇÃO AO DRENO;
 10 - CASO O LENÇOL FREÁTICO SEJA RASO, NÃO DEVE EXISTIR DRENO.

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014b).

2.5 Subestações de energia elétrica

Segundo Dualibe (1998), uma subestação (SE) corresponde a um conjunto equipamentos, sendo eles de manobra, transformação ou de compensação de reativos, responsáveis por direcionar o fluxo de energia elétrica no sistema elétrico de potência e fazendo possível a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos em que ocorreram as falhas.

As subestações são componentes fundamentais para a distribuição de energia elétrica, estando presentes em diversos pontos do sistema de potência com diferentes tamanhos, configurações e aparências dependendo de fatores como o nível de tensão na entrada e saída dela, a potência nominal, a finalidade e a área disponível para sua construção.

De forma geral, as principais formas de se classificar uma subestação são por meio de sua configuração, função e nível de tensão.

A configuração de uma subestação corresponde ao tipo de isolamento dos seus componentes condutores e sua proteção mecânica contra fatores que possam afetar no seu funcionamento ideal. As subestações aéreas são aquelas que ficam dispostas e abertas ao ambiente ao qual ela está inclusa. Já a subestação que está alheia ao clima e possíveis variações climáticas do ambiente em que se encontra, são chamadas de subestações abrigadas. Em situações em que parte de uma subestação é abrigada e outra ao tempo, essas são denominadas como subestações semi-abrigadas. Esses exemplos, apresentam estruturas de concreto e as partes vivas estão abertas ao ambiente. A Figura 15, exemplifica uma subestação aérea.

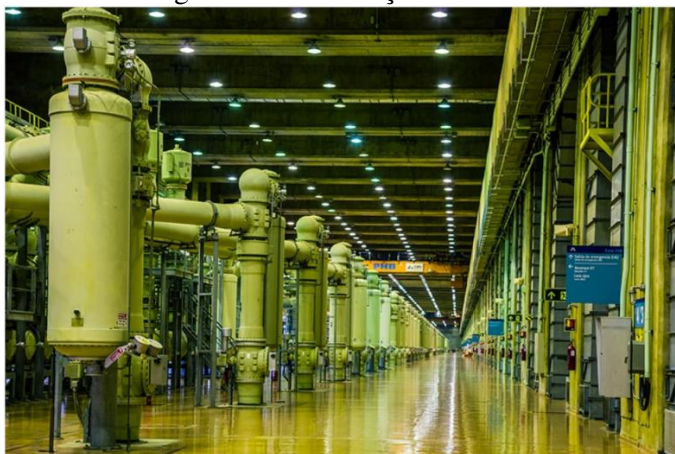
Figura 15 – Subestação aérea.



Fonte: Própria.

Diferentemente das subestações aéreas, as subestações blindadas são construídas em locais abrigados e seus equipamentos ficam totalmente imersos em óleo ou gás isolante. Também podem ser denominadas como subestações compactas, pois, quando comparadas às subestações aéreas, apresentam um menor espaço físico para implantação. Na Figura 16, pode-se ver o exemplo de uma subestação blindada.

Figura 16 – Subestação blindada.



Fonte: ITAIPU (2016).

Segundo Costa (2011) as subestações são classificadas quanto à função baseado em suas finalidades. Por exemplo, as subestações de transmissão e distribuição são subestações que têm finalidade de transportar a energia da geração até o seu consumidor, isso acontece através de elevações e rebaixamentos de tensão, respectivamente, a fim de minimizar as perdas e assim melhor viabilizar o comércio de energia elétrica. Além das subestações citadas anteriormente, é possível pontuar alguns outros tipos de subestações e suas respectivas finalidades:

- Subestação de manobra: Tem a função de inserir ou retirar partes do sistema no mesmo nível de tensão.
- Subestação reguladora: Tem como finalidade regular a tensão de um sistema por meio de equipamentos de compensação como reatores, capacitores e compensadores estáticos.
- Subestações conversoras: Tem como função converter a tensão de corrente alternada para corrente contínua e vice-versa.

Por fim, as subestações também podem ser classificadas quanto ao seu nível de transformação de tensão. A Tabela 5, estabelece a denominação dada a cada subestação de acordo com seu nível de tensão.

Tabela 5 – Classificação das subestações quanto ao nível de tensão.

DESCRIÇÃO	FAIXA DE TENSÃO
Baixa tensão	Abaixo de 1kV
Média tensão	Entre 1kV e 33kV
Alta tensão	Entre 33kV e 110kV
Extra alta tensão	Entre 110kV e 400kV
Ultra alta tensão	Acima de 400kV

Fonte: RAO (2009).

Vale ressaltar, que a denominação de uma subestação se dá de acordo com a maior classe de tensão envolvida na subestação. Por exemplo, uma subestação abaixadora de 13,8 kV para 380 V é denominada como uma subestação de 13,8 kV (subestação de média tensão) e uma subestação abaixadora de 69 kV para 13,8 kV é conhecida como uma subestação de 69 kV, no caso uma subestação de alta tensão da distribuição. Esses conhecimentos serão de extrema importância para o desenvolvimento do presente trabalho, visto que serão abordados diversos conceitos envolvendo subestação de média e alta tensão no decorrer dele.

2.5.1 Subestações distribuidoras de alta tensão

Subestações de alta tensão, como foi citado anteriormente, são subestações com faixa de tensão de acima de 33kV. Para nossos estudos, vamos considerar uma subestação de alta tensão como uma subestação transformadora abaixadora que converte classe de tensão de 72,5kV para 15kV, sendo esses os padrões de tensão para distribuição considerados pela Enel Distribuição Ceará.

2.5.1.1 Critério de projeto: CP-011/2013

O critério de projeto CP-011/2013 tem como objetivo definir e estabelecer as etapas e requisitos mínimos necessários para devida elaboração de projetos de subestações na classe de tensão 72,5-15 kV, a fim de oferecer aos consumidores uma boa qualidade de energia e serviço, dentro das exigências dos órgãos reguladores. Ele procura nortear os projetistas de subestações a fim de buscar as melhores soluções, otimizar os investimentos e garantir o fornecimento de energia elétrica com confiabilidade, qualidade e segurança no sistema elétrico de potência da Enel Distribuição Ceará. Vale ressaltar que esse critério segue outras referências normativas como, por exemplo, normas regulamentadoras, normas brasileiras, documentos técnicos da própria concessionária e especificações técnicas corporativas (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Nesse critério, é considerado que os projetos das subestações aéreas ou semi-abrigadas de 72,5-15 kV devem ser realizados aplicando em forma integrada critérios gerais relacionados à funcionalidade das instalações, qualidade do equipamento, preservação do meio ambiente, condições de trabalho, confiabilidade e custos (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Todos os equipamentos, materiais e dispositivos existentes nesse critério devem ser apropriados para clima tropical, atmosfera salina, expostos a ação direta dos raios solares e fortes chuvas, sendo necessário que eles resistam às condições da Tabela 6 (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a):

Tabela 6 – Condições ambientais para equipamentos CP-011/2013.

Condições Ambientais	
Altitude máxima (m)	1000
Temperatura mínima (°C)	+15
Temperatura máxima média (°C)	+25
Temperatura máxima (°C)	+40
Umidade relativa média (%)	>80
Pressão máxima do vento (N/m ²)	700
Nível de contaminação (ABNT IEC/TR 60815)	Muito alto (IV)
Nível de Salinidade (mg/cm ² dia)	> 0,3502
Radiação solar máxima (Wb/m ²)	1.000

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

Além de nortear em todas as etapas do projeto de uma subestação distribuidora de alta tensão, também está contido nesse critério de projeto as etapas de planejamento para uma subestação que deve permitir um desenvolvimento progressivo da demanda dentro da expectativa de crescimento da localidade a ser atendida pelo empreendimento. Essa etapa é realizada pela Área de Planejamento da Enel Distribuição Ceará, na qual deve dispor de informações como o levantamento de carga, a definição da potência da subestação de acordo com a carga demandada pela região a ser atendida, planos diretores governamentais e dos órgãos de meio ambiente para a região, previsão da taxa de crescimento da carga para eventuais expansões e a aquisição de plantas com as regionais (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

2.5.1.2 Equipamentos de uma subestação de distribuição

Uma subestação distribuidora de alta tensão é dotada de vários equipamentos os quais cada um possui sua função para o perfeito funcionamento do conjunto. Esses equipamentos podem estar montados na casa de comando como também no pátio da subestação.

Dentre os equipamentos que permanecem na casa de comando estão os Bancos de baterias e painéis que contêm retificadores, inversores, relés, medidores e outros itens que compõem a parcela de automação da subestação. Já os instalados no pátio são as entradas de linhas de distribuição em alta tensão, barramentos, para-raios, disjuntores, chaves

seccionadoras, transformadores de corrente, transformadores de força e outros que serão apresentados no decorrer da seção.

Podemos identificar 3 tipos de circuitos envolvendo os equipamentos de uma subestação distribuidora de alta tensão:

- **Circuito Principal:** Consiste no circuito responsável por entregar a potência nas entradas de linha com destino aos transformadores de força e por sequentemente às saídas de linha com uma tensão já reduzida.
- **Circuito de Medição, Proteção e Controle:** São cabos de controle em baixa tensão instaladas em canaletas que interligam os equipamentos presentes nos painéis da casa de comando aos que se encontram no pátio da subestação.
- **Circuito Auxiliar:** Esse é o circuito responsável pela alimentação da subestação como uma unidade consumidora, ou seja, é responsável desde a iluminação da subestação até a alimentação de retificadores e baterias que alimentam equipamentos de controle, comunicação e proteção em corrente contínua.

A) Linhas de distribuição em alta tensão

Dentro do projeto de subestações de alta tensão, o projeto de linhas de alta tensão é tão importante como os projetos elétrico e eletromecânico. Por conta das grandes extensões de linhas e dos postes de concreto de grandes dimensões, deve-se ter uma preocupação como o aspecto visual da obra frente ao meio ambiente para minimizar o impacto ambiental onde estão sendo instaladas.

De preferência, as linhas de distribuição de alta tensão (LDATs), devem ser instaladas em domínio público. Esses projetos devem ser realizados, aplicando de forma integrada, critérios gerais relacionados a funcionalidade das instalações, diferentes tecnologias, questões ambientais, condições de trabalho, confiabilidade e custos, cumprimento de normas e regulamentações existentes. É importante salientar as condições ambientais a que os equipamentos, materiais e acessórios devem resistir, presentes na Tabela 7 (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 7 – Condições ambientais para equipamentos das LDATs.

Característica	Coelce
Altitude Máxima (m)	1.000
Temperatura Mínima (°C)	+15
Temperatura Máxima (°C)	+40
Temperatura Máxima Média (°C)	+25
Media das Temperaturas Mínimas Diárias (°C)	+20
Umidade Relativa Média (%)	> 80
Pressão Máxima do Vento (N/m ²)	700
Velocidade Máxima do Vento (km/h)	110
Nível de Contaminação (ABNT IEC/TR 60815)	Muito Alto (IV)
Nível de Salinidade (mg/cm ² dia)	> 0,3502
Radiação Solar Máxima (wb/m ²)	1.000

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

B) Para-raios

São equipamentos utilizados para a proteção contra sobretensões promovidas por chaveamentos e descargas atmosféricas no sistema. Eles ficam normalmente localizados nas entradas de linha, saídas de linha e na extremidade de algumas barras de média tensão de subestações (LEÃO, 2015).

Segundo a NBR-5424, os para-raios podem ser divididos em classes. A classe de estação subdivide-se em serviço leve e pesado. Para serviço leve existem para-raios de 20 kA, 15 kA e 10 kA, já para serviços pesados, são utilizados para-raios de 10 kA. Para a classe de distribuição, existem para-raios de 5 kA séries A e B. Os para-raios de 10 kA são aplicados em subestações acima de 69 kV, pois asseguram melhores níveis de proteção. Já os para-raios de 5 kA série A são aplicados em sistemas de transmissão abaixo de 69 kV e por fim, os de série B são utilizados em transformadores de distribuição.

A Tabela 8 apresenta os para-raios que devem ser utilizados nos projetos de subestações de alta tensão da Enel Distribuição Ceará. O item 2 deve ser utilizado nas extremidades da barra de 15 kV e o item 3 projetado para a primeira estrutura na saída de alimentadores (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 8 –Para-raios.

Item	Descrição	Código
1	Para-raios, estação, 72 kV, 10 kA, NBI 325 KV	6771008
2	Para-raios, estação, 12 kV, 10 kA, NBI 110 KV	6771010
3	Para-raios, distribuição, 12 kV, 10 kA, NBI 110 KV	6771341

NOTA: As demais características destes equipamentos se encontram na Especificação Técnica da Coelce ET-155.

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

A Figura 17 ilustra para-raios existentes na parte superior da Subestação Cruz da Enel Distribuição Ceará.

Figura 17 – Para-raios.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

C) Chave seccionadora

São dispositivos de manobra que, em posição aberta, garantem a distância de isolamento requerida pelo nível de tensão presente no circuito da qual participa. Essas chaves não devem ser operadas em carga, mas sempre junto com um disjuntor associado a ela, ou seja, só se deve abrir a chave depois da abertura do disjuntor e, da mesma forma, ela só deve ser fechada antes do fechamento do disjuntor a montante no circuito. As chaves são instaladas de forma a possibilitar a isolação de um circuito da subestação para possíveis manutenções (COSTA, 2011).

Na Figura 18 pode-se observar chaves seccionadoras tripolares de 72,5 kV e corrente nominal de 800 A existentes na Subestação Jaguaruana da Enel Distribuição Ceará.

Figura 18 – Chaves seccionadoras tripolares.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Além de serem utilizadas em subestações, as chaves podem ser utilizadas em redes aéreas de distribuição com a finalidade de seccionar os alimentadores durante trabalhos de manutenção ou realizar manobras previstas pela operação. As chaves seccionadoras podem ser fabricadas monopolares como tripolares. No geral, essas chaves têm como principais funções manobrar circuitos; isolar qualquer equipamento em uma subestação e propiciar a transferência de carga (*by-pass*) de equipamentos (MAMEDE, 2013).

Para a Enel Distribuição Ceará, as chaves seccionadoras devem ter contatos auxiliares para indicação remota de sua posição. A Tabela 9 apresenta os tipos de chaves seccionadoras de alta tensão que devem ser utilizadas nos projetos de subestação da Enel Distribuição Ceará (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 9 – Chaves seccionadoras de alta tensão.

Item	Descrição	Código
1	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, com lâmina de terra	4544141
2	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771461
3	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal baixa, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771462
4	Secionador tripolar, 72,5 kV, 1250 A, NBI 325, 25 kA, montagem vertical, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771465
5	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, com lâmina de terra	6771466
6	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal alta, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771467
7	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem horizontal baixa, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771468
8	Secionador tripolar, 72,5 kV, 2000 A, NBI 325, 25 kA, montagem vertical, abertura central, comando manual, sem lâmina de terra	6771469

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

D) Barramento

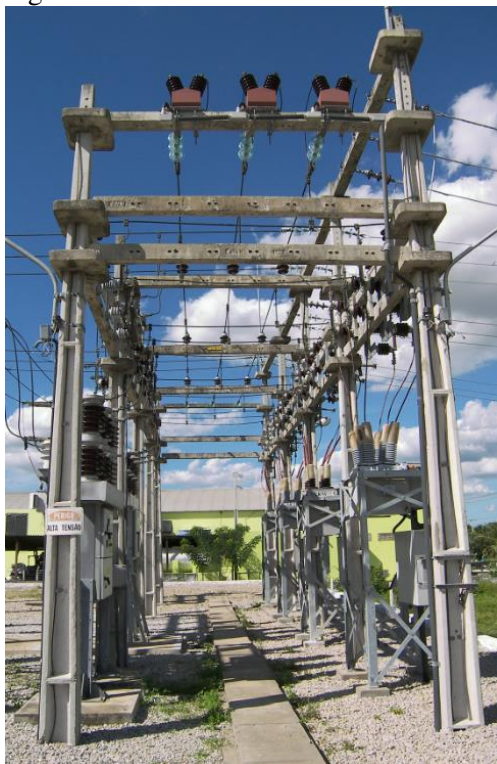
De acordo com Leão (2014, p. 17)

Os barramentos são condutores reforçados, geralmente sólidos e de impedância desprezível, que servem como centros comuns de coleta e redistribuição de corrente.

Os barramentos são os principais responsáveis pela redistribuição de energia dentro de uma subestação, através da redistribuição de potência em linhas de transmissão como também entre os equipamentos presente na própria subestação.

Na Figura 19 pode-se observar um barramento de média tensão (13,8 kV) de cobre 120 mm² existente na Subestação Jaguaruana da Enel Distribuição Ceará.

Figura 19 – Barramento de média tensão.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

E) Transformador de corrente (TC)

É o transformador cujo enrolamento primário é ligado em série com um circuito elétrico, e reproduz, em seu circuito secundário, uma corrente proporcional à do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida em uma posição definida, conhecida e adequada para uso em instrumentos de medição, controle ou proteção (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Na Figura 20 pode-se visualizar, em segundo plano, transformadores de corrente de alta tensão do fabricante ARTECHE utilizada na Subestação Papicu da Enel Distribuição Ceará.

Figura 20 – Transformador de corrente ARTECHE.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Esses equipamentos estão comumente associados a outros equipamentos da subestação, como transformadores de força, religadores e disjuntores, podendo estar acoplados na própria bucha do equipamento em questão, fornecendo valores de corrente para medidores e relés. Quanto à relação de transformação, numa subestação de alta-tensão o circuito secundário do transformador de corrente fornece valores na base de 5 A para a supervisão da carga na subestação.

F) Transformador de potencial (TP)

Esse equipamento possui funcionamento parecido com o TC, porém faz a conversão de potencial de um enrolamento primário, ligado em derivação com o circuito elétrico, para um circuito secundário que reproduz essa tensão proporcional a do circuito primário.

A Figura 21 mostra o transformador de potencial (TP) de média tensão, do fabricante HITACHI, presente na Subestação Papicu da Enel Distribuição Ceará.

Figura 21 – Transformador de potencial HITACHI.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Nas subestações da Enel Distribuição Ceará, os TPs são instalados nos barramentos de alta e média tensão a fim de captar os valores de tensão para relés e medidores, permitindo a rápida atuação dos equipamentos de proteção caso aconteça alguma anomalia nos valores adquiridos pelos transformadores de potencial.

G) Disjuntor

Os disjuntores são dispositivos capazes de abertura ou fechamento de contatos atendendo todos os pré-requisitos de manobra, sendo eles em condições normais ou anormais de operação. Além dos estados estacionários de aberto e fechado, existem o estado de fechamento (ligamento) e o de abertura (desligamento), em que, nos primeiros dois estágios (aberto/fechado) o disjuntor deve suportar a tensão e corrente nominal da linha, respectivamente, sem ultrapassar os limites de temperatura predefinidos, e nos estados de transição, a distância de isolamento entre os contatos devem suportar a tensão de operação, assim como sobretensões causadas por surtos de manobra.

Eles são de importância determinante no funcionamento de uma subestação, pois mesmo sendo normalmente instalados ao tempo, sendo sujeitos a condições climáticas variáveis e conduzindo corrente nominal continuamente por grandes períodos, os disjuntores devem estar sempre prontos para interromper correntes de curto-circuito seguindo às especificações do

fabricante. Por conta disso, é possível verificar que os disjuntores exigem uma confiabilidade total e controle de qualidade bem rigoroso.

Existem 4 principais tipos de disjuntores utilizados atualmente, cuja classificação se dá de acordo com o ambiente em que é extinto o arco elétrico promovido pela manobra do equipamento. Eles são os disjuntores a óleo, disjuntores a ar comprimido, disjuntores a gás SF₆ e disjuntores a vácuo.

- Disjuntores a óleo: São divididos em dois grupos, os disjuntores de grande volume de óleo (GVO) e os disjuntores de pequeno volume de óleo (PVO). O primeiro, suas fases ficam imersas em um único recipiente contendo óleo, que é usado para interrupção das correntes quando faz função de isolamento, enquanto o PVO é projetado com uma câmara de extinção com fluxo forçado sobre o arco, ou seja, aumenta a eficiência da interrupção de corrente (SUCKOW, 1990).
- Disjuntor a ar comprimido: Nesse a extinção do arco é obtida a partir da admissão do arco elétrico nas câmaras de ar comprimido que, soprando sobre a região entre os contatos móveis, faz com que o arco se resfrie e haja sua extinção. Tal operação, produz grande ruído causado pela exaustão do ar para a atmosfera (SUCKOW, 1990).
- Disjuntor a gás SF₆: Sua principal vantagem é o uso do gás hexafluoreto de enxofre que é um dos gases mais pesados conhecidos, sendo cinco vezes mais pesado que o ar e à pressão atmosférica. Esse gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. Tal rigidez dielétrica faz com que o gás tenha eficácia análoga a um óleo isolante de boa qualidade. Assim, essas propriedades determinam uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco elétrico (SUCKOW, 1990).
- Disjuntor a vácuo: Neles o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos dos disjuntores supracitados, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodos). Esse tipo de disjuntor é mais comumente utilizado na média e baixa tensão, sendo poucos os fabricantes que confeccionam esse equipamento para altas tensões (SUCKOW, 1990).

Para a Enel Distribuição Ceará, os disjuntores de alta e média tensão devem atender alguns critérios para a sua instalação em subestações, como comando tripolar; devem existir circuitos independentes para comando, sinalização e motor alimentados com tensão nominal de

125 V_{cc} e o disjuntor deve conter duas bobinas de abertura independentes com atuação simultâneas. Nas Tabelas 10 e 11, são apresentados os tipos de disjuntores de alta tensão (AT) e média tensão (MT), respectivamente, que devem ser utilizados nos projetos de subestações (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 10 – Disjuntores AT.

Item	Descrição	Código
1	Disjuntor tripolar 72,5 kV, 2000 A, 31,5 kA, NBI 325	6771180

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

Tabela 11 – Disjuntores MT.

Item	Descrição	Código
1	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 630A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6771383
2	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 630A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	4544126
3	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 1250A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6771339
4	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 1250A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	6773977
5	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	6773942
6	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 16 kA, NI 110 V, com TCs, com relé	6773978
7	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 25 kA, NI 110 V, com TCs, sem relé	4544078
8	Disjuntor tripolar, 15 kV, vácuo, 2000A, 25 kA, NBI 110kV, com TCs, com relé	6775611

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

Por fim, nas Figura 22 pode-se observar (à esquerda) um disjuntor SF₆ de AT do fabricante ALSTOM, de corrente nominal igual a 2000 A, pertencente à Subestação Água Fria da Enel Distribuição Ceará e um disjuntor a vácuo de MT (à direita) do fabricante ABB, de corrente nominal igual a 1250 A, localizado na Subestação Cruz, da Enel Distribuição Ceará.

Figura 22 – Disjuntores de AT e MT.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

H) Transformador de potência

Os transformadores de potência são utilizados para transferência de potência normalmente entre diferentes níveis de tensão.

Para a Enel Distribuição Ceará, os transformadores devem ser imersos em óleo, com enrolamentos de cobre e circulação natural de óleo com circulação natural de ar, *Oil Natural Air Natural* (ONAN), e circulação natural de óleo com circulação de ar forçada em dois estágios, *Oil Natural Air Forced* (ONAF1 e ONAF2), adequados para operar ao tempo. Já o sistema de preservação do óleo isolante deve ser mediante tanque conservador, o qual deve contar com uma proteção de relé Buchholz, ou seja, relé de controle de pressão de gás no equipamento (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Todos os transformadores devem possuir ventilação forçada, mediante ventiladores, com duas etapas de ventilação, cujo acionamento da ventilação é feito através de um equipamento capaz de monitorar a temperatura. Todos transformadores também devem possuir no enrolamento de alta tensão um Comutador de Derivação sob Carga (CDC) que deve ter seu próprio tanque conservador de óleo com proteções intrínsecas incorporadas (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Na Figura 23 podem ser observados dois transformadores de potência de alta tensão (69 kV - 13,8 kV) de 33,3 MVA, do fabricante SIEMENS, localizados na Subestação Água Fria da Enel Distribuição Ceará.

Figura 23 – Transformador de força SIEMENS.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Antes de instalação, devem ser conferidas as especificações dos transformadores como as tensões primária e secundária, potência nominal, número de fases, deslocamento angular, impedância percentual, etc.

As correntes máximas em nível de média tensão não devem superar valores de 2500 A, para isso, no lado de média tensão do transformador deve ser instalado um medidor, a fim de realizar medições operacionais, sendo esse medidor padronizado em critério de projeto. Na Tabela 12 são apresentados os tipos de transformadores de potência padronizados com suas respectivas características (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 12 – Transformadores de potência padronizados pela Enel Distribuição Ceará.

Item	Descrição	TC de Bucha AT e MT	Código
1	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 5/6,25/7,5 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825/66.000/65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/59.400/58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 7%	Relação de transformação de 200/400/600/800-5 A, classe de exatidão 50VA 10P20 (10B200)	4544202
2	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 10/12,5/15 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825/66.000/65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/59.400/58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 7%	Relação de transformação de 400/600/800/1200-5 A, classe de exatidão 50VA 10P20 (10B200)	4544204
3	Transformador de potência, tensão nominal 69,3-13,8 kV, potência 20/26,6/33,2 MVA, regulação 65175+8x850V-8x850V (71.775/70.950/70.125/69.300/68.475/67.650/66.825 /66.000 /65.175/64.350/63.525/62.700/61.875/61.050/60.225/ 59.400/ 58.575V) com comutador sob carga, impedância percentual 13%	Relação de transformação do TC de AT de 400/600/800/1200-5A e TCs de MT com relação de transformação 800/1200/1600/2000-5 A, classe de exatidão 100VA 10P20 (10B400)	4544186

NOTA: Transformadores sem Comutador de Derivação sob Carga podem ser remanejados de subestações existentes e utilizados em subestações novas. Nestes casos deve ser utilizado banco de regulador conforme estrutura definida no padrão de subestação PS-052.

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

I) Relé

Consistem em dispositivos com a função de promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, quando este sofre um curto-circuito, ou começa a operar de maneira anormal, podendo interferir na correta operação do resto do sistema. Sua principal função é gerar o sinal de abertura (*trip*), ou seja, um sinal elétrico enviado pelo relé de proteção para a abertura de um dispositivo de disjunção (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Os relés, comumente, ficam confinados em painéis de controle e automação dentro da casa de comando da subestação, juntamente com banco de baterias, quadro de serviço auxiliar de corrente contínua (QSA-CC), quadro de serviço auxiliar de corrente alternada (QSA-CA) e medidores. Também é possível encontrar situações em que os relés se encontram em

campo juntamente com os equipamentos a ele associados, como religadores de saída de linha em média tensão, por exemplo.

Atualmente, a denominação “relé” está sendo substituída por conta que esses foram criados para atuar de forma eletromecânica e, atualmente, são dispositivos elétricos com comando digital além do crescente acúmulo de funcionalidades presentes no equipamento, sendo eles comumente chamados de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (no inglês *Intelligent Electronic Devices*) (IEDs).

Segundo Santos (2008), os IEDs consistem em unidades multifuncionais para a proteção, automação, controle, medição e monitoramento dos sistemas elétricos, permitindo a concepção de lógicas de intertravamento e bloqueio, ou seja, funcionalidades em uma única caixa ou funcionalidades em dispositivos diferentes, sendo que, cada IED traz possibilidade de expansão do seu sistema de proteção.

J) Medidor

São equipamentos utilizados para fazer medições operacionais na subestação. Normalmente encontram-se em cubículos de medição na casa de comando, realizando leituras de saídas de transformadores de força e de alimentadores da subestação.

Na Figura 24 pode-se observar um painel de medição com 4 medidores modelo SAGA 1000, do fabricante LANDIS GYR, utilizados na Subestação Jaguaruana da Enel Distribuição Ceará.

Figura 24 – Painel de medidores.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

K) Banco de capacitores

Os bancos de capacitores são responsáveis pela compensação de energia reativa. Na distribuidora, essa compensação é realizada na barra de média tensão com bancos com valores de potência e tensão apropriados para o nível de tensão da barra e a potência do transformador correspondente.

Para a Enel Distribuição Ceará, devem ser consideradas potências reativas de 100 kvar ou 200 kvar como valores para os elementos condensadores, sendo que, para bancos de capacitores de 1,8 Mvar e 3,6 Mvar devem ser fornecidos capacitores de 100 kvar e para bancos de 7,2 Mvar, capacitores de 200 kvar. A Tabela 13, mostra os bancos de capacitores padronizados pela Enel Distribuição Ceará (ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2013a).

Tabela 13 – Bancos de capacitor padronizados pela Enel Distribuição Ceará.

Item	Descrição	Código
1	Banco capacitor, 15 kV, 1,8 MVAR, NBI 110 kV, completo	6775631
2	Banco capacitor, 15 kV, 3,6 MVAR, NBI 110 kV, completo	6775632
3	Banco capacitor, 15 kV, 7,2 MVAR, NBI 110 kV, completo	6803557

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2013a).

A Figura 25 mostra um banco de capacitores do fabricante ABB de potência reativa igual a 3,6 Mvar, existente na Subestação Água Fria da Enel Distribuição Ceará.

Figura 25 – Banco de capacitores ABB.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

L) Religador

Consiste em um equipamento que religa após uma abertura, restaurando a continuidade do circuito em caso de faltas temporárias, como descargas atmosféricas, ou interrompendo o circuito no caso de falta permanente. Seu princípio de funcionamento consiste basicamente em operar quando detecta correntes de curto-circuito, deligando e religando automaticamente o circuito em um número pré-estabelecido de vezes (LEÃO, 2014).

Para uma subestação distribuidora de alta tensão, o disjuntor possui a função de religamento, e fica sempre na saída de algum alimentador da subestação.

Na Figura 26 é mostrado um religador de corrente nominal 800 A, do fabricante COOPER, localizado na Subestação Papicu da Enel Distribuição Ceará.

Figura 26 – Religador COOPER.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

M) Transformador de serviços auxiliares (TSA)

Consiste no transformador de potência responsável pela alimentação dos serviços auxiliares da subestação, como a alimentação da casa de comando e da iluminação da SE.

A Figura 27 mostra o transformador de serviços auxiliares do fabricante ITB (13,8 kV – 380/220 V) de 75kVA, pertencente a Subestação Cruz da Enel Distribuição Ceará.

Figura 27 – Transformador de serviços auxiliares ITB.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

2.5.2 Subestações subterrâneas de média tensão

As subestações de média tensão para redes subterrâneas, também conhecidas como centros de transformação, compreendem equipamentos ou estruturas em que a tensão de fornecimento 13,8kV é rebaixada para valores de atendimento aos clientes de baixa tensão, normalmente em 380/220V ou 220/127V. Os centros de transformação podem ser do tipo aéreos (para redes mistas), de superfície ou subterrâneos.

- Centros de transformação aéreos: Nestes centros são utilizados postes com transformadores convencionais, fabricados com seus enrolamentos imersos em óleo isolante mineral ou sintético. Esse tipo de centro de transformação tem baixo custo de implantação em relação aos outros centros de transformação, mas são mais passíveis de falhas por condições climáticas, salinidade, vegetação, abaloamentos e vandalismo. A proteção do lado primário é feita por chaves fusíveis unipolares e a proteção secundária é feita por caixas de proteção com disjuntores termomagnéticos ou fusíveis NH. A rede de média tensão sobe isolada pela estrutura, passa pelo transformador e desce novamente já em baixa tensão para seguir o caminho até o consumidor. A Figura 28 mostra um centro de transformação aéreo.

Figura 28 – Centro de transformação aéreo.



Fonte: Própria.

- Centros de transformação de superfície: Esse tem como principal representante os transformadores pedestais (pad-mounted), que são cabinados e podem ser instalados em lugares públicos sem muita agressão estética. Seus enrolamentos são imersos em óleo isolante ou sintético e possuem na proteção primária fusíveis de expulsão tipo baioneta. A proteção secundária é feita em quadros com fusíveis NH ou disjuntores termomagnéticos, que podem ser anexados à cabine do transformador ou em quadros pedestais independentes, conhecidos como QDP. Os centros de transformação de superfície podem ainda ter seus transformadores instalados em cubículos pré-moldados em argamassa especial com painéis de proteção, medição, seccionamento e de transição, todos com isolamento a gás hexafluoreto de enxofre SF₆. Apesar de ter um custo de implantação superior aos centros aéreos, este tipo de centro de transformação vem sendo adotado pelos clientes atendidos em média tensão, por conta da rapidez e espaço reduzido para instalação. A Figura 29 mostra um centro de transformação de superfície tipo pedestal e a Figura 30 um centro de transformação de superfície dentro de um cubículo.

Figura 29 – Transformador pedestal.



Fonte: ROMAGNOLE (2015).

Figura 30 – Transformador em cubículo.



Fonte: GOOGLE EARTH (2018).

- Centros de transformação subterrânea: Esse modelo, também conhecidos como câmaras de transformação subterrâneas, são constituídos de transformadores, chaves de manobra e proteção, conexões desconectáveis e barramentos, tudo submersível. Essas câmaras de transformação têm um elevado custo de implantação em relação às outras e normalmente são instaladas em locais onde as redes convencionais não atendem o elevado índice de confiabilidade que a região exige, ou seja, com elevada densidade de carga, a partir de 8 MVA/km². A Figura 31 mostra um centro de transformação subterrâneo da concessionária CEMIG.

Figura 31 – Câmera subterrânea CEMIG.



Fonte: CEMIG (2018).

2.6 Indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica

Juntamente com o crescimento da distribuição de energia elétrica, o conceito de qualidade de energia foi sofrendo alterações impulsionadas pela conscientização dos consumidores de seus direitos. O aumento gradativo da importância da energia elétrica no cotidiano fez com que os consumidores não se contentassem em receber um suprimento com variações de tensão e interrupções, passando a se preocupar com a continuidade do serviço. Em 1978, devido à necessidade de uma regulamentação, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) editou as Portarias nº 046 e 047, inserindo dois indicadores de caráter coletivo, sendo eles a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) (BARRETO, 2010).

A partir de 1996, foi concedida à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a responsabilidade por regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica no Brasil. Dessa forma, a ANEEL passou a analisar rigorosamente o desempenho das concessionárias quanto à continuidade do serviço prestado de energia elétrica e vem impondo, de forma gradativa, maiores níveis para os índices de confiabilidade (ANEEL, 2015).

Dessa forma, os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados periodicamente à ANEEL para a verificação da continuidade do serviço prestado, representando o tempo e a frequência com que as unidades consumidoras ficaram sem energia em um determinado período, permitindo que a ANEEL avalie a continuidade da energia oferecida aos consumidores de todo o país (ANEEL, 2015).

Para calcular o DEC e o FEC, é necessário calcular primeiramente os indicadores individuais de cada conjunto: a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) e a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC), respectivamente por:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t_i, \quad (2.1)$$

$$FIC = n, \quad (2.2)$$

sendo, no período de apuração, i ($i= 1, 2, \dots n$) o índice da i -ésima interrupção no fornecimento de energia para o consumidor considerado; e t_1 o tempo de duração em horas para esse i -ésima interrupção (ANEEL, 2015).

O procedimento para o cálculo do DEC e do FEC, é realizado pelas Equações 2.3 e 2.4, respectivamente:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} DIC(j)}{C_c}, \quad (2.3)$$

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{C_c} FIC(j)}{C_c}, \quad (2.4)$$

sendo, no período de apuração, j ($j= 1, 2, \dots n$) o índice da j -ésima unidade consumidora atendida em baixa ou média tensão faturada para o conjunto; e C_c é o número total de consumidores faturados para o conjunto (ANEEL, 2015).

Ao analisar as Equações 2.3 e 2.4, é possível concluir que quanto maior o DEC maior é a demora de uma manutenção corretiva para o reestabelecimento do sistema de fornecimento de energia. Essa demora é geralmente causada por uma falta de estrutura operacional ou por dificuldades relacionadas à especificação do tipo de linha envolvido no problema. Já quanto ao FEC, é possível concluir que quanto maior o seu valor, pior é a qualidade da rede, já que indica uma abrangência em recorrentes interrupções no fornecimento de energia aos consumidores (RIBEIRO,2008).

A ANEEL, além de avaliar os indicadores de continuidade, também estabelece as metas para cada uma das concessionárias. Essas metas são redefinidas no período de revisão tarifária (BERNARDO, 2013).

As concessionárias devem manter um padrão de continuidade e, para isso, são impostos limites para os indicadores coletivos de continuidade. Através da análise periódica, quando os valores limites para os indicadores de continuidade impostos são ultrapassados, a concessionária deve compensar financeiramente o consumidor, na forma de crédito automático em sua fatura, em um prazo de até 2 meses após o mês da apuração dos indicadores (ANEEL, 2016).

A fim de melhorar os indicadores de continuidade de um conjunto de consumidores, deve-se conhecer bem as causas das falhas. Tal investigação, pode demandar investimentos das concessionárias de energia, de modo que sejam direcionados recursos para projetos com o objetivos de minimizar a recorrência de interrupções no sistema.

Segundo Tronchoni (2008), se deve considerar como causa de um desligamento o motivo primário que causou a interrupção do fornecimento de energia elétrica, pois as consequências originadas dessa raiz podem disfarçar o verdadeiro motivo causador da interrupção, sendo assim, esse conceito é bem importante a fim de se fazer uma ação preventiva eficaz.

Segundo a ANEEL (2016), na apuração dos indicadores DEC e FEC, deve-se considerar todas as interrupções, admitidas as exceções: falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiro; interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora dele; interrupção em situações de emergência; suspensão por inadimplência do consumidor ou por uma deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora, sendo que essa deficiência não provoque uma interrupção em instalações de terceiros; interrupções vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União; interrupções ocorridas em dias críticos e oriundas de atuação de um esquema regional para alívio de carga, e estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Tais interrupções são admitidas pois as concessionárias não possuem controle sobre elas, mas, elas podem e devem estar sempre atentas a essas ocorrências, utilizando mecanismos capazes de monitorar falhas e mensurar seus impactos no sistema elétrico. O acompanhamento da qualidade de serviço está embasado na premissa de que um sistema de distribuição de energia elétrica tem como objetivos primordiais a confiabilidade, a eficiência no fornecimento de energia e a segurança do sistema de distribuição elétrica (LIMA, 2012).

2.7 Considerações finais

Nesse capítulo, foram apresentados o embasamento teórico sobre o sistema elétrico de distribuição necessário para a compreensão do trabalho.

Foram mostradas diversas topologias de rede que podem ser utilizadas para um novo projeto de rede aérea ou subterrânea. As diferentes formas de se distribuir energia por circuitos aéreos foram apresentadas. Sobre as redes subterrâneas, foi apresentado um panorama mundial e brasileiro sobre redes subterrâneas, suas características, os equipamentos que compõem a rede, os procedimentos a serem seguidos para sua instalação e os documentos com critérios de projeto e padrão de estruturas da categoria de projeto considerada como especial.

Foram apresentados os componentes relevantes de uma subestação distribuidora de alta tensão, com suas padronizações e critério de projeto confeccionado pela concessionária local. Quanto às subestações de média tensão para redes subterrâneas, foram mostrados os principais centros de transformação utilizados.

Por fim, foram apresentados os indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica, que tem como objetivo estabelecer os padrões de qualidade da energia elétrica oferecida pela concessionária.

Dessa forma, o conhecimento teórico necessário para prosseguir com o desenvolvimento do trabalho foi apresentada nesse capítulo.

3 REDE ATUAL DA VILA DE JERICOACOARA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a atual situação da rede subterrânea de distribuição de energia elétrica da Vila de Jericoacoara, com enfoque nos aspectos que carecem de manutenção. A partir dessa apresentação, será possível comprovar que o investimento proposto pela concessionária, realmente se faz necessário, a fim de proporcionar uma rede mais confiável e segura, respeitando o máximo possível o meio ambiente.

3.1 Vila de Jericoacoara

Jericoacoara é conhecida como umas das praias mais bonitas do mundo, sendo assim motivo de grande atração turística ao litoral nordestino brasileiro. A cidade de Jijoca de Jericoacoara, possui uma população estimada de 19.510 pessoas e uma densidade demográfica aproximada de 83,02 habitantes/km² (IBGE,2017).

Seu ambiente paradisíaco é capaz de disponibilizar locais e paisagens que proporcionam aos seus visitantes uma grande aproximação com a natureza. Exemplo desses destinos turísticos são a Duna do Pôr do Sol, a Praia de Jericoacoara, a Praia do Mangue Seco e por fim a pedra furada, um dos maiores cartões postais da Vila de Jericoacoara, mostrada na Figura 32.

Figura 32 – Pedra furada de Jericoacoara.



Fonte: RENATO GRIMM (2012).

Jericoacoara começou a ser mais povoada a partir dos anos de 1990, após o início da atividade turística. O interesse turístico captou um aumento da população, a incorporação de novos empreendedores turísticos, e a fixação da população nativa devido ao retorno de familiares para o local. O aumento populacional é reforçado pela população flutuante nas temporadas de alta estação que ocorrem nos meses de dezembro, janeiro, fevereiro, junho e julho (período de férias no Brasil) e outubro e novembro (período de férias na Europa). A região de Jericoacoara é o destino de muitos viajantes na época do ano novo, por conta de eventos e grandes espetáculos proporcionados pela natureza.

Juntamente ao turismo, o crescimento vegetativo associado ao fluxo de migrantes causa uma pressão sobre o ambiente natural, chegando a extrapolar os limites iniciais de ocupação do território e, dessa maneira, causando problemas relacionados à natureza da região, a qual busca ser a menos modificada possível pelo ser humano.

Por ser inicialmente uma APA (1984), se tornado posteriormente um Parque Nacional (2002), a rede elétrica se restringe a uma rede subterrânea que alimenta toda a vila, não havendo iluminação pública nas ruas, para dar ênfase à luz das estrelas e da lua.

Tendo em vista que essa rede entrou em operação no começo do ano de 1998 e desde então vem operando com o aumento de demanda devido ao constante crescimento do turismo, a modernização da estrutura hoteleira e do comércio local, bem como ao aumento da população fixa na Vila de Jericoacoara, o sistema da distribuição de energia elétrica vem sofrendo com frequentes interrupções e oscilações de tensão, decorrentes do desgaste natural e de intervenções inadequadas, que culminam em baixa qualidade na prestação de serviço e prejuízos financeiros. Além desses fatores técnicos, fatores como a salinidade do ar, as chuvas torrenciais que acontecem no inverno e a característica arenosa do solo causam uma deterioração ao longo do tempo das estruturas da rede subterrânea, causando assim, precariedade à qualidade do serviço de suprimento de eletricidade para a Vila de Jericoacoara.

A interrupção do fornecimento acaba trazendo prejuízos para todos os segmentos da sociedade:

- Os turistas: Estes buscam o destino de Jericoacoara a fim de obter uma experiência de relaxamento e acabam passando por situação indesejável, o que pode impactar na decisão de retorno do visitante ou a não recomendação para conhecidos, prejudicando assim, a principal fonte de renda da cidade, o turismo.
- Os prestadores de serviço na vila: Além das residências e dos pequenos empreendimentos que ficam sem energia, os impactos nos grandes hotéis, que procuram proporcionar um serviço de qualidade a seus hóspedes, são enormes. Os

empreendedores da vila precisam ter sempre à disposição um gerador de energia elétrica para suprir a sua carga, ou parte dela, em caso de interrupção do fornecimento.

- A concessionária de energia elétrica: A interrupção de fornecimento afeta os indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica, que caso ultrapassem os valores limite preestabelecidos pelo órgão fiscalizador, resulta em multas para a concessionária.

3.2 Aspectos técnicos

3.2.1 Configuração da rede

Atualmente, a rede da Vila de Jericoacoara é alimentada pelo alimentador CRZ01P2 proveniente da Subestação Cruz (SED-CRZ), localizada no município de Cruz no estado do Ceará, pertencente a Enel Distribuição Ceará.

O alimentador percorre o trajeto de Cruz até a Vila de Jericoacoara, alimentando outras cargas nesse percurso. A Figura 33 mostra o traçado do alimentador CRZ01P2 retirado do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Figura 33 – Alimentador 01P2 da subestação Cruz.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Na Figura 33, pode-se observar que na parte costeira da região, aparece um grande trecho ligando a cidade de Cruz à Vila de Jericoacoara, esse trecho é constituído por 10,7 km de rede aérea em dois circuitos série, um com cabo de cobre nu 35 mm² e outro em cabo de cobre nu 25 mm² sendo eles pertencentes ao mesmo alimentador. Esse trecho aéreo é susceptível a falhas, visto que, a rede em cabo nu fica exposta a diferentes condições climáticas; se encontra em um ambiente irregular, por se tratar muitas vezes de dunas móveis, e por estar em área litorânea, sofrendo ação da maresia presente no local.

Esse circuito transporta energia elétrica em média tensão (13,8 kV) até um cubículo localizado na entrada da Vila de Jericoacoara, cubículo este chamado de Castelo. Dentro do Castelo, existem duas chaves seccionadoras tripolares manuais que dividem o circuito de média tensão da Vila de Jericoacoara em duas partes. A Figura 34 mostra o Castelo e a entrada de linha em média tensão.

Figura 34 – Entrada de média tensão no Castelo.



Fonte: GOOGLE EARTH (2018).

A partir do cubículo de seccionamento, conhecido como “Castelo”, o circuito principal da cidade de Jericoacoara se divide em dois circuitos subterrâneos, um circuito para a cidade velha e outro para a cidade nova, com uma chave seccionadora na saída de cada circuito. A rede de média tensão da Vila de Jericoacoara pode ser melhor vista no Anexo 1.

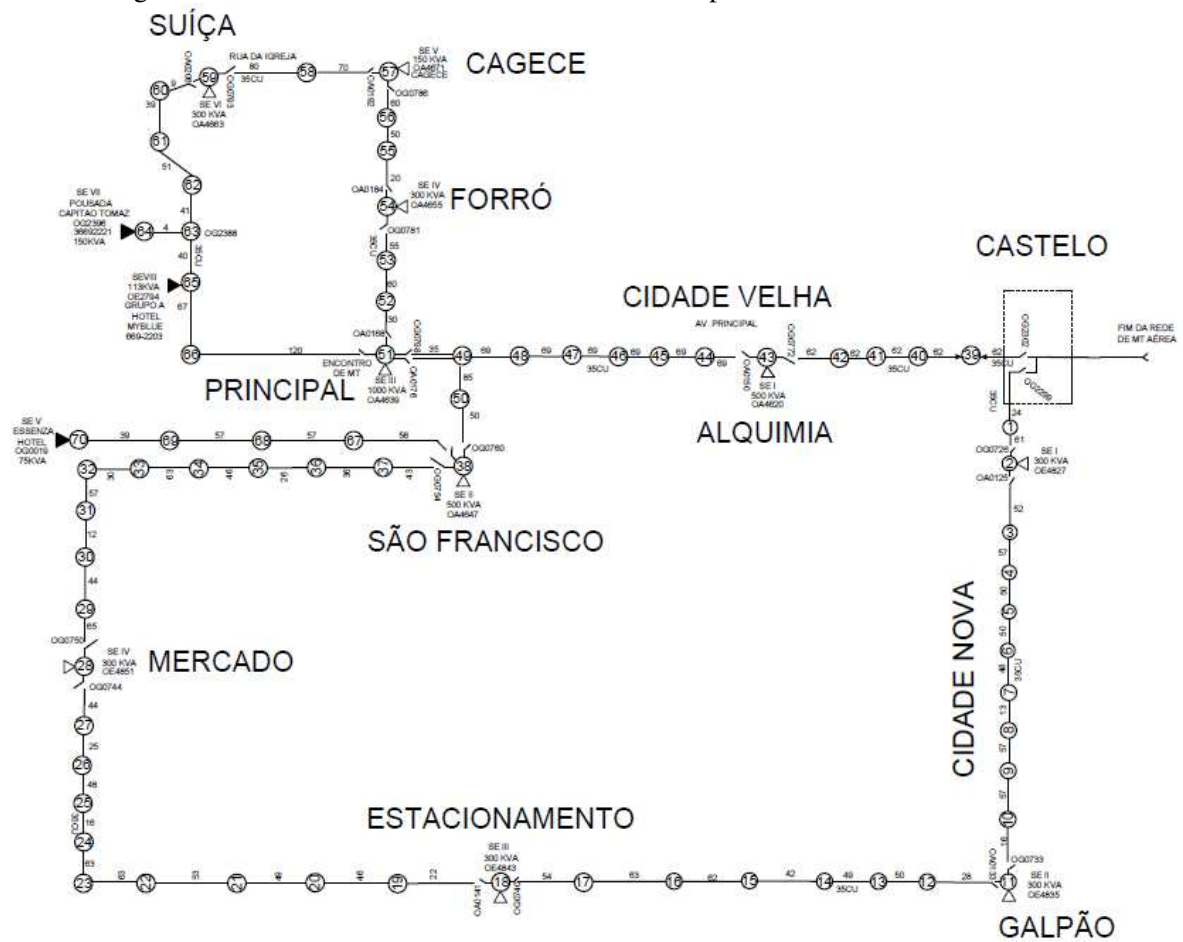
O circuito da cidade velha tem menor carga e apresenta maiores tendências de crescimento, visto que, em sua região se encontra a área de maior turismo da região: a rua principal da Vila de Jericoacoara e uma forte demanda por empreendimentos, como os 2 existentes atendidos em média tensão. O circuito da cidade velha é construído com cabo de

cobre isolado de 25 mm² e possui 8 subestações, sendo 2 delas particulares, dos empreendimentos MyBlue Hotel e Pousada Capitão Thomaz. Por força do crescimento da demanda e necessidade de adaptações na rede, as subestações 2 e 3 da cidade velha encontram-se normalmente alimentadas pelo circuito da cidade nova. O traçado da linha da cidade velha pode ser visualizado no Anexo 2.

O circuito da cidade nova é o que apresenta maior carregamento, apesar de ser uma região da cidade que não demanda grande quantidade de energia elétrica, porém, alimenta duas subestações da cidade velha (SE 2 e SE 3). Esse circuito de região periférica é construído com cabo de cobre isolado de 35 mm² e possui 5 subestações, sendo uma exclusiva para o cliente Essenza Hotel. O traçado da rede de média tensão para a cidade nova pode ser visualizado no Anexo 3.

Quanto a topologia da rede, após as chaves seccionadoras existentes no Castelo, esta só apresenta equipamentos de disjunção (chaves) nas extremidades das subestações que ficam em cubículos que abrigam um transformador de força e um quadro de distribuição, no trajeto da cidade. Dentre as subestações, somente duas, a SE III e a SE II ambas da cidade velha apresentam chaves ao longo de seus alimentadores. A SE III apresenta quatro chaves, sendo duas delas normalmente abertas (NA) (OA0168 e OA0176) e outras duas, normalmente fechadas (NF) (OG2021 e OG0798). Essas chaves representam o principal recurso de recomposição entre os 2 circuitos da cidade. A SE II possui 3 chaves, sendo uma para o ramal que alimenta a subestação do Essenza Hotel, as quais fogem ao padrão de dois terminais desconectáveis instalados nas extremidades das caixas de passagem. A Figura 35 e a Figura 36 mostram, respectivamente, um diagrama simplificado da rede de média tensão da Vila de Jericoacoara e um exemplo de cubículo que abriga as subestações.

Figura 35 – Rede subterrânea em média tensão simplificada da Vila de Jericoacoara.



Fonte: Própria

Figura 36 – Cubículo da subestação 1 da cidade velha.



Fonte: GOOGLE EARTH (2018).

Observando a Figura 35, é possível verificar que a vila de Jericoacoara possui 70 caixas de média tensão distribuídas sobre, aproximadamente, 3,4 km de rede, sendo 1,354 km na cidade velha e 2,034 km da cidade nova. Em Jericoacoara, cada subestação é conhecida de acordo com a região da cidade em que ela se encontra, como mostrado na Tabela 14.

Tabela 14 –Subestações da Vila de Jericoacoara.

SUBESTAÇÃO	CONHECIDA COMO
SE I CIDADE VELHA	ALQUIMIA
SE II CIDADE VELHA	SÃO FRANCISCO
SE III CIDADE VELHA	AVENIDA PRINCIPAL
SE IV CIDADE VELHA	FORRÓ
SE V CIDADE VELHA	CAGECE
SE VI CIDADE VELHA	SUIÇA
SE VII CIDADE VELHA	CAPITÃO THOMAZ
SE VIII CIDADE VELHA	MYBLUE
SE I CIDADE NOVA	CIDADE NOVA
SE II CIDADE NOVA	GALPÃO
SE III CIDADE NOVA	ESTACIONAMENTO
SE VI CIDADE NOVA	MERCADO
SE V CIDADE NOVA	ESSENZA

Fonte: Própria.

Nessas subestações, a rede de média tensão chega subterrânea e é conectada aos transformadores de força que se encontram ao nível do solo e volta aos dutos de rede subterrânea que continua seu percurso alimentando todas as outras subestações. Ao sair do transformador de força, o circuito de baixa tensão vai para um quadro geral de força, que contém disjuntor geral e disjuntores para cada circuito em baixa tensão (380/220V), sendo esses circuitos também subterrâneos, distribuídos em sistema radial simples. Os cabos de cobre isolados possuem seções variadas para cidade antiga e seção de cobre de 70 mm² para a cidade nova.

Por conta dos longos circuitos subterrâneos existentes na rede atual, os cabos existentes instalados na baixa tensão não suportam as novas cargas que entraram no sistema no decorrer do tempo, causando assim, problemas de tensões inferiores às padronizadas pela concessionária. As Figuras 37 e 38 mostram, respectivamente, um exemplo dos desconectáveis subterrâneos em uma das subestações da Vila de Jericoacoara e um quadro geral de força

localizado dentro de um dos cubículos das subestações. Vale ressaltar que todas as outras subestações possuem modelos que se assemelham à essas descritas.

Figura 37 – Desconectáveis das subestações de Jericoacoara.



Fonte: Própria

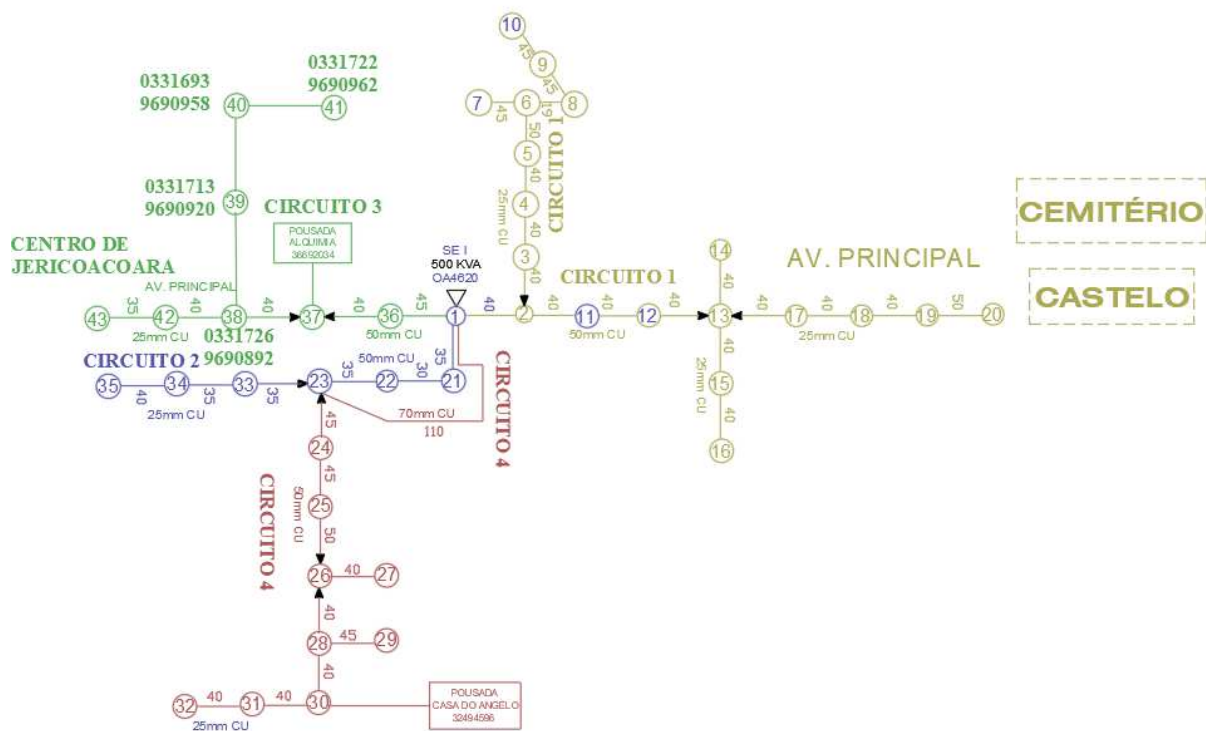
Figura 38 – Quadro geral de força em uma das subestações de Jericoacoara.



Fonte: Própria

A SE I da cidade velha, alimentada pelo circuito da cidade velha em condições normais de funcionamento da rede, também conhecida como “Alquimia”, segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 4 circuitos em baixa tensão e um transformador de 500 kVA. A Figura 39 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, a distância entre elas e dados dos clientes.

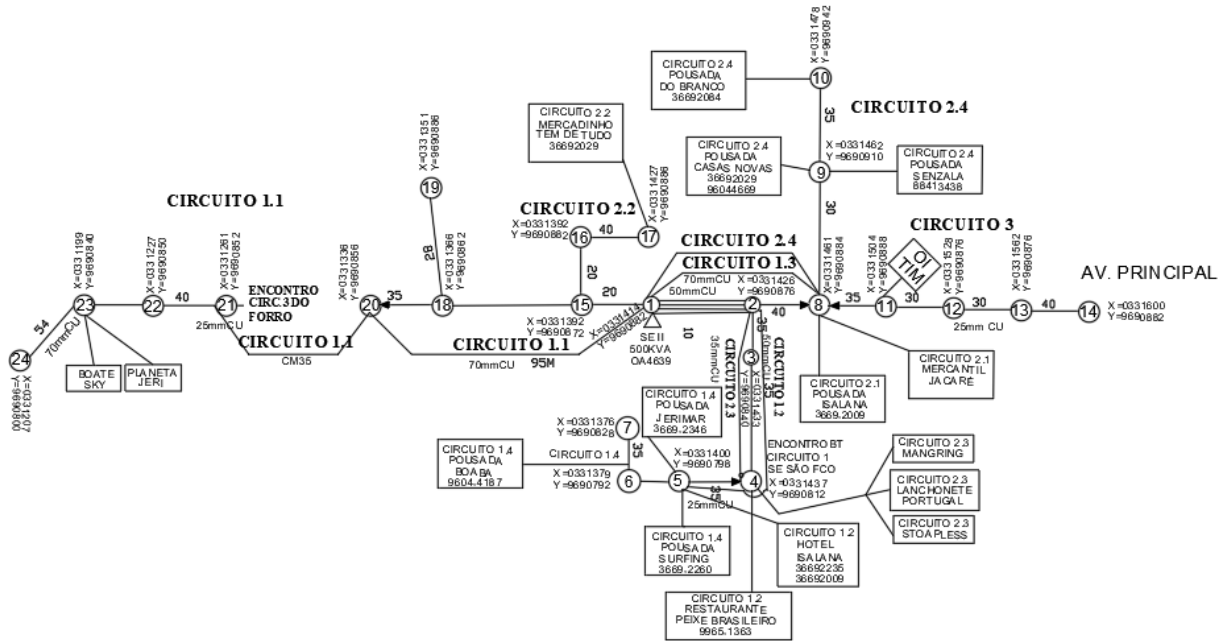
Figura 39 – Circuitos de baixa tensão da subestação I da cidade velha.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A SE II da cidade velha, também conhecida como “São Francisco”, é alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, e segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 8 circuitos de baixa tensão e um transformador de 500 kVA. A Figura 40 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação, com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

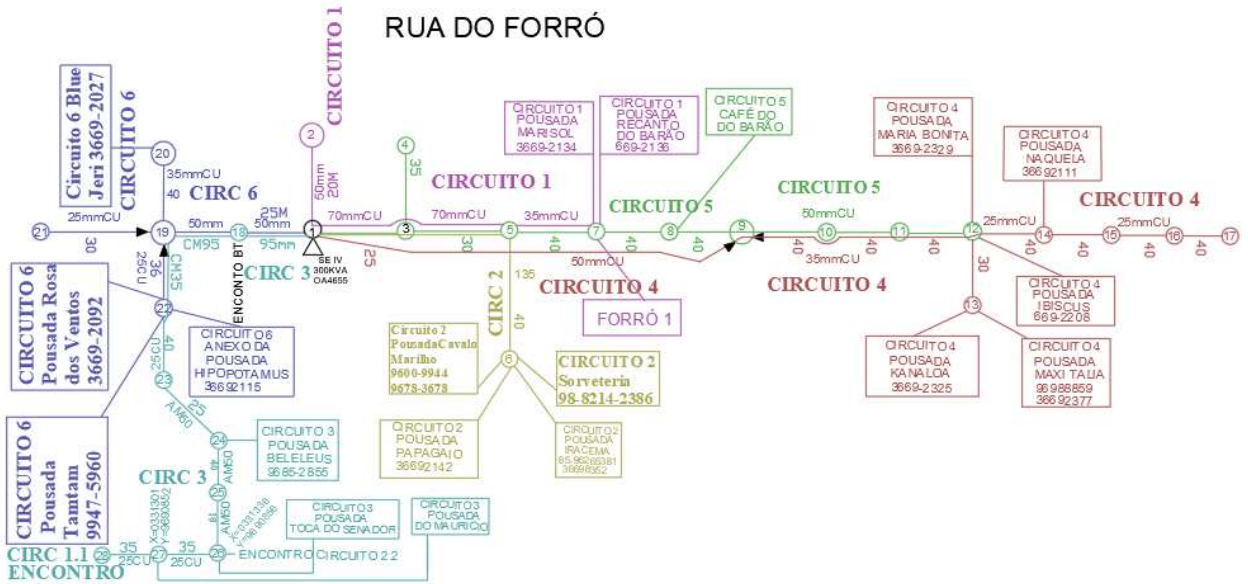
Figura 40 – Circuitos de baixa tensão da subestação II da cidade velha.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A subestação III da cidade velha, também conhecida como “Principal”, é alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, e tem um padrão diferenciado, como mencionado anteriormente, apresentando 2 chaves NA, para manobras em caso de defeitos na rede, 2 chaves NF, que interligam a subestação I e a subestação VIII da cidade velha, um quadro geral de força para 5 circuitos de baixa tensão e um transformador de 1000 kVA. A Figura 41 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

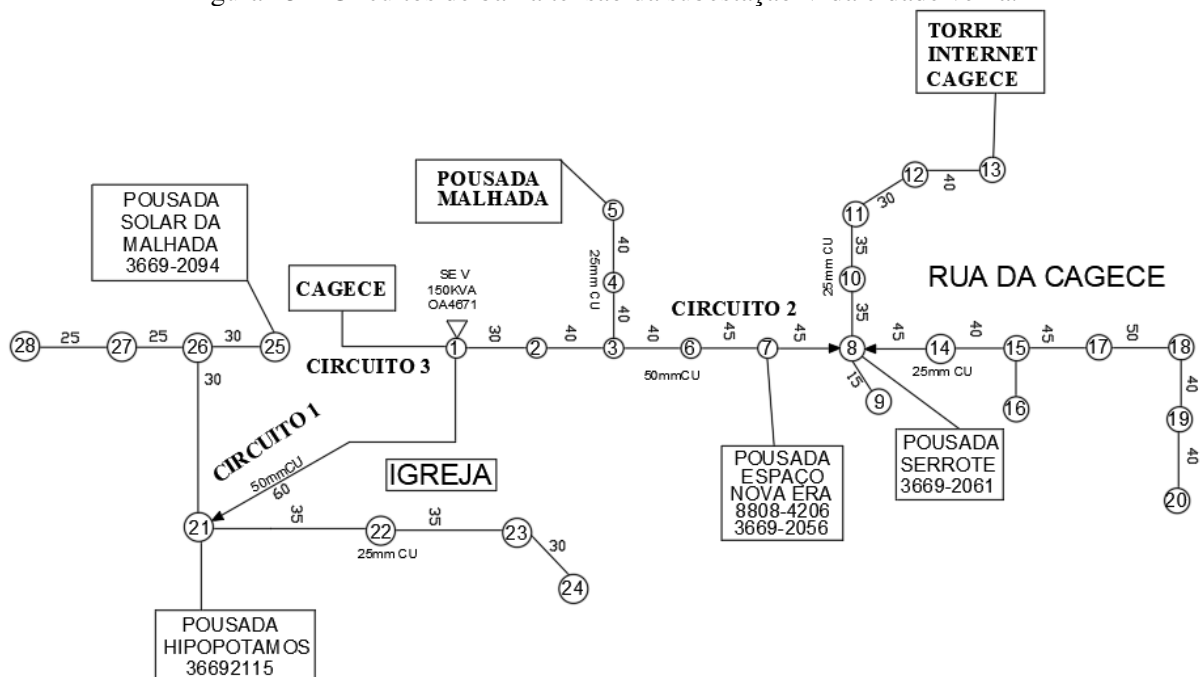
Figura 42 – Circuitos de baixa tensão da subestação IV da cidade velha.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A SE V da cidade velha, conhecida como “Cagece”, é alimentada pelo circuito da cidade velha em condições normais de funcionamento da rede, e segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 3 circuitos de baixa tensão e um transformador de 150 kVA. A Figura 43 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

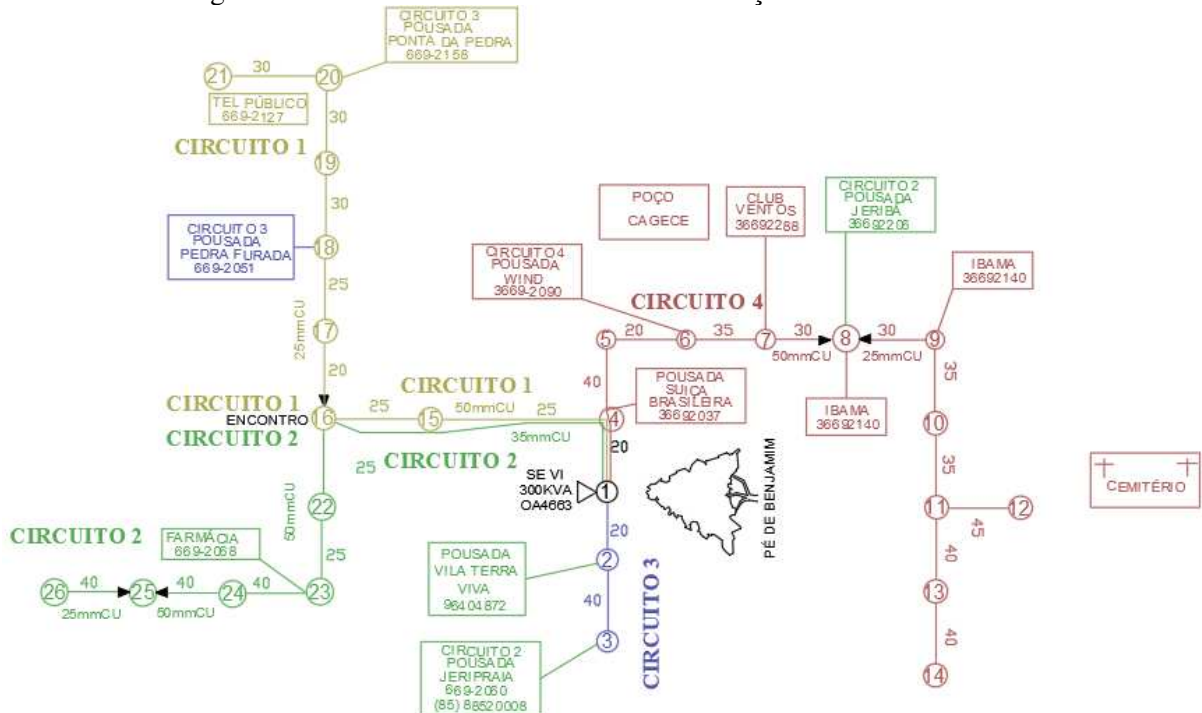
Figura 43 – Circuitos de baixa tensão da subestação V da cidade velha.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A SE VI da cidade velha, conhecida como “Suíça”, é alimentada pelo circuito da cidade velha em condições normais de funcionamento da rede, e segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 4 circuito em baixa tensão e um transformador de 300 kVA. A Figura 44 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

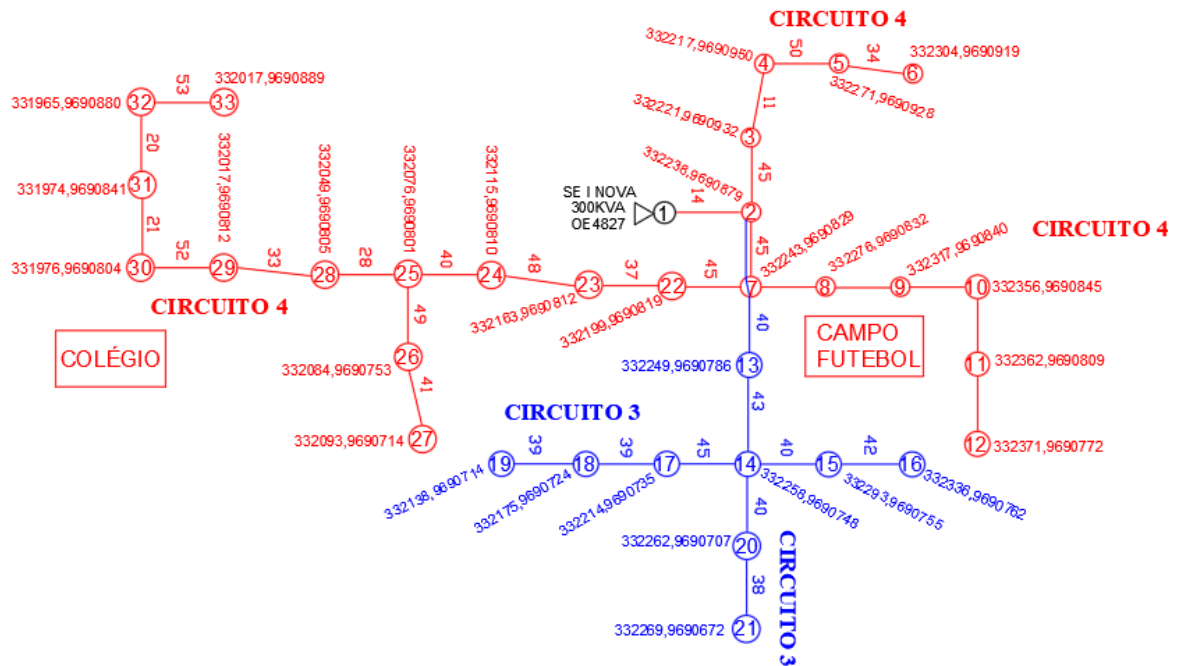
Figura 44 – Circuitos de baixa tensão da subestação VI da cidade velha.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A SE I da cidade nova é conhecida como “Cidade Nova” e é alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 6 circuitos, sendo 2 ativos em baixa tensão e outros 4 reservas, e um transformador de 300 kVA. A Figura 45 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

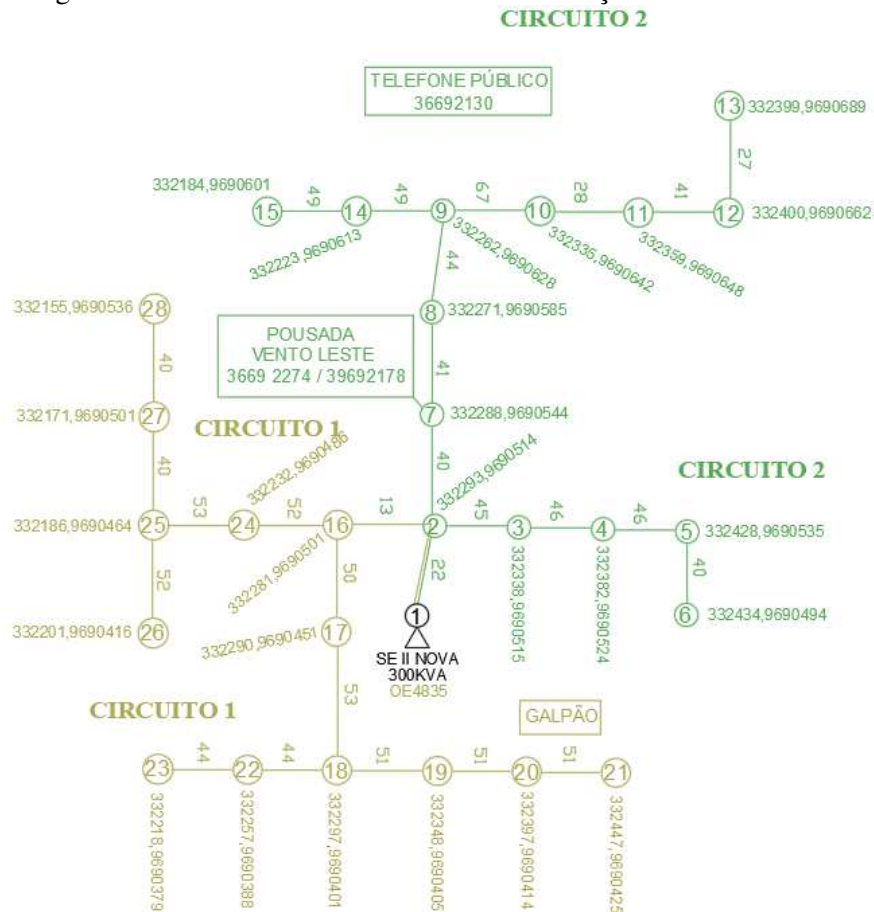
Figura 45 – Circuitos de baixa tensão da subestação I da cidade nova.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

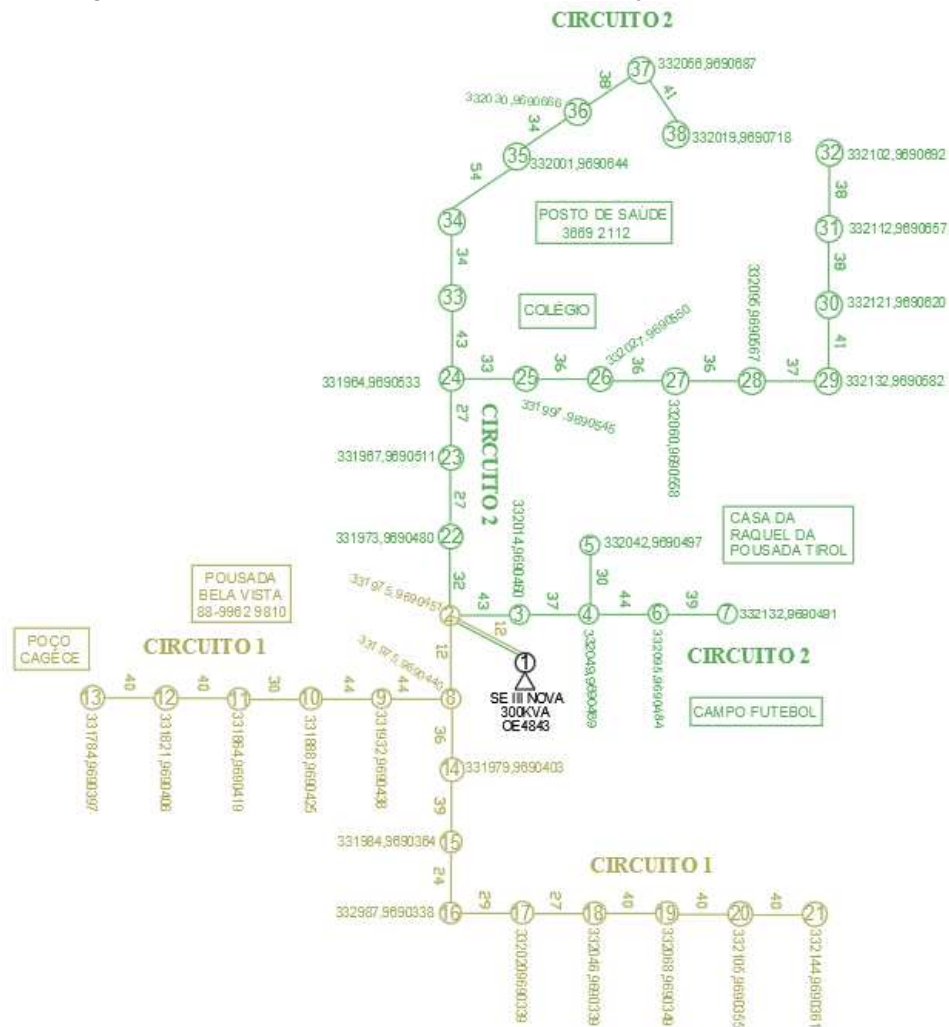
A SE II da cidade nova, conhecida como “Galpão”, é alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 6 circuitos, sendo 2 ativos em baixa tensão e outros 4 reservas, e um transformador de 300 kVA. A Figura 46 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

Figura 46 – Circuitos de baixa tensão da subestação II da cidade nova.



A SE III da cidade nova, conhecida como “Estacionamento”, é alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, segue o padrão das subestações da rede da vila, com 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, um quadro geral de força para 6 circuitos, sendo 2 ativos em baixa tensão e outros 4 reservas, e um transformador de 300 kVA. A Figura 47 mostra um diagrama unifilar simplificado dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

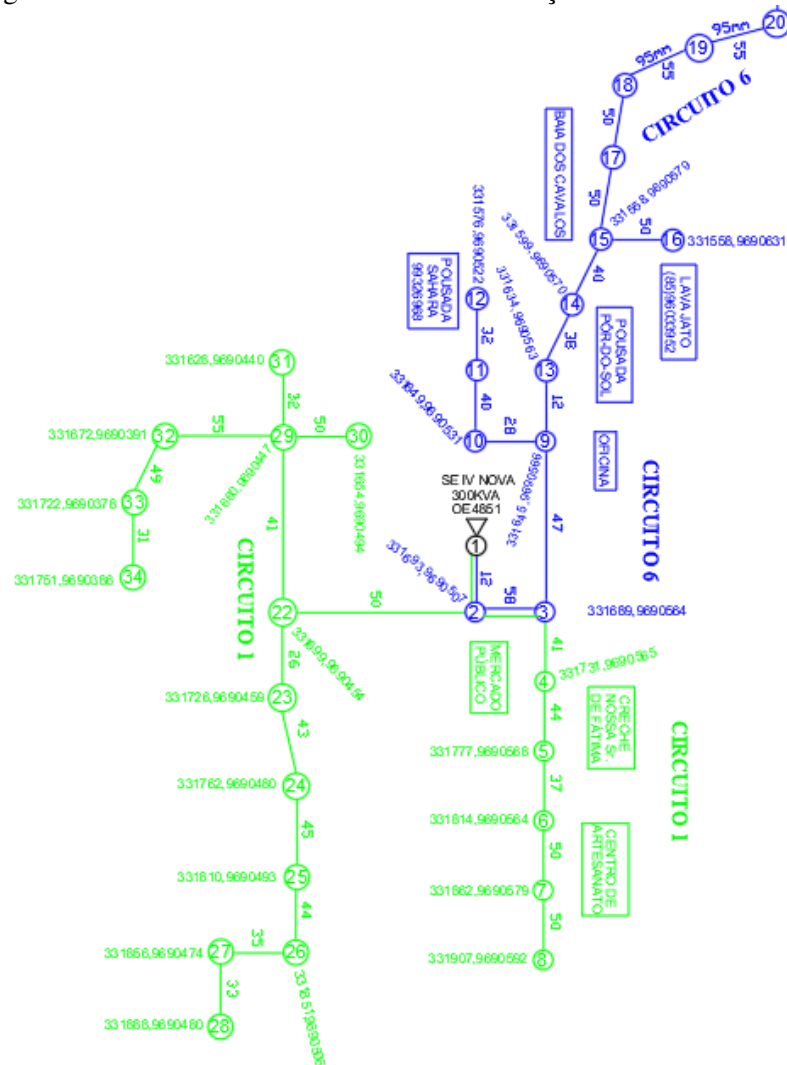
Figura 47 – Circuitos de baixa tensão da subestação III da cidade nova.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

A SE IV da cidade nova, alimentada pelo circuito da cidade nova em condições normais de funcionamento da rede, também conhecida como “Mercado”, tem um padrão um pouco diferente das subestações da rede da vila, pois além dos 2 desconectáveis em suas extremidades subterrâneas, esse ainda possui mais um que alimenta o ramal da subestação V da cidade nova, também possui um quadro geral de força para 6 circuitos, sendo 2 ativos em baixa tensão e outros 4 reservas, e um transformador de 300 kVA. A Figura 48 mostra um diagrama unifilar simplificados dos circuitos de baixa tensão dessa subestação com numeração e localização das caixas de baixa tensão, distância entre elas e dados dos clientes.

Figura 48 – Circuitos de baixa tensão da subestação IV da cidade nova.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Ainda existem mais três subestações que alimentam clientes em média tensão, as quais constituem subestações próprias, são elas a subestação VII da cidade velha, com uma transformação de 150 kVA, que alimenta a Pousada Capitão Thomaz; e a subestação VIII da cidade velha, com uma transformação de 112,5 kVA, que alimenta o MyBlue Hotel e a subestação V da cidade nova, com um transformador de 75 kVA, responsável por alimentar o Essenza Hotel. Assim, totalizam-se 13 subestações dentro da Vila de Jericoacoara, sendo 10 compartilhadas por clientes em baixa tensão e outras 3 individuais para clientes atendidos em 13,8 kV.

Por fim, no Anexo 4, é mostrada toda a rede de distribuição de energia elétrica dentro da Vila de Jericoacoara, com todos os circuitos de média e baixa tensão e suas respectivas caixas de passagem.

3.2.1.1 Sobrecarga dos transformadores

A rede descrita passou por um grande crescimento de consumo com o turismo na região. Dessa forma, houve um aumento na demanda por energia elétrica que juntamente com a não manutenção dos transformadores de força das subestações, ocasionou uma sobrecarga nesses transformadores.

Essa sobrecarga pode ser melhor vista na Tabela 15, obtida junto ao banco de dados da Enel Distribuição Ceará, com valores máximos de carregamento registrados, para cada uma das subestações da Vila de Jericoacoara.

Tabela 15 –Carregamento dos transformadores.

SUBESTAÇÃO	POTÊNCIA (kVA)	TRANSFORMADOR	MÁXIMO CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR
SE I CIDADE VELHA	500	TOA4620	94,26%
SE II CIDADE VELHA	500	TOA4647	70,51%
SE III CIDADE VELHA	1000	TOA4639	45,85%
SE IV CIDADE VELHA	300	TOA4655	71,32%
SE V CIDADE VELHA	150	TOA4671	218,23%
SE VI CIDADE VELHA	300	TOA4663	103,47%
SE VII CIDADE VELHA	150	TOG2396	105,72%
SE VIII CIDADE VELHA	112,5	TOE2794	247,66%
SE I CIDADE NOVA	300	TOE4827	35,94%
SE II CIDADE NOVA	300	TOE4835	23,08%
SE III CIDADE NOVA	300	TOE4843	32,92%
SE VI CIDADE NOVA	300	TOE4851	54,79%
SE V CIDADE NOVA	75	TOG0019	223,88%

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

Analisando a tabela, podemos observar que as subestações da cidade velha estão mais sobrecarregadas que as da cidade nova, que apresenta baixos níveis de sobrecarga. Também é possível observar que existem 5 subestações sobrecarregadas, e dentre elas 3 são subestações individuais. Esses níveis de sobrecarga podem além de diminuir a vida útil do transformador, deixar os clientes sem fornecimento de energia caso seu funcionamento seja comprometido pela sobrecarga. Segundo a CP-004/2014, o projeto deve prever um carregamento máximo contínuo de até 80% da potência nominal do transformador de força no horizonte do projeto, sendo assim, além das 5 subestações em sobrecarga, mais uma, a subestação I da cidade velha, encontra-se em situação passível de readequação visto que seu

carregamento atinge valores máximos de 93% por quase metade do dia e por se encontrar em uma área de constante crescimento, a rua principal de Jericoacoara.

3.2.1.2 Diagnóstico via software

Utilizando o *software WindMil*, foi simulado o fluxo de carga para a rede atual a fim de verificar se os clientes da Vila de Jericoacoara recebem energia em níveis de tensão permitidos pela agência reguladora ANEEL.

A seguir serão descritos os dados e as considerações adotadas para os equipamentos incluídos na simulação.

Após os ajustes de bases e parâmetros para a simulação, o primeiro componente da rede a ser simulado é o barramento de média tensão da Subestação Cruz. Para esse componente foi considerado o seu nível de tensão de 13,8 kV, a capacidade de corrente da barra igual a 500 A e a impedância equivalente, em p.u., do sistema até essa barra, sendo a impedância de sequência positiva igual a $Z_1 = 0,517 + j1,802$ e a impedância de sequência zero igual a $Z_0 = 0 + j0,722$. Essas grandezas foram retiradas do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Em seguida, para as linhas aéreas de média tensão que ligam Cruz até a Vila de Jericoacoara, foram utilizados os dados de comprimento das linhas de 10,7 km e as características dos cabos utilizados. Foram simulados dois circuitos, um com cabo nu de cobre 25 mm² com capacidade de corrente igual a 215 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,888 + j0,460$ para sequência positiva e $Z_0 = 1,065 + j1,984$ para sequência zero e outro com cabo nu de cobre 35 mm² com capacidade de corrente igual a 266 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,599 + j0,447$ para sequência positiva e $Z_0 = 0,776 + j1,972$ para sequência zero, sendo essas informações também retiradas do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Ao chegar no Castelo, o circuito de cabo nu de cobre 25 mm² segue para a cidade velha e o de cabo nu de cobre 35 mm² para a cidade nova, ambos em cabos subterrâneos isolados de mesma seção.

Para os transformadores foi adotada uma conexão em delta-estrela aterrado e os dados utilizados na simulação podem ser vistos na Tabela 16.

Tabela 16 – Dados transformadores para simulação rede atual.

TRANSFORMADOR	POTÊNCIA	X/R	IMP (%)	TENSÃO DE ENTRADA	TENSÃO DE SAIDA
SE I CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE II CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE III CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE IV CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE V CN	75 kVA	3,5	3,5	13,8 kV	380 V
SE II CV	500 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE III CV	1000 kVA	5,5	5	13,8 kV	380 V
SE I CV	500 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE IV CV	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE V CV	150 kVA	3,5	3,5	13,8 kV	380 V
SE VI CV	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE VII CV	150 kVA	3,5	3,5	13,8 kV	380 V
SE VIII CV	112,5 kVA	3,5	3,5	13,8 kV	380 V

Fonte: Própria.

Os dados de impedâncias percentuais (IMP %) dos transformadores foram retirados das folhas de dados do fabricante WEG, de acordo com a potência de cada um dos transformadores. Todas as folhas de dados estão presentes no Anexo 5.

Os valores de X/R dificilmente são encontrados nos dados de equipamentos. Dessa forma, se fez uso da Tabela 17, presente no livro Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais (MARDEGAN, 2012). Essa tabela apresenta os valores de X/R típicos para as potências mais usuais nos transformadores de força.

Tabela 17 – Valores de X/R para transformadores.

kVA	X/R
500	3,5
750	5
1000	5,5
1500	7
1750	7,5
2000	8
2500	8,5
3000	9
3500	10
3750	10,5
5000	12
7500	14,5
10000	16
12000	17,5
15000	19,5

Fonte: MARDEGAN (2012).

A rede de média tensão foi dividida em 16 trechos, do “MT1” ao “MT16”. A distância desses trechos em metros, utilizada para as simulações do sistema, podem ser vistas na Tabela 18. Essas distâncias foram retidas do Anexo 4.

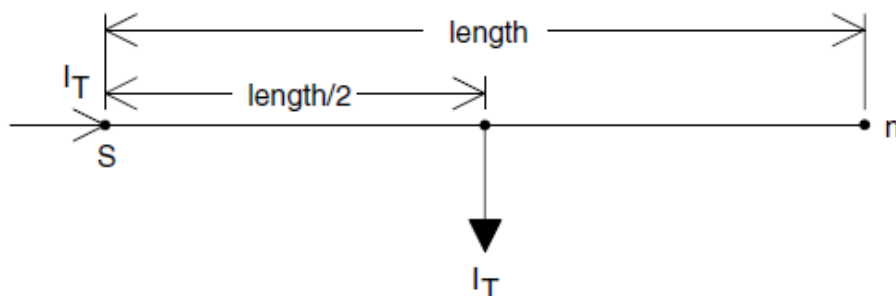
Tabela 18 – Dados dos trechos de MT para simulação.

TRECHO	DISTANCIA
MT1	303 m
MT2	401 m
MT3	160 m
MT4	124 m
MT5	151 m
MT6	148 m
MT7	40 m
MT8	85 m
MT9	400 m
MT10	348 m
MT11	296 m
MT12	133 m
MT13	422 m
MT14	209 m
MT15	169 m
MT16	120m

Fonte: Própria

Devido ao grande número de clientes ligados nos circuitos em baixa tensão, a fim de modelar as condições de fornecimento da rede, foi utilizado um método de queda de tensão. Segundo Kersting (2002), nesses casos é possível supor que as cargas são distribuídas uniformemente ao longo da linha. Dessa forma, não é necessário modelar cada carga para determinar os valores de tensão a partir da fonte até a última carga, sendo apenas necessário utilizar o maior circuito e impor o valor da carga na metade da distância do condutor como mostrado na Figura 49.

Figura 49 – Sistema para cálculo de tensão em BT.



Fonte: KERSTING (2002).

Portanto, levando em consideração os circuitos de baixa tensão mostrados na Figura 39 até a Figura 48 presentes nesse capítulo, foi encontrado o circuito mais longo em baixa tensão para cada uma das subestações (SE) da Vila de Jericoacoara. Essas distâncias foram divididas pela metade, encontrando assim os valores utilizados para a simulação. Esses dados podem ser vistos na Tabela 19. Vale ressaltar, que os ramais de baixa tensão também foram nomeados de “BT1” até “BT10” para melhor identificação dos circuitos.

Tabela 19 – Dados dos trechos de BT para simulação.

TRECHO	DISTÂNCIA REAL	DISTÂNCIA PARA SIMULAÇÃO
BT1	410 m	205 m
BT2	454 m	227 m
BT3	460 m	230 m
BT4	324 m	162 m
BT5	436 m	218 m
BT6	310 m	155 m
BT7	392 m	196 m
BT8	416 m	208 m
BT9	308 m	154 m
BT10	400 m	200 m

Fonte: Própria.

Para os circuitos de baixa tensão das subestações de cidade nova, foi utilizado cabo nu de cobre 70 mm² com capacidade de corrente igual a 376 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,316 + j0,416$ para sequência positiva e $Z_0 = 0,494 + j1,940$ para sequência zero. Já para os circuitos das subestações pertencentes à cidade velha, por conta da grande variedade de cabos (25 mm², 35 mm² e 50 mm²) utilizados em manutenções pontuais na rede, foi usado o pior caso, adotando um cabo isolado de cobre de 25 mm² com capacidade de corrente igual a 215 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,888 + j0,460$ para sequência positiva e $Z_0 = 1,065 + j1,984$ para sequência zero.

Com o objetivo de descobrir as cargas em cada um dos circuitos, foi considerado o maior valor de carga, em kW, registrado para cada subestação, sendo este dividido pelo número de circuitos existentes na subestação sob a consideração de carga balanceada. Os valores de leitura de carga das subestações foram colhidos junto ao banco de dados da concessionária Enel Distribuição Ceará, sendo todos eles resultados de registros de medições. A Tabela 20 mostra todos esses valores utilizados no procedimento de simulação.

Tabela 20 – Cargas para simulação.

SUBESTAÇÃO	MÁXIMA CARGA REGISTRADA (kW)	Nº DE CIRCUITOS	CARGA POR CIRCUITO (kW)
SE I CN	87,67	2	43,84
SE II CN	57,81	2	28,90
SE III CN	84,10	2	42,05
SE IV CN	145,56	2	72,78
SE V CN	154,48	1	154,48
SE II CV	295,91	8	36,99
SE III CV	402,86	5	80,57
SE I CV	414,54	4	103,64
SE IV CV	179,96	6	29,99
SE V CV	277,34	3	92,45
SE VI CV	268,11	4	67,03
SE VII CV	145,90	1	145,90
SE VIII CV	257,47	1	257,47

Fonte: Própria.

Dessa forma, foram encontrados os níveis de tensão condizentes aos piores casos de fornecimento de energia para os clientes de cada subestação. Para os clientes, seguindo os padrões das simulações realizadas pela concessionária, foi considerado um fator de potência igual a 0,92. Além disso, para a simulação foi necessário inserir uma modelagem da carga atendida pelo sistema. Considerando a Tabela 21, pode-se adotar, devido ao fato dos clientes da Vila de Jericoacoara serem comumente residenciais e comerciais num ambiente tropical, que suas cargas são modeladas como 0,67 % em potência constante e 0,33 % em impedância constante.

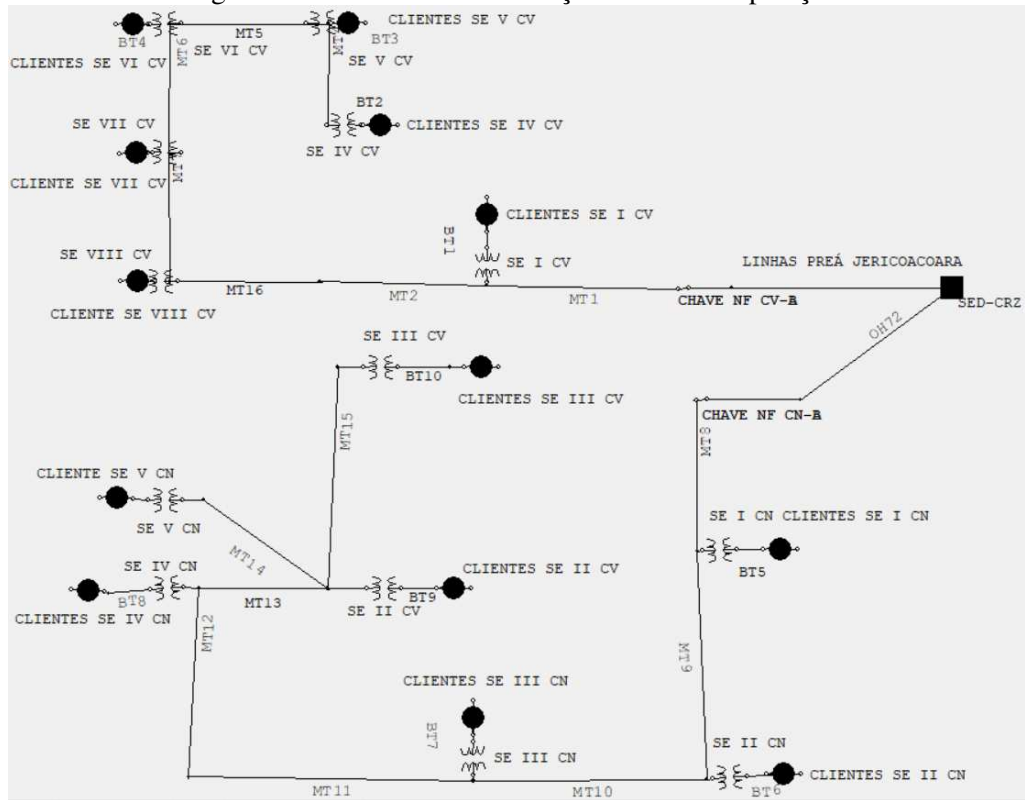
Tabela 21 – Modelagem de carga.

Tipo de Alimentador	Potência Constante %	Impedância Constante %
Residencial e Comercial (Pico do verão)	67	33
Residencial e Comercial (Pico do inverno)	40	60
Urbano	50	50
Industrial	100	0
Países em Desenvolvimento	25	75

Fonte: Allen (2004).

Feitas as considerações e mostrados os parâmetros das simulações, nas figuras a seguir serão mostradas a rede da Vila de Jericoacoara e os valores extremos de tensão fase-terra oferecidos aos clientes de cada subestação, no caso de operação normal do sistema atual. É importante ressaltar, que em caso de defeito na rede, toda a recomposição do sistema é feita de forma manual e lenta como visto anteriormente nesse capítulo.

Figura 50 – Rede atual em situação normal de operação.



Fonte: Própria.

Figura 51 – Valores de tensão fase-terra em operação normal da rede atual.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.28 @ -31.70 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.28 @ -151.70 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.28 @ 88.30 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.28 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	206.28 @ -31.70 V	B	206.28 @ -151.70 V	C	206.28 @ 88.30 V	Avg	206.28 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>185.08 @ -31.09 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>185.08 @ -151.09 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>185.08 @ 88.91 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>185.08 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	185.08 @ -31.09 V	B	185.08 @ -151.09 V	C	185.08 @ 88.91 V	Avg	185.08 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>188.01 @ -31.03 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>188.01 @ -151.03 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>188.01 @ 88.97 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>188.01 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	188.01 @ -31.03 V	B	188.01 @ -151.03 V	C	188.01 @ 88.97 V	Avg	188.01 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	206.28 @ -31.70 V																															
B	206.28 @ -151.70 V																															
C	206.28 @ 88.30 V																															
Avg	206.28 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	185.08 @ -31.09 V																															
B	185.08 @ -151.09 V																															
C	185.08 @ 88.91 V																															
Avg	185.08 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	188.01 @ -31.03 V																															
B	188.01 @ -151.03 V																															
C	188.01 @ 88.97 V																															
Avg	188.01 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.44 @ -31.00 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.44 @ -151.00 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.44 @ 89.00 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.44 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	210.44 @ -31.00 V	B	210.44 @ -151.00 V	C	210.44 @ 89.00 V	Avg	210.44 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>203.99 @ -30.64 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>203.99 @ -150.64 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>203.99 @ 89.36 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>203.99 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	203.99 @ -30.64 V	B	203.99 @ -150.64 V	C	203.99 @ 89.36 V	Avg	203.99 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>203.36 @ -31.87 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>203.36 @ -151.87 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>203.36 @ 88.13 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>203.36 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	203.36 @ -31.87 V	B	203.36 @ -151.87 V	C	203.36 @ 88.13 V	Avg	203.36 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	210.44 @ -31.00 V																															
B	210.44 @ -151.00 V																															
C	210.44 @ 89.00 V																															
Avg	210.44 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	203.99 @ -30.64 V																															
B	203.99 @ -150.64 V																															
C	203.99 @ 89.36 V																															
Avg	203.99 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	203.36 @ -31.87 V																															
B	203.36 @ -151.87 V																															
C	203.36 @ 88.13 V																															
Avg	203.36 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>207.07 @ -31.55 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>207.07 @ -151.55 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>207.07 @ 88.45 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>207.07 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	207.07 @ -31.55 V	B	207.07 @ -151.55 V	C	207.07 @ 88.45 V	Avg	207.07 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>168.06 @ -31.43 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>168.06 @ -151.43 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>168.06 @ 88.57 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>168.06 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	168.06 @ -31.43 V	B	168.06 @ -151.43 V	C	168.06 @ 88.57 V	Avg	168.06 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>195.58 @ -34.35 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>195.58 @ -154.35 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>195.58 @ 85.65 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>195.58 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	195.58 @ -34.35 V	B	195.58 @ -154.35 V	C	195.58 @ 85.65 V	Avg	195.58 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	207.07 @ -31.55 V																															
B	207.07 @ -151.55 V																															
C	207.07 @ 88.45 V																															
Avg	207.07 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	168.06 @ -31.43 V																															
B	168.06 @ -151.43 V																															
C	168.06 @ 88.57 V																															
Avg	168.06 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	195.58 @ -34.35 V																															
B	195.58 @ -154.35 V																															
C	195.58 @ 85.65 V																															
Avg	195.58 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>200.65 @ -32.62 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>200.65 @ -152.62 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>200.65 @ 87.38 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>200.65 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	200.65 @ -32.62 V	B	200.65 @ -152.62 V	C	200.65 @ 87.38 V	Avg	200.65 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>196.23 @ -30.57 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>196.23 @ -150.57 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>196.23 @ 89.43 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>196.23 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	196.23 @ -30.57 V	B	196.23 @ -150.57 V	C	196.23 @ 89.43 V	Avg	196.23 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	200.65 @ -32.62 V																															
B	200.65 @ -152.62 V																															
C	200.65 @ 87.38 V																															
Avg	200.65 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	196.23 @ -30.57 V																															
B	196.23 @ -150.57 V																															
C	196.23 @ 89.43 V																															
Avg	196.23 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>202.52 @ -33.97 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>202.52 @ -153.97 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>202.52 @ 86.03 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>202.52 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	202.52 @ -33.97 V	B	202.52 @ -153.97 V	C	202.52 @ 86.03 V	Avg	202.52 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>164.93 @ -32.16 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>164.93 @ -152.16 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>164.93 @ 87.84 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>164.93 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	164.93 @ -32.16 V	B	164.93 @ -152.16 V	C	164.93 @ 87.84 V	Avg	164.93 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	202.52 @ -33.97 V																															
B	202.52 @ -153.97 V																															
C	202.52 @ 86.03 V																															
Avg	202.52 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	164.93 @ -32.16 V																															
B	164.93 @ -152.16 V																															
C	164.93 @ 87.84 V																															
Avg	164.93 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Através dos dados de tensão obtidos pela simulação e apresentados na Figura 51, é possível comprovar que a rede atual, por conta de fatores como sobrecarga de transformadores, sobrecarga de condutores e longos circuitos de ligação, sofre com excessiva queda de tensão, resultando na situação de muitos clientes receberem energia em níveis de tensão fora das tensões nominais de 380/220 V padronizadas pela concessionária local, a Enel Distribuição Ceará. Essa situação acaba caracterizando um fenômeno de subtensão no sistema de distribuição.

A Tabela 22, retirada da conta de energia dos consumidores, mostra os valores de tensões nominais padronizados e a faixa de tensão considerada adequada, segundo Módulo 8 que trata sobre Qualidade da Energia Elétrica do PRODIST.

Tabela 22 – Tensões nominais padronizadas.

TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS		
Ligação	Volts	Valores (Volts)
Monofásica	220	202 a 231
Trifásica	380	350 a 399

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

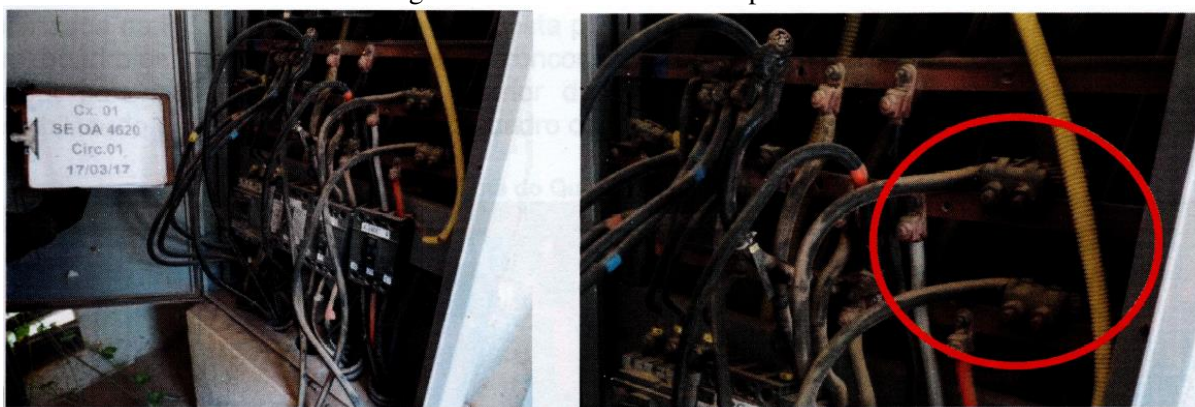
O fato dos valores de subtensão se concentrarem nas subestações da cidade velha se dá pelo fato de que seus circuitos não possuem um padrão de seção para as redes de baixa tensão, sendo assim utilizado um cabeamento desproporcional para as cargas alimentadas. Enquanto isso, os circuitos da cidade nova possuem uma seção maior, de 70 mm², seção essa que suporta de melhor forma a queda de tensão sofrida ao longo dos circuitos de rede subterrânea desse sistema.

3.2.1.3 Limitações estruturais da rede

Quanto às subestações, existem problemas de ordem estrutural e técnica, pois com o passar dos anos aconteceram diversas intervenções, causando a descaracterização das instalações iniciais. Além disso, também existem estruturas em condições precárias de funcionamento e com eminente risco de acidentes elétricos. A seguir, são listados algumas das limitações estruturais existentes nas subestações de média tensão da Vila de Jericoacoara:

- Disjuntores gerais e de circuitos de baixa tensão encontram-se desativados.
- Conexões de cabos com o barramento do quadro de distribuição da subestação estão de forma imprópria, fazendo com que o quadro permaneça aberto com seus pontos elétricos expostos, conforme mostrado na Figura 52.

Figura 52 – Pontos elétricos expostos.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

- Subestações em que o grande porte do transformador de força é incompatível com as dimensões dos cubículos, inviabilizando assim o acesso seguro para qualquer operação envolvendo o quadro de distribuição, no interior da cabine. Dessa forma, o acesso seguro ao quadro só pode ser feito caso o transformador seja desenergizado, causando a interrupção de fornecimento para os clientes atendidos por essa subestação, até que a operação seja concluída. Esse exemplo pode ser melhor visto observando a Figura 53.

Figura 53 – Aproximação da área de operação com partes energizadas.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

- Subestações com grandes desgastes estruturais com risco de desabamento da laje superior sobre o transformador de força, como pode ser visto na Figura 54.

Figura 54 – Estrutura com risco de desabamento.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

Além dos problemas existentes dentro das subestações, também existem problemas de infraestrutura na rede subterrânea de baixa tensão da Vila de Jericoacoara. Existem cerca de 250 caixas de passagem de baixa tensão na Vila de Jericoacoara, nelas foram detectados diversos problemas em função de precariedade da instalação existente.

Existem caixas totalmente soterradas internamente, impossibilitando o acesso às derivações e aumentando a dificuldade de acesso de operadores caso seja necessário alguma ligação nova ou manutenção. Além disso, a presença da terra, também pode ocasionar no rompimento das ligações já existentes. Esse exemplo pode ser melhor observado na Figura 55.

Figura 55 – Caixa de passagem soterrada.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

Também existem caixas que possuem dificuldade de acesso, por estarem dispostas em locais de dunas ou até mesmo em áreas centrais, em que por conta da ocupação desordenada, culminou por incorporar as caixas da rede elétrica em áreas de propriedades residenciais ou comerciais.

Na maioria das caixas, as derivações para os consumidores de baixa tensão são feitas sem nenhum tipo de barramento, ocasionando pontos de aquecimento e perdas elétricas, além do iminente risco de acidente elétrico. Por fim, a falta de padronização e identificação dessas caixas dificulta a execução de serviço, causando maior duração da interrupção de energia em caso de manutenções ou falhas. A Figura 56 exemplifica uma das caixas da rede da Vila de Jericoacoara.

Figura 56 – Caixa de baixa tensão.



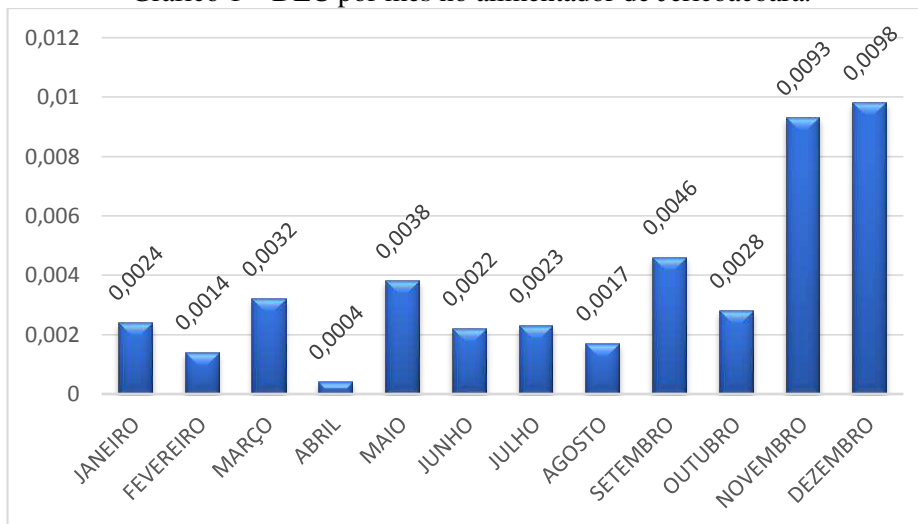
Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

3.2.1.4 Indicadores de continuidade da Vila de Jericoacoara

A Vila de Jericoacoara representa o maior consumidor do alimentador de média tensão que a alimenta. Dessa forma, os problemas existentes em Jericoacoara são refletidos nos indicadores desse alimentador. Ao analisar os indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica nesse alimentador, pode-se perceber a influência das características e das limitações estruturais da rede de Jericoacoara para a interrupção de fornecimento de energia na região. Os seguintes dados foram colhidos juntamente ao banco de dados da concessionária Enel Distribuição Ceará para ocorrências na região no ano de 2017.

O Gráfico 1 mostra os valores de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) no alimentador 01P2, proveniente da Subestação Cruz, que alimenta a Vila de Jericoacoara.

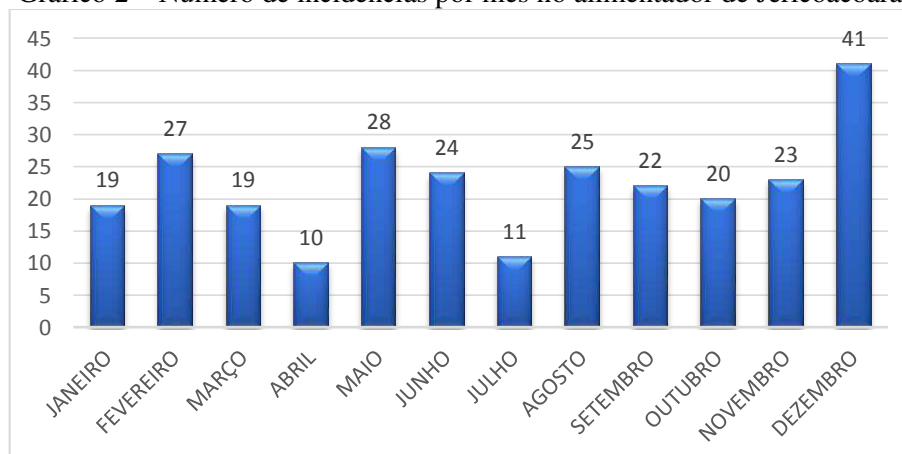
Gráfico 1 – DEC por mês no alimentador de Jericoacoara.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

Pode-se observar que os valores do DEC apresentam picos exatamente na época de alta estação de turismo na vila, ou seja, nos meses de novembro e dezembro, muito influenciado pela maior atividade comercial e do crescimento sazonal da população na Vila de Jericoacoara. Também é capaz de exemplificar, através do Gráfico 2, como a presente rede sofre com um maior número incidências de interrupção de fornecimento nas datas que se aproximam ao réveillon, em que a região atinge seu ápice turístico, chegando a valores superiores ao dobro da média de ocorrências nos outros meses do ano de 2017.

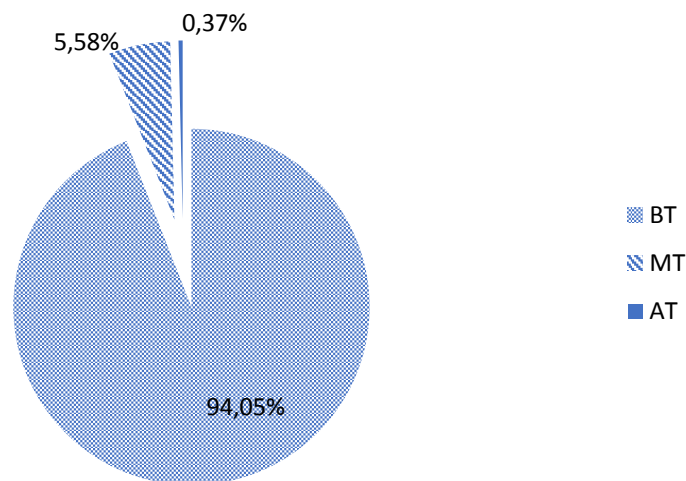
Gráfico 2 – Número de incidências por mês no alimentador de Jericoacoara.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

O Gráfico 3, mostra a porcentagem das faltas em relação ao nível de tensão em que elas acontecem no alimentador.

Gráfico 3 – Incidências por nível de tensão no alimentador de Jericoacoara.



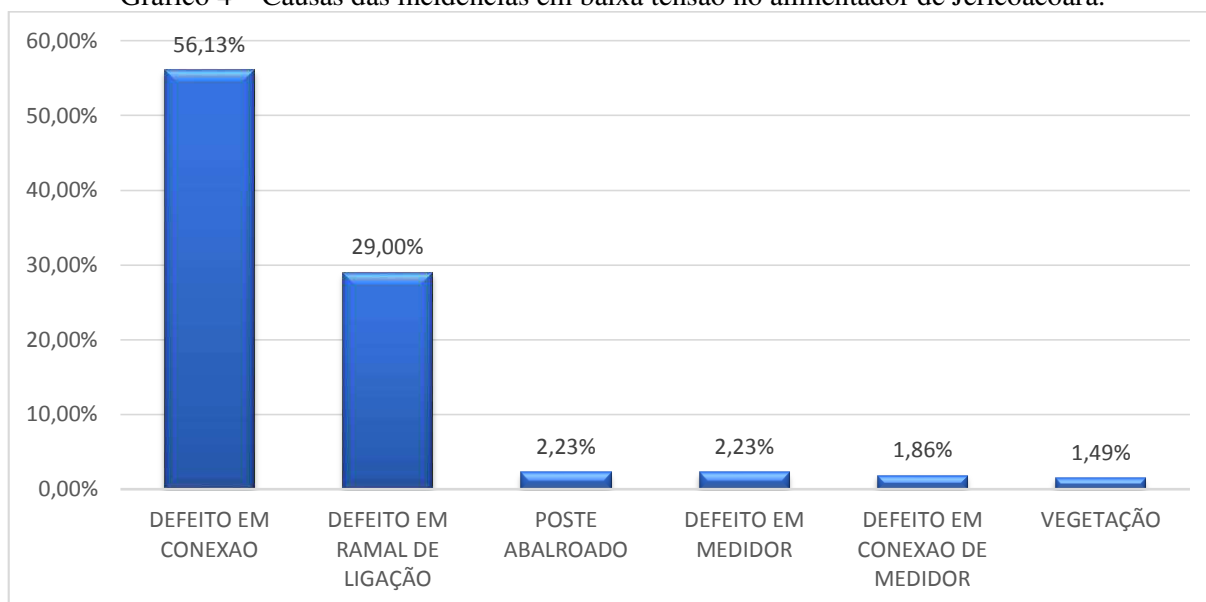
Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

Assim é possível observar que para esse alimentador 94,05 % das interrupções foram provocadas pela baixa tensão, seguido pela média tensão com 5,58 % de contribuição, e com a menor quantidade de ocorrência pela alta tensão com 0,37 %. Esses dados sugerem que para a melhoria da qualidade de energia elétrica entregue aos habitantes de Jericoacoara, é necessária a resolução dos problemas que ocorrem principalmente na baixa tensão, sendo as incidências provocadas pela média tensão geralmente causadas por intempéries naturais decorrentes da região em que a rede aérea se encontra.

O Gráfico 4 mostra as principais causas que acontecem para as interrupções na baixa tensão, mostrando que as interrupções causadas por defeito em conexões, umas das irregularidades estruturais supracitadas para a rede da Vila de Jericoacoara, possui a maior contribuição para os problemas encontrados neste nível de tensão. Essa causa também ocorre devido à ausência de manutenção nos transformadores e outros equipamentos das subestações, que além de provocarem o desligamento do equipamento, provocam também a avaria dele, sendo esses problemas existentes, e já citados, para a rede de Jericoacoara. Já as causas relacionadas aos defeitos em ramal de ligação, defeitos em medidores e defeito em conexão de medidores, também são ocorrências da ausência de manutenção e pelos longos ramais de rede subterrânea com seção do condutor incompatível com a carga que ele alimenta. Esses problemas impactam o cliente não somente com a interrupção de fornecimento, como também, para o caso

da Vila de Jericoacoara, representa uma falha da rede no aspecto econômico e ambiental. As causas provenientes de vegetação e postes abalroados tem essa representatividade no gráfico por conta das outras regiões desse alimentador, pois a rede de baixa tensão da Vila de Jericoacoara é totalmente subterrânea, inviabilizando assim esses tipos de causas.

Gráfico 4 – Causas das incidências em baixa tensão no alimentador de Jericoacoara.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

Através desta análise é possível perceber que a rede de distribuição que atende a região de Jericoacoara carece de maior investimento em manutenções e atendimento à legislação vigente, que evitem defeitos nas conexões e outros defeitos, promovendo assim, uma diminuição nas faltas de energia na cidade e uma entrega de energia elétrica com maior qualidade aos consumidores.

3.3 Aspectos econômicos

Economicamente a rede da Vila de Jericoacoara foi projetada dentro das condições que haviam na época de seu projeto e execução da obra, buscando sempre administrar o custo da obra com a confiabilidade que ela permitiria.

A rede entrou em operação no ano de 1998, levando em consideração que essa área demandava uma rede subterrânea por estar em uma área considerada, na época, área de proteção ambiental (APA) de Jericoacoara, e que não existia um padrão para as estruturas subterrâneas naquela época, por parte da concessionária, o que culminou numa situação em que para administrar o custo da obra juntamente com uma rede confiável e segura foram feitas algumas

adequações técnicas não normatizadas como, por exemplo, o circuito duplo que alimenta a Vila de Jericoacoara, padrão esse inexistente na concessionária local.

Além de buscar confiabilidade e otimização dos preços, a rede também deve prever em seu projeto o seu tempo de desenvolvimento e os impactos ambientais causados pela obra, a fim de evitar custos em compensações ambientais e não promover gastos desnecessários em sua construção.

Uma rede obsoleta e precária juntamente com a busca de economia em sua construção fez com que hoje exista situações na rede que trazem impactos econômicos para a concessionária e para os clientes.

Os clientes da rede atualmente sofrem bastante com fenômenos de oscilação de tensão, ocasionando assim momentos em que a tensão oferecida está inferior a padronizada pela ANEEL, caracterizando em subtensão no sistema. Esse fenômeno causa prejuízos nas instalações e nos equipamentos dos clientes, podendo resultar até no não funcionamento desses. Em caso de perda do equipamento e comprovado o evento de subtensão, a concessionária deve ressarcir o valor do equipamento ou do conserto para o cliente. Já para os grandes clientes, a constante interrupção do fornecimento de energia na Vila de Jericoacoara faz com que eles, a fim de não ter seu fornecimento prejudicado, tenham sempre disponíveis um grupo gerador de energia elétrica, causando gastos que poderiam ser facilmente anulados por uma rede de maior confiabilidade.

Outro fator que também pode ser considerado impactante economicamente para a rede é o fato dos eletrodutos de baixa tensão não estarem devidamente conectados às caixas dos medidores dos clientes, o que permite acesso aos condutores de ligação dos ramais, favorecendo a ocorrência de defeitos e fraudes no fornecimento de energia. Essa situação pode ser vista na Figura 57.

Figura 57 – Conexão dos dutos com medidores.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

3.4 Aspectos ambientais

Com o crescente advento do turismo na região de Jericoacoara, houve uma demanda por legislação que buscasse manter o ambiente da vila de pescadores. Após a criação da cidade de Jericoacoara em 1923, em 1984 ela passou a ser uma APA (Área de Proteção Ambiental) por uma lei federal, a fim de limitar o crescimento desordenado da cidade e conservar a paisagem natural do local. Em 2002, o IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), juntamente ao governo do estado do Ceará e da Prefeitura de Jijoca de Jericoacoara, transformaram a área de Jericoacoara em um parque nacional.

Segundo o ICMBio (Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade) (2017), um Parque Nacional tem como objetivo a preservação de ecossistemas naturais de grande relevância ecológica e beleza cênica, possibilitando a realização de pesquisas científicas, desenvolvimento de educação ambiental e de turismo ecológico. A visitação pública é sujeita às normas e restrições estabelecidas pelo órgão responsável por sua administração.

Dessa forma, a interferência humana em um PARNA (Parque Nacional) deve ser a mínima possível. Porém, a rede elétrica da Vila de Jericoacoara, apesar de se camuflar bem

junto às belezas naturais da região, possui alguns problemas que afetam o visual natural proposto pelo PARNA de Jericoacoara.

A atual rede de média tensão aérea que chega até o Castelo tem grande impacto ao visual das dunas litorâneas de Jericoacoara, pois as estruturas que sustentam a rede aérea, interferem no ambiente tropical do ponto turístico. A Figura 58, exemplifica de melhor forma essa situação.

Figura 58 – Postes de média tensão em Jericoacoara.



Fonte: GOOGLE EARTH (2018).

Outro aspecto ambiental a ser salientado é que a constante interrupção do fornecimento de energia na Vila de Jericoacoara faz com que os grandes empreendimentos façam o uso de geradores de energia elétrica a base de diesel. Com a falta do fornecimento de energia, utilizam-se geradores de energia para as cargas essenciais dos empreendimentos e esse tipo de geração causa, além de um custo extra para o empreendimento, uma grande emissão de gases poluentes, como monóxido de carbono, óxidos de enxofre e óxidos de carbono, que causam impactos na qualidade do ar. Essa situação pode ser vista como uma incoerência, visto que, ocorre uma grande agressão ao meio ambiente dentro de uma área de proteção integral do próprio ambiente. Além disso um eventual vazamento de um desses geradores pode ocasionar grande impacto no solo arenoso da região.

O solo arenoso, juntamente com as incidências de chuvas, impõe severos danos às estruturas de caixas e linhas de eletrodutos, que por conta da erosão, ficam expostos e sujeitos ao tráfego constante de veículos e pessoas na vila. Essa situação acaba por danificar essas

estruturas e causam um impacto desagradável ao se observar o ambiente local. A Figura 59 ilustra essa situação de forma prática em algumas das vias da Vila de Jericoacoara.

Figura 59 – Dutos de baixa tensão expostos.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

3.5 Considerações finais

A Vila de Jericoacoara, grande ponto turístico do nordeste brasileiro, apresenta uma rede de fornecimento de energia elétrica obsoleta e bastante sobrecarregada. Sua atual configuração não oferece a confiabilidade necessária, apresenta transformadores e condutores sobrecarregados.

A simulação da rede atual, levando em consideração os dados levantados na concessionária responsável pela rede elétrica, apontaram situações de subtensão para diversos clientes atendidos pela rede, principalmente na região da cidade velha em que os diferentes condutores utilizados não suportam a queda de tensão no decorrer dos longos trechos de rede subterrânea.

As estruturas dos centros de transformação e seus equipamentos também se encontram bem precárias oferecendo pontos de risco para operadores do sistema e à população pela precariedade da exposição de circuitos no solo.

Ao fazer a análise dos indicadores de continuidade da Vila de Jericoacoara no ano de 2017, muitas das situações apresentadas como limitações dos sistemas puderam ser vistas como causas para o aumento do número de incidências de interrupção de fornecimento de energia elétrica na região.

Por conta disso se faz necessária uma reforma nas condições atuais de fornecimento para a Vila de Jericoacoara, a fim de oferecer uma rede de maior confiabilidade e segurança para seus clientes e operadores.

4 ESTUDO DE CASO: ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICO PARA MELHORIA DA REDE ELÉTRICA DA VILA DE JERICOACOARA

Apresentados os problemas e defeitos existentes na rede da Vila de Jericoacoara, se faz necessária a apresentação de alternativas de reformas capazes de mitigar essa situação no que tange à qualidade de serviço, qualidade da energia e segurança de usuários. Assim, nesse Capítulo são apresentadas três alternativas de solução para a rede em questão.

A primeira consiste na construção de uma subestação distribuidora de alta tensão 69 kV-13,8 kV, a Subestação Jericoacoara (SED-JRC), que busca suprir sozinha a demanda da vila por energia elétrica. A segunda alternativa propõe a implantação de um alimentador CRZ01P1, proveniente da subestação de Cruz, da Enel Distribuição Ceará, que auxiliaria o alimentador já existente, o CRZ01P2, no fornecimento de energia elétrica para a região.

A terceira alternativa de solução se assemelha com a segunda quando propõe o uso de um novo alimentador vindo da Subestação Cruz, porém com a mudança de clientes da Vila de Jericoacoara da baixa tensão para a média tensão. A adesão de clientes à classe de 13,8 kV tem como objetivo diminuir o carregamento dos circuitos em baixa tensão, evitando assim a sobrecarga desses circuitos e realizando a reforma na rede de média tensão da Vila de Jericoacoara.

Vale salientar, que além das obras citadas nessas soluções 1 e 2, também será feita reforma total da rede de média e baixa tensão da Vila de Jericoacoara, como por exemplo, troca de transformadores inadequados, estabelecimento de padrões para as subestações e cubículos de transformação e recondutoramento de todos os circuitos de média e baixa tensão.

Para os circuitos de média tensão, foi especificado um cabo de alumínio de 240 mm² com base na projeção de crescimento da demanda pois, ao considerar um crescimento de 3% ao ano da atual carga de 4,2 MVA da Vila de Jericoacoara e fazendo a progressão para os próximos 30 anos, obtém-se uma corrente de linha I_L .

$$I_L = 1,03^{30} \cdot 4,2 \cdot 10^6 / \sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3 = 426,5 \text{ A}$$

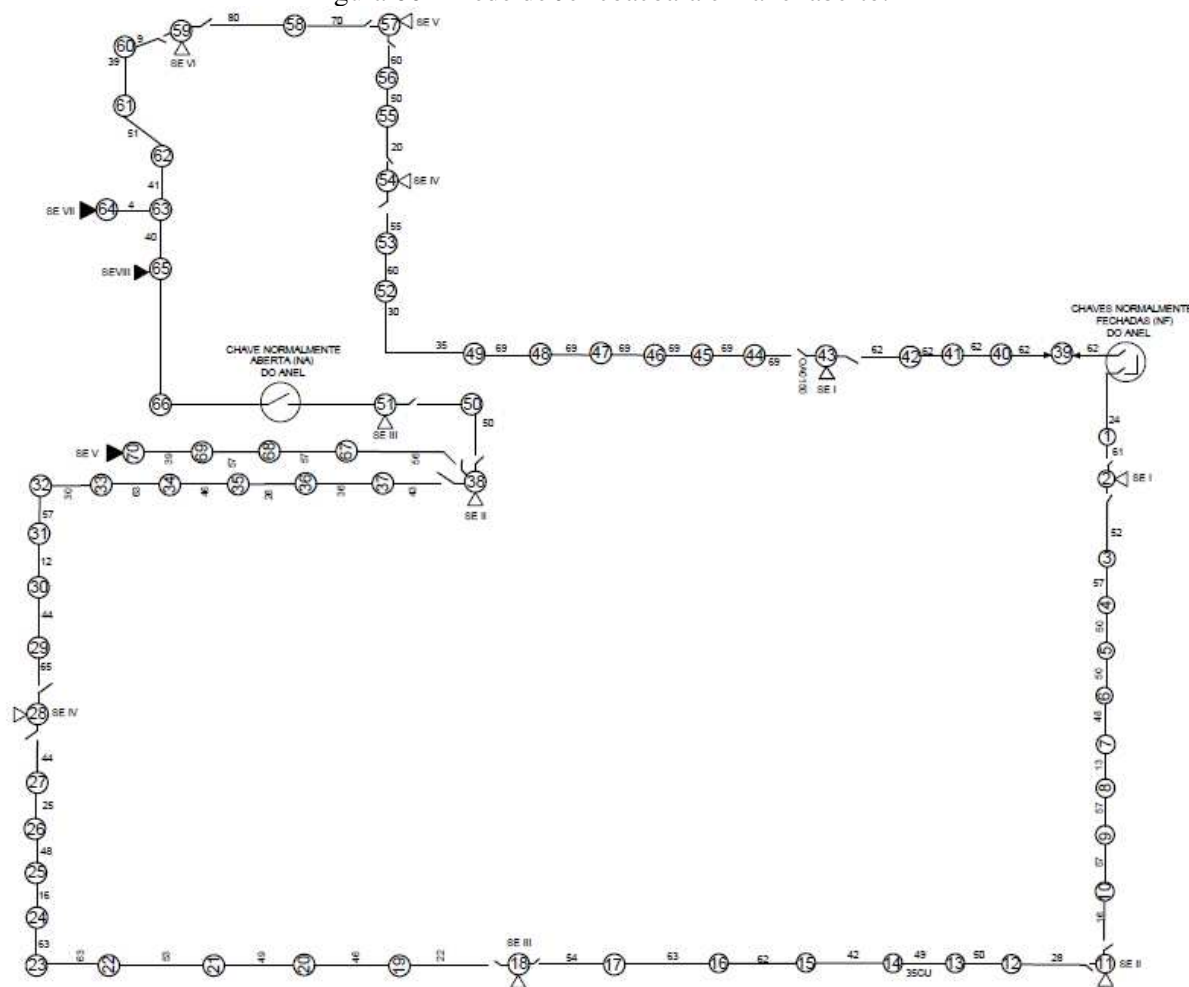
Considerando esse valor de corrente, o cabo de menor seção que a suporta é o cabo isolado de alumínio 240 mm², com capacidade de corrente de 445 A. Além disso, a seção desse cabo é capaz de suportar os valores de queda de tensão nos longos circuitos subterrâneos de

rede de Jericoacoara. Os dados utilizados nessa estimativa foram recolhidos do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Em todas as alternativas, será implementado um sistema de distribuição em anel aberto em 13,8 kV, visto que, segundo a CP-004/2014, o circuito em anel não pode operar em anel fechado pois eleva as correntes de curto-circuito no sistema. O sistema utilizado é mostrado na Figura 60. Enquanto isso, a rede de baixa tensão continuará operando em sistema radial simples.

Para todas as alternativas foram consideradas cargas balanceadas, sendo assim, para o condutor de neutro presente nas reformas de baixa tensão, será utilizado um cabo isolado de alumínio 120mm², de acordo com o item 6 da NBR5410/2005.

Figura 60 – Rede de Jericoacoara em anel aberto.



Fonte: Própria.

O posicionamento da chave normalmente aberta (NA) no arranjo anel aberto foi feita buscando distribuir de forma mais igualitária as cargas nos 2 circuitos, considerando que

a área superior da cidade, correspondente à cidade velha, possui uma tendência de crescimento superior que a outra parcela, pois essa área é mais próxima ao litoral e nela se encontra a rua principal da vila, concentrando nela os turistas e os empreendimentos, novos e existentes, da região.

As chaves de manobra utilizadas nas redes propostas são telecomandadas, ou seja, em caso de falhas em algum trecho da rede a recomposição pode ser feita através do centro de controle da concessionária local, agilizando a operação e diminuindo os índices de interrupção de fornecimento de energia elétrica. Foram utilizadas chaves do fabricante COOPER, que possuem isolamento em SF₆ e é utilizada ao longo do eixo do alimentador, como chave normalmente fechada (NF), e nos encontros entre alimentadores, como chave normalmente aberta (NA). Esses equipamentos de manobra serão instalados, assim como os transformadores de força, em cubículos ao nível do solo localizados nas posições descritas na Figura 60. A Figura 61 mostra a chave telecomandada do fabricante COOPER.

Figura 61 – Chave telecomandada COOPER.



Fonte: RODRIGUES (2017).

O único ramal que fica fora do anel em caso de interrupção de fornecimento é o que alimenta a subestação V da cidade nova, pois, a região a qual esse ramal está construído já esgotou o atual limite territorial da Vila de Jericoacoara, possuindo apenas o Essenza Hotel nessa extremidade. Seria uma obra de engenharia desnecessária, pois a área não apresenta um crescimento expressivo de carga e, para incorpora-la ao anel, teria de ser feita uma grande obra civil na região mais litorânea da vila, sendo essa uma obra de difícil execução visto que Jericoacoara é considerada como um Parque Nacional por decreto federal.

Para cada uma das alternativas foi feita uma análise de seus aspectos técnicos, discutindo o processo de implementação da respectiva alternativa de reforma e seus equipamentos. Também foram feitas simulações de fluxo de carga, utilizando o *software WindMil* a fim comprovar que as soluções realmente atendem aos clientes da vila, fornecendo energia em uma tensão dentro dos padrões da concessionária em situações normais de operação ou de manobra.

Também foram dimensionados os valores referentes aos aspectos econômicos de cada alternativa, no que diz respeito ao custo de equipamentos e mão de obras para a implementação da reforma. Foram utilizados o banco de dados da Enel distribuição Ceará como base para os custos apresentados e a apresentação dos valores foi dividida de acordo com o nível de tensão relacionado à obra.

Por fim, devido à região em que as obras devem ser feitas, se tornou importante discutir também os aspectos ambientais envolvidos em cada alternativa de reforma. Nessa etapa, foram apresentadas e discutidas situações relevantes como licenças de instalação e de operação da rede elétrica e os impactos dela no ambiente natural que se busca manter na região do Parque Nacional de Jericoacoara (PARNA de Jericoacoara). A Figura 62 mostra a área delimitada como o PARNA de Jericoacoara.

Figura 62 – PARNA de Jericoacoara.



Fonte: Própria.

4.1 Alternativa 01: Implantação de uma subestação distribuidora de alta tensão (69 - 13,8 kV)

A alternativa 01 consiste na construção de uma subestação distribuidora de alta tensão, abaixadora de (69 kV – 13,8 kV), sendo ela denominada de Subestação Jericoacoara (SED-JRC), a fim de suprir a demanda da Vila de Jericoacoara e garantir maior confiabilidade ao sistema de distribuição elétrica da região. Essa subestação foi concebida com 2 alimentadores, o JRC01C1, que alimenta a parcela superior da cidade do sistema em anel aberto discutido anteriormente, e o JRC01C2, responsável pela outra parcela de alimentação na topologia de rede apresentada na Figura 60.

O primeiro passo para a implantação de uma subestação de alta tensão é o planejamento, em que é feito um estudo sobre a carga que a subestação vai alimentar e suas tendências de crescimento. Para essa etapa, é feito um estudo de fluxo de potência envolvendo não somente a subestação a ser construída, como também, todo o sistema interligado, e é realizada uma análise socioeconômica da região a ser atendida, caracterizando o seu crescimento vegetativo e possíveis incentivos governamentais para novos empreendimentos na região (COSTA, 2011).

Após a decisão de construção do empreendimento, é feita a compra do terreno da subestação, a compra da faixa de servidão para as linhas de alta tensão e sucessivos projetos até o seu comissionamento e energização.

O projeto civil é responsável, conhecendo as características do terreno, pela parte de estudos do solo e de determinar, através de plantas e memoriais, a necessidade de obras preliminares para a subestação, como raspagem e terraplanagem, por exemplo. Esse projeto está fortemente relacionado ao projeto eletromecânico da subestação.

O projeto eletromecânico é feito a partir do diagrama unifilar da subestação. Tendo como base o arranjo da subestação e os equipamentos a serem utilizados, o projeto eletromecânico é responsável pelo arranjo físico, ou seja, pela disposição dos equipamentos, localização das estruturas, bases e acessos para a instalação dos equipamentos, dimensão e posicionamento das canaletas e eletrodutos, interligação dos equipamentos em campo com os da casa de comando e a posição de entradas e saídas de linhas. Além disso, consta no projeto eletromecânico itens como cercas, portões, medição da resistividade do solo, cálculo e elaboração da malha de terra, aterramento dos equipamentos, dimensionamento dos condutores da subestação e a blindagem de proteção contra descargas atmosféricas (COSTA, 2011).

O projeto elétrico e de automação trabalha com a filosofia de proteção e o controle dos equipamentos das subestações. Nele podem ser encontrados a interligação dos equipamentos da subestação com os relés de proteção, além do dimensionamento dos cabos de comando, alimentação, supervisão e sinalização, utilizados nos diagramas funcionais do projeto elétrico, que mostram as fiações envolvidas nas supervisões e comandos dos equipamentos, e nos diagramas trifilares que mostram a ligação de equipamentos como transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) com os relés, os medidores e outros equipamentos da subestação. O sistema de automação utiliza equipamentos microprocessados para implementar as funções de proteção e controle na subestação, assim os equipamentos se comunicam em alta velocidade e possuem um protocolo e comunicação padrão entre eles (COSTA, 2011).

Após a conclusão dos projetos, é feita a compra dos equipamentos da subestação distribuidora de alta tensão. Depois de construída, a subestação passa também por um processo de comissionamento, em que são verificadas todas suas especificações de qualidade. Por fim, após comprovada a confiabilidade e segurança do empreendimento, a subestação finalmente é energizada, entrando em operação no sistema elétrico ao qual ela pertence (COSTA, 2011).

Além do projeto da subestação distribuidora de alta tensão, será implantado uma topologia em anel aberto, como dito no começo desse capítulo, na rede de distribuição em média tensão. Essas obras contemplam a troca dos condutores, dos dutos de passagem, das caixas de passagem, a reforma dos cubículos que abrigam os transformadores e a troca de alguns transformadores de força que atualmente estão sobrecarregados.

A baixa tensão continuará em sistema radial simples, porém, será reconduzida, juntamente com a troca para dutos e caixas de passagem específicos.

4.1.1 Aspectos técnicos.

A reforma tem como primeiro passo a escolha e compra do terreno para a subestação distribuidora de alta tensão que se pretende instalar. A fim de não impactar o ambiente natural da Vila de Jericoacoara, foi proposta a compra de terreno próximo ao Castelo, um local na entrada da cidade e longe do litoral. A Subestação Jericoacoara (SED-JRC) será uma subestação de pequeno porte, a qual terá sua estrutura muito semelhante a encontrada na Subestação de Curupati, da Enel Distribuição Ceará, mostrada na Figura 63.

Figura 63 – Subestação Curupati.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2004).

Por ter dimensões e características semelhantes à Subestação Curupati, será considerado que para a construção da SED-JRC é necessário um terreno com 60 m de frente por 60 m de comprimento, compreendendo a área delimitada, utilizando o *software Google Earth Pro*, na Figura 64.

Figura 64 – Terreno SED-JRC.

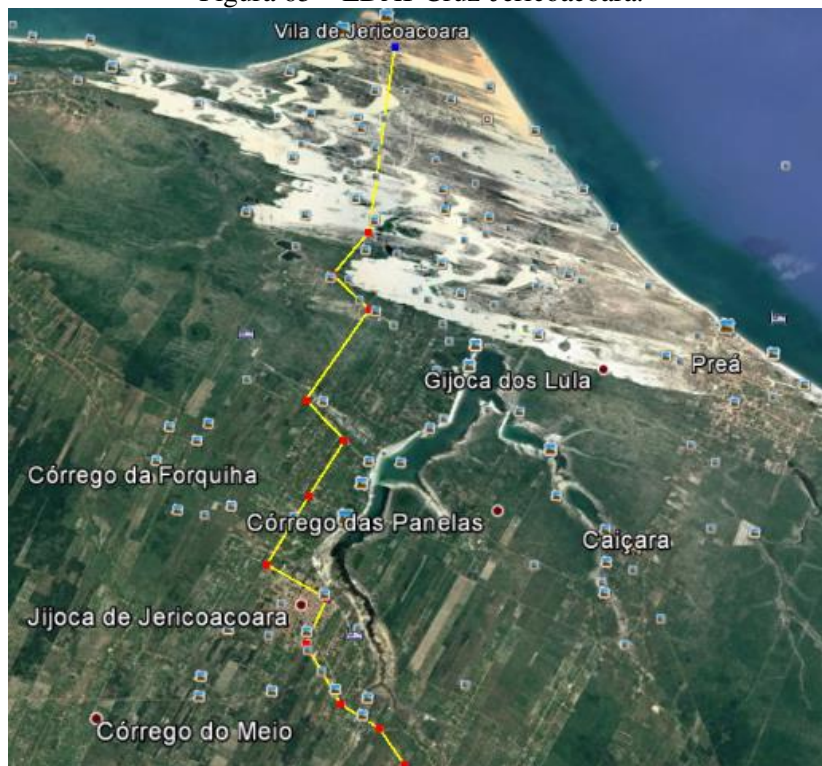


Fonte: Própria.

Antes de apresentar os equipamentos utilizados para subestação SED-JRC, é preciso mostrar como será feita a alimentação da mesma. Será construída uma linha de alta tensão (69 kV) interligando o barramento de alta tensão da Subestação Jericoacoara com o barramento de alta tensão da Subestação Cruz. Essa linha possui 19 km de extensão com

condutor em liga de alumínio com seção de 160 mm^2 , sendo fincados um total de 127 postes de 20 metros. O trecho de linha, que será conhecida como “LDAT Cruz-Jericoacoara”, pode ser melhor visualizado na Figura 65 proveniente do *software Google Earth Pro*.

Figura 65 – LDAT Cruz-Jericoacoara.



Fonte: Própria.

Ao realizar a alimentação da subestação em 69 kV, a linha passa por 3 para-raios e 3 transformadores de potencial (TP) de alta tensão do fabricante ABB, utilizado para adquirir dados, em alta tensão, para a correta proteção do sistema e da subestação.

Além dos equipamentos já citados, a linha ainda passa por uma estrutura composta por um disjuntor de alta tensão, em SF_6 , do fabricante ABB, com corrente nominal de 2000 A e um conjunto de 3 chaves seccionadoras tripolares de 1250 A de corrente nominal, sendo essas responsáveis por fazer a transferência de carga (*by-pass*) do equipamento em caso de manutenção ou falha. No vão de entrada de linha também existe um transformador de corrente (TC), do fabricante BALTEAU, com um enrolamento para medição, ligado à um medidor SAGA 3000 e outro enrolamento para proteção, que fica ligado ao relé AREVA P142 que é um dispositivo inteligente responsável pela automação e as funções de proteção necessárias para essa etapa da subestação.

Passando pela entrada de linha, a alimentação chega ao barramento de alta tensão da SED-JRC, o qual é composto por alumínio e com capacidade nominal para 815 A.

A jusante da barra se encontra um transformador de força de 15 MVA do fabricante WEG. Esse é o principal equipamento da subestação pois nela ocorre a transformação do nível de tensão 69 kV para 13,8 kV. O transformador é supervisionado por um relé P643 com às funções de proteção necessárias para o funcionamento do transformador e por um relé auxiliar SEL 2414 responsável por funções como comutação do TAP do transformador e supervisão da ventilação forçada.

Ainda como parte da subestação, tem-se mais um conjunto de para-raios, seguido de um TC com enrolamento de medição, que alimenta um medidor ION 7650, e um enrolamento de supervisão ligado ao relé S400 que fica responsável também pela supervisão do disjuntor a jusante do transformador denominado de “CTB”. Para essa subestação, foi utilizado um disjuntor de corrente nominal 1250 A do fabricante ABB e para a sua transferência de carga, em caso de manutenção ou defeito, foram utilizados 6 chaves seccionadoras unipolares e uma tripolar, todas com capacidade de corrente nominal igual à 1250 A.

Após esses equipamentos, a carga chega no barramento de média tensão (13,8 kV) da SDE-JRC, este sendo construído de alumínio 315 mm² com capacidade de 730 A. Ligados à esse barramento estão alguns dispositivos como um TP de média tensão, um banco de capacitores de 1,8 MVAR do fabricante INELSA, o qual associado à um disjuntor EMA de 630 A e um relé C400 fica com disjunção automática dependendo de sua necessidade de uso ou não. Além desses dois equipamentos, também está ligado à barra de média tensão o transformador de serviços auxiliares (TSA), de 75 kVA, responsável pela alimentação das cargas essenciais da subestação e seus circuitos de comando.

Finalmente, da barra de média tensão saem os dois alimentadores, 01C1 e 01C2, que alimentarão a Vila de Jericoacoara. Cada uma dessas saídas de linha possuem um conjunto com 1 religador COOPER ESV1516 com corrente nominal de 800 A, juntamente com um relé de proteção SEL-351, um medidor SAGA1000, um conjunto de chaves seccionadores unipolares e tripolares para transferência de carga e um conjunto de para-raios na extremidade do alimentador.

O diagrama unifilar de proteção e medição da subestação anteriormente descrita pode ser vista no Apêndice 1.

Os alimentadores já saem da SED-JRC em cabo subterrâneo para as subestações de média tensão (SE). O alimentador que cada uma dessas subestações é atendida podem ser vistas na Tabela 23.

Tabela 23 – Alimentadores SED-JRC por subestações de média tensão.

ALIMENTADOR	SUBESTAÇÃO
JRC01C1	SE I CIDADE VELHA
	SE IV CIDADE VELHA
	SE V CIDADE VELHA
	SE VI CIDADE VELHA
	SE VII CIDADE VELHA
	SE VIII CIDADE VELHA
JRC01C2	SE I CIDADE NOVA
	SE II CIDADE NOVA
	SE III CIDADE NOVA
	SE IV CIDADE NOVA
	SE V CIDADE NOVA
	SE II CIDADE VELHA
	SE III CIDADE VELHA

Fonte: Própria.

Na rede de média tensão (MT), será utilizado o atual traçado da linha MT, porém com uma total reestruturação. Será feito o recondutoramento para cabo 240 mm² isolado, a fim de suportar a queda de tensão no decorrer dos longos ramais de média tensão existentes na cidade. Juntamente com o cabo, serão instalados novos eletrodutos de 3”, como mostrado no dimensionamento do Apêndice 2, e uma proteção mecânica com fita de advertência, para proteger dos efeitos causados pelo assoreamento do solo em épocas de chuva ou de futuras escavações.

Será feita uma reforma a fim de instalar a topologia em anel aberto. Primeiramente, os quatro desconectáveis existentes atualmente na SE III da cidade velha, deixarão de ser dois conectáveis normalmente abertos e outros dois normalmente fechados e passarão a interligar as subestações I e IV da cidade velha e as subestações VIII e III da cidade velha. Essa interligação associada a instalação de uma chave telecomandada COOPER normalmente aberta no trecho de 120 m entre as caixas 66 e 51 de MT, permite que a rede opere em anel aberto, e que o seccionamento das chaves seja capaz de realizar a recomposição total do sistema. Tanto a topologia como a recomposição podem ser melhor vistas no item 4.1.1.1 desse capítulo.

Quanto aos transformadores, aqueles que foram julgados em sobrecarga, serão substituídos por transformadores de força com maior potência de transformação. Essa substituição levará em conta também se a localização da subestação que se encontra o

transformador apresenta grandes tendências de crescimento ou não. A relação dos transformadores substituídos pode ser observada na Tabela 24.

Tabela 24 – Transformadores substituídos.

SUBESTAÇÃO	TRANSFORMADOR ANTIGO	TRANSFORMADOR NOVO
SE I CV	500 kVA	750 kVA
SE V CV	150 kVA	500 kVA
SE VI CV	300 kVA	500 kVA
SE VII CV	150 kVA	225 kVA
SE VIII CV	112,5 kVA	300 kVA
SE V CN	75 kVA	225 kVA

Fonte: Própria.

Levando em consideração a troca dos transformadores, também serão reformados os cubículos em que ficam os transformadores a fim de estabelecer um padrão em que as conexões com os quadros de distribuição sejam seguras e que não fiquem expostas. Além disso, o novo cubículo padronizado busca manter os transformadores a uma distância segura dos quadros de distribuição a fim de oferecer um ambiente seguro para operação e manutenção.

Ao sair das subestações de média tensão, seguem os circuitos de baixa tensão em topologia radial simples. Esses também serão reconduzidos para condutores isolados de alumínio com seção de 240 mm² e de 120 mm² para o neutro, pelo mesmo motivo do reconduzimento da média tensão, e será instalado juntamente com um eletroduto de 4”, também dimensionado no Apêndice 2.

Quanto às caixas de passagem, serão todas substituídas por novas caixas padronizadas com identificação dos circuitos para simplificar o processo de manutenção, caso necessário. As dimensões das novas caixas são mostradas na Tabela 25.

Tabela 25 – Dimensões para novas caixas de passagem.

CAIXA	LARGURA	PROFUNDIDADE	ALTURA
MÉDIA TENSÃO	1,10 m	1,50 m	1,90 m
BAIXA TENSÃO	1,10 m	1,10 m	1 m

Fonte: Própria.

4.1.1.1 Diagnóstico via software

Utilizando o *software WindMil* foi simulado o fluxo de carga para a presente alternativa a fim de verificar se os clientes da Vila de Jericoacoara receberiam energia em níveis

de tensão permitidos pela regulamentação da ANEEL. A seguir serão descritos os dados e as considerações adotadas para os equipamentos incluídos na simulação, passos esses semelhantes os vistos anteriormente no item 3.2.1.2.

Após os ajustes de bases e parâmetros para a simulação, o primeiro componente da rede a ser simulada é o barramento de alta tensão da Subestação Cruz. Para esse componente foi considerado o nível de tensão de 69 kV, a capacidade de corrente da barra igual a 815 A e a impedância equivalente, em p.u, a montante da barra, de sequência positiva igual a $Z_1 = 9,54 + j18,52$ e a de sequência zero igual a $Z_0 = 16,62 + j69,09$. Essas grandezas foram retiradas do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Em seguida, para a linha aérea de alta tensão que liga as 2 subestações Cruz e Jericoacoara foram utilizados os dados de comprimento da linha de 19 km e as características do cabo utilizado nu de alumínio 160 mm² com capacidade de corrente igual a 500 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,16 + j0,15$, para sequência positiva e $Z_0 = 1,964 + j1,460$ para sequência zero.

Para o transformador de 15 MVA presente na Subestação Jericoacoara e todos os outros das subestações de MT, foi adotada uma conexão em delta-estrela aterrado e os dados presentes na simulação podem ser vistos na Tabela 26.

Tabela 26 – Dados transformadores para simulação.

TRANSFORMADOR	POTÊNCIA	X/R	IMP (%)	TENSÃO DE ENTRADA	TENSÃO DE SAIDA
SED-JRC	15000 kVA	19,5	7	69 kV	13,8 kV
SE I CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE II CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE III CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE IV CN	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE V CN	225 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE II CV	500 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE III CV	1000 kVA	5,5	5	13,8 kV	380 V
SE I CV	750 kVA	5	5	13,8 kV	380 V
SE IV CV	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE V CV	500 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE VI CV	500 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE VII CV	225 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V
SE VIII CV	300 kVA	3,5	4,5	13,8 kV	380 V

Fonte: Própria.

Os dados de impedâncias percentuais (IMP %), foram obtidos das folhas de dados dos transformadores do fabricante WEG, presentes no Anexo 5.

Para os valores de X/R foi novamente utilizada a Tabela 17 do Capítulo 3.

A rede de média tensão foi novamente dividida em 16 trechos, do “MT1” ao “MT16”. A distância desses trechos em metros, utilizada para as simulações do sistema, podem ver vistas na Tabela 18 do Capítulo 3. Além disso, nessa alternativa todos os trechos foram reconduzidos com cabo de alumínio isolado de 240 mm² com capacidade de corrente de 445 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,125 + j0,240$ para sequência positiva e $Z_0 = 0,302 + j2,158$ para sequência zero. Os dados anteriores foram retirados do bando de dados da Enel Distribuição Ceará.

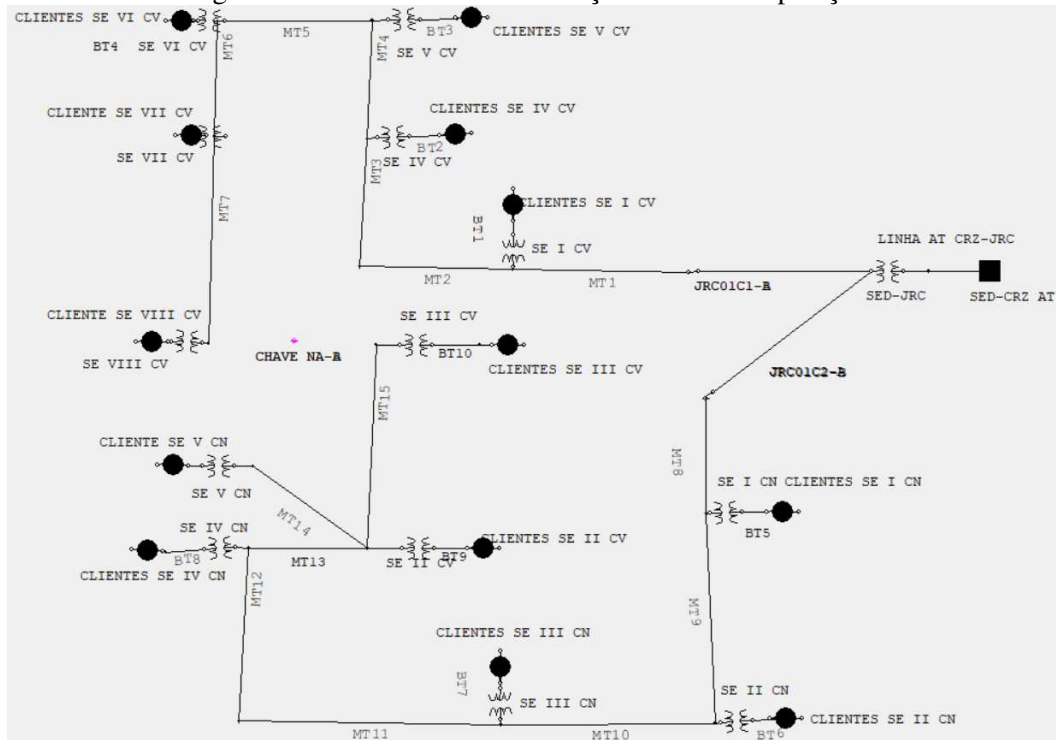
Para os clientes de baixa tensão, foi novamente utilizado o método de queda de tensão do livro *Distribution System Modeling and Analysis* (KERSTING, 2002), demonstrado no item 3.2.1.2 do Capítulo 3. Como para essa alternativa foram mantidos os traçados dos circuitos de baixa tensão, a Tabela 19 pode ser novamente utilizada para os valores de distâncias necessários na simulação. Os ramais de baixa tensão também foram nomeados de “BT1” até “BT10” para melhor identificação dos circuitos e, para os circuitos de baixa tensão, será utilizada a mesma seção do condutor utilizado na média tensão.

Os valores de carga, em kW, para cada circuito foram os mesmos encontrados na simulação da rede atual, presente no Capítulo 3, pois a alternativa será aplicada na situação atual em que a rede se encontra. Os valores dessas cargas estão na Tabela 20.

Para os clientes, seguindo os padrões das simulações realizadas pela concessionária, será considerado um fator de potência igual a 0,92 e a modelagem da carga é de 0,67 % em potência constante e 0,33 % em impedância constante, como mostrado no item 3.2.1.2.

Feitas as considerações e mostrados os parâmetros das simulações, nas figuras a seguir serão mostradas três situações diferentes de alimentação do sistema e os respectivos valores de tensão de fase para os clientes de cada subestação. Primeiramente será mostrado o sistema em situação comum de alimentação, com o anel aberto. A segunda simulação, mostra a recomposição total do sistema pelo alimentador JRC01C1, ou seja, um extremo em que todas as cargas da cidade são alimentadas apenas por 1 alimentador através do fechamento da chave NA telecomandada. Por fim, a terceira simulação consiste na mesma situação da segunda, porém, com a recomposição total feita pelo alimentador JRC01C2.

Figura 66 – Alternativa 1 em situação normal de operação.



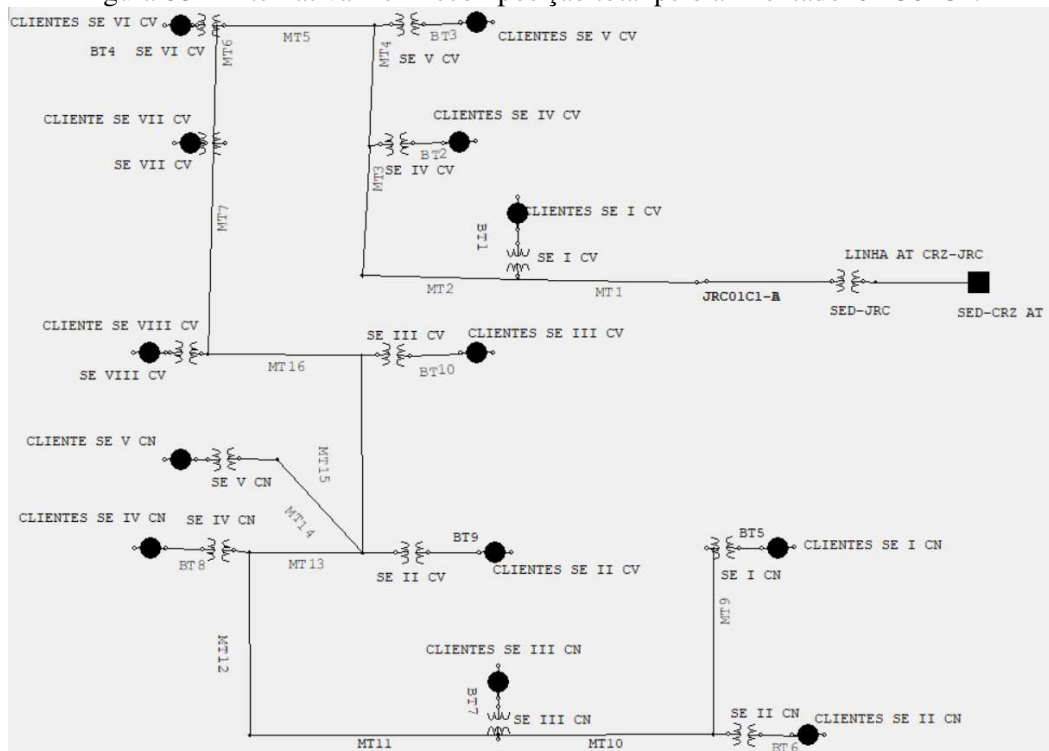
Fonte: Própria.

Figura 67 – Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 1.

CLIENTES SE I CN Voltage A 214.19 @ -61.36 V B 214.19 @ 178.64 V C 214.19 @ 58.64 V Avg 214.19 @ 0.00 V	CLIENTES SE III CV Voltage A 212.16 @ -61.78 V B 212.16 @ 178.22 V C 212.16 @ 58.22 V Avg 212.16 @ 0.00 V	CLIENTES SE VI CV Voltage A 213.63 @ -61.47 V B 213.63 @ 178.53 V C 213.63 @ 58.53 V Avg 213.63 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN Voltage A 216.28 @ -60.88 V B 216.28 @ 179.12 V C 216.28 @ 59.12 V Avg 216.28 @ 0.00 V	CLIENTES SE II CV Voltage A 215.90 @ -60.94 V B 215.90 @ 179.06 V C 215.90 @ 59.06 V Avg 215.90 @ 0.00 V	CLIENTE SE VII CV Voltage A 213.87 @ -61.79 V B 213.87 @ 178.21 V C 213.87 @ 58.21 V Avg 213.87 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN Voltage A 214.61 @ -61.27 V B 214.61 @ 178.73 V C 214.61 @ 58.73 V Avg 214.61 @ 0.00 V	CLIENTES SE I CV Voltage A 209.97 @ -62.30 V B 209.97 @ 177.70 V C 209.97 @ 57.70 V Avg 209.97 @ 0.00 V	CLIENTE SE VIII CV Voltage A 212.37 @ -62.26 V B 212.37 @ 177.74 V C 212.37 @ 57.74 V Avg 212.37 @ 0.00 V
CLIENTES SE IV CN Voltage A 211.37 @ -62.03 V B 211.37 @ 177.97 V C 211.37 @ 57.97 V Avg 211.37 @ 0.00 V	CLIENTES SE IV CV Voltage A 215.35 @ -61.08 V B 215.35 @ 178.92 V C 215.35 @ 58.92 V Avg 215.35 @ 0.00 V	
CLIENTE SE V CN Voltage A 213.63 @ -61.87 V B 213.63 @ 178.13 V C 213.63 @ 58.13 V Avg 213.63 @ 0.00 V	CLIENTES SE V CV Voltage A 209.52 @ -62.38 V B 209.52 @ 177.62 V C 209.52 @ 57.62 V Avg 209.52 @ 0.00 V	

Fonte: Própria.

Figura 68 – Alternativa 1 em recomposição total pelo alimentador JRC01C1.



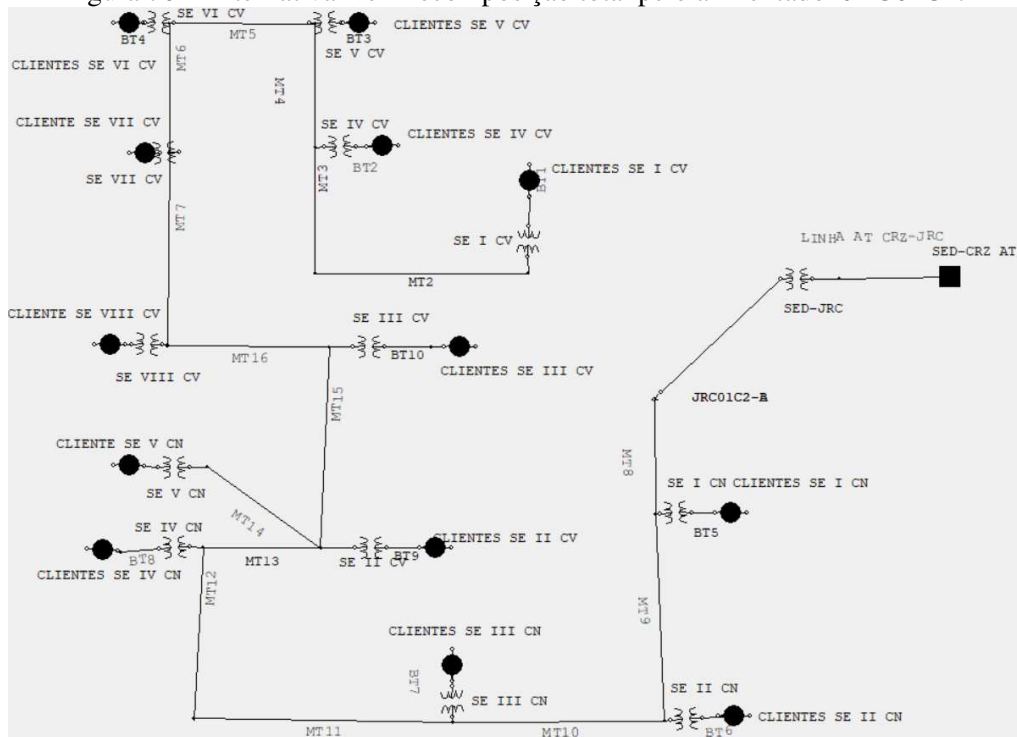
Fonte: Própria.

Figura 69 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador JRC01C1 para a alternativa 1.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.75 @ -61.45 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.75 @ 178.55 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.75 @ 58.55 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.75 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	213.75 @ -61.45 V	B	213.75 @ 178.55 V	C	213.75 @ 58.55 V	Avg	213.75 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.94 @ -61.83 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.94 @ 178.17 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.94 @ 58.17 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.94 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	211.94 @ -61.83 V	B	211.94 @ 178.17 V	C	211.94 @ 58.17 V	Avg	211.94 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.49 @ -61.50 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.49 @ 178.50 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.49 @ 58.50 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.49 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	213.49 @ -61.50 V	B	213.49 @ 178.50 V	C	213.49 @ 58.50 V	Avg	213.49 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	213.75 @ -61.45 V																															
B	213.75 @ 178.55 V																															
C	213.75 @ 58.55 V																															
Avg	213.75 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	211.94 @ -61.83 V																															
B	211.94 @ 178.17 V																															
C	211.94 @ 58.17 V																															
Avg	211.94 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	213.49 @ -61.50 V																															
B	213.49 @ 178.50 V																															
C	213.49 @ 58.50 V																															
Avg	213.49 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>215.89 @ -60.96 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>215.89 @ 179.04 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>215.89 @ 59.04 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>215.89 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	215.89 @ -60.96 V	B	215.89 @ 179.04 V	C	215.89 @ 59.04 V	Avg	215.89 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>215.66 @ -60.99 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>215.66 @ 179.01 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>215.66 @ 59.01 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>215.66 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	215.66 @ -60.99 V	B	215.66 @ 179.01 V	C	215.66 @ 59.01 V	Avg	215.66 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.70 @ -61.83 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.70 @ 178.17 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.70 @ 58.17 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.70 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	213.70 @ -61.83 V	B	213.70 @ 178.17 V	C	213.70 @ 58.17 V	Avg	213.70 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	215.89 @ -60.96 V																															
B	215.89 @ 179.04 V																															
C	215.89 @ 59.04 V																															
Avg	215.89 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	215.66 @ -60.99 V																															
B	215.66 @ 179.01 V																															
C	215.66 @ 59.01 V																															
Avg	215.66 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	213.70 @ -61.83 V																															
B	213.70 @ 178.17 V																															
C	213.70 @ 58.17 V																															
Avg	213.70 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>214.27 @ -61.34 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>214.27 @ 178.66 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>214.27 @ 58.66 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>214.27 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	214.27 @ -61.34 V	B	214.27 @ 178.66 V	C	214.27 @ 58.66 V	Avg	214.27 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.93 @ -62.31 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.93 @ 177.69 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.93 @ 57.69 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.93 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	209.93 @ -62.31 V	B	209.93 @ 177.69 V	C	209.93 @ 57.69 V	Avg	209.93 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>212.20 @ -62.30 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>212.20 @ 177.70 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>212.20 @ 57.70 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>212.20 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	212.20 @ -62.30 V	B	212.20 @ 177.70 V	C	212.20 @ 57.70 V	Avg	212.20 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	214.27 @ -61.34 V																															
B	214.27 @ 178.66 V																															
C	214.27 @ 58.66 V																															
Avg	214.27 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	209.93 @ -62.31 V																															
B	209.93 @ 177.69 V																															
C	209.93 @ 57.69 V																															
Avg	209.93 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	212.20 @ -62.30 V																															
B	212.20 @ 177.70 V																															
C	212.20 @ 57.70 V																															
Avg	212.20 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.08 @ -62.09 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.08 @ 177.91 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.08 @ 57.91 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.08 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	211.08 @ -62.09 V	B	211.08 @ 177.91 V	C	211.08 @ 57.91 V	Avg	211.08 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>215.24 @ -61.10 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>215.24 @ 178.90 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>215.24 @ 58.90 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>215.24 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	215.24 @ -61.10 V	B	215.24 @ 178.90 V	C	215.24 @ 58.90 V	Avg	215.24 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	211.08 @ -62.09 V																															
B	211.08 @ 177.91 V																															
C	211.08 @ 57.91 V																															
Avg	211.08 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	215.24 @ -61.10 V																															
B	215.24 @ 178.90 V																															
C	215.24 @ 58.90 V																															
Avg	215.24 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.38 @ -61.92 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.38 @ 178.08 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.38 @ 58.08 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.38 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	213.38 @ -61.92 V	B	213.38 @ 178.08 V	C	213.38 @ 58.08 V	Avg	213.38 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.39 @ -62.40 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.39 @ 177.60 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.39 @ 57.60 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.39 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	209.39 @ -62.40 V	B	209.39 @ 177.60 V	C	209.39 @ 57.60 V	Avg	209.39 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	213.38 @ -61.92 V																															
B	213.38 @ 178.08 V																															
C	213.38 @ 58.08 V																															
Avg	213.38 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	209.39 @ -62.40 V																															
B	209.39 @ 177.60 V																															
C	209.39 @ 57.60 V																															
Avg	209.39 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Figura 70 – Alternativa 1 em recomposição total pelo alimentador JRC01C2.



Fonte: Própria.

Figura 71 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador JRC01C2 para a alternativa 1.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>214.17 @ -61.37 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>214.17 @ 178.63 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>214.17 @ 58.63 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>214.17 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	214.17 @ -61.37 V	B	214.17 @ 178.63 V	C	214.17 @ 58.63 V	Avg	214.17 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.80 @ -61.86 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.80 @ 178.14 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.80 @ 58.14 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.80 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	211.80 @ -61.86 V	B	211.80 @ 178.14 V	C	211.80 @ 58.14 V	Avg	211.80 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.26 @ -61.55 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.26 @ 178.45 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.26 @ 58.45 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.26 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	213.26 @ -61.55 V	B	213.26 @ 178.45 V	C	213.26 @ 58.45 V	Avg	213.26 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	214.17 @ -61.37 V																															
B	214.17 @ 178.63 V																															
C	214.17 @ 58.63 V																															
Avg	214.17 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	211.80 @ -61.86 V																															
B	211.80 @ 178.14 V																															
C	211.80 @ 58.14 V																															
Avg	211.80 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	213.26 @ -61.55 V																															
B	213.26 @ 178.45 V																															
C	213.26 @ 58.45 V																															
Avg	213.26 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>216.19 @ -60.90 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>216.19 @ 179.10 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>216.19 @ 59.10 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>216.19 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	216.19 @ -60.90 V	B	216.19 @ 179.10 V	C	216.19 @ 59.10 V	Avg	216.19 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>215.58 @ -61.01 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>215.58 @ 178.99 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>215.58 @ 58.99 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>215.58 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	215.58 @ -61.01 V	B	215.58 @ 178.99 V	C	215.58 @ 58.99 V	Avg	215.58 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.52 @ -61.87 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.52 @ 178.13 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.52 @ 58.13 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.52 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	213.52 @ -61.87 V	B	213.52 @ 178.13 V	C	213.52 @ 58.13 V	Avg	213.52 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	216.19 @ -60.90 V																															
B	216.19 @ 179.10 V																															
C	216.19 @ 59.10 V																															
Avg	216.19 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	215.58 @ -61.01 V																															
B	215.58 @ 178.99 V																															
C	215.58 @ 58.99 V																															
Avg	215.58 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	213.52 @ -61.87 V																															
B	213.52 @ 178.13 V																															
C	213.52 @ 58.13 V																															
Avg	213.52 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>214.45 @ -61.30 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>214.45 @ 178.70 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>214.45 @ 58.70 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>214.45 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	214.45 @ -61.30 V	B	214.45 @ 178.70 V	C	214.45 @ 58.70 V	Avg	214.45 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.43 @ -62.42 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.43 @ 177.58 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.43 @ 57.58 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.43 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	209.43 @ -62.42 V	B	209.43 @ 177.58 V	C	209.43 @ 57.58 V	Avg	209.43 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>212.02 @ -62.33 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>212.03 @ 177.67 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>212.03 @ 57.67 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>212.03 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	212.02 @ -62.33 V	B	212.03 @ 177.67 V	C	212.03 @ 57.67 V	Avg	212.03 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	214.45 @ -61.30 V																															
B	214.45 @ 178.70 V																															
C	214.45 @ 58.70 V																															
Avg	214.45 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	209.43 @ -62.42 V																															
B	209.43 @ 177.58 V																															
C	209.43 @ 57.58 V																															
Avg	209.43 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	212.02 @ -62.33 V																															
B	212.03 @ 177.67 V																															
C	212.03 @ 57.67 V																															
Avg	212.03 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.13 @ -62.08 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.13 @ 177.92 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.13 @ 57.92 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.13 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	211.13 @ -62.08 V	B	211.13 @ 177.92 V	C	211.13 @ 57.92 V	Avg	211.13 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>214.92 @ -61.17 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>214.92 @ 178.83 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>214.92 @ 58.83 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>214.92 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	214.92 @ -61.17 V	B	214.92 @ 178.83 V	C	214.92 @ 58.83 V	Avg	214.92 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	211.13 @ -62.08 V																															
B	211.13 @ 177.92 V																															
C	211.13 @ 57.92 V																															
Avg	211.13 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	214.92 @ -61.17 V																															
B	214.92 @ 178.83 V																															
C	214.92 @ 58.83 V																															
Avg	214.92 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.30 @ -61.94 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.30 @ 178.06 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.30 @ 58.06 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.30 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	213.30 @ -61.94 V	B	213.30 @ 178.06 V	C	213.30 @ 58.06 V	Avg	213.30 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.11 @ -62.46 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.11 @ 177.54 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.11 @ 57.54 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.11 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	209.11 @ -62.46 V	B	209.11 @ 177.54 V	C	209.11 @ 57.54 V	Avg	209.11 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	213.30 @ -61.94 V																															
B	213.30 @ 178.06 V																															
C	213.30 @ 58.06 V																															
Avg	213.30 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	209.11 @ -62.46 V																															
B	209.11 @ 177.54 V																															
C	209.11 @ 57.54 V																															
Avg	209.11 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Através dos dados de tensão obtidos pelas simulações mostrados nas Figuras 66 a 71, é possível comprovar que a alternativa proposta funciona no aspecto técnico, pois os clientes das subestações recebem energia em níveis de tensão 380/220 V dentro das tensões nominais padronizadas pela concessionária local, a Enel Distribuição Ceará. Os valores de tensão de fase obtidos na simulação atendem ao padrão definido pela ANEEL, estando na faixa adequada ($202 V < TL < 231 V$). A Tabela 22 no Capítulo 3, mostra as tensões nominais padronizadas.

4.1.2 Aspectos econômicos.

A fim de fazer o levantamento dos aspectos econômicos dessa alternativa, foi feito um orçamento aproximado para todos os equipamentos e mão-de-obra relacionados com a reforma. Os elementos e seus preços descritos no decorrer desse item foram retirados do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Os orçamentos foram feitos em diferentes tabelas de acordo com o nível de tensão envolvido na obra, para o melhor entendimento do procedimento.

Primeiramente, a Tabela 27 mostra o orçamento para a construção de mais uma saída de linha em 69 kV e o preço do trecho de alta tensão que interliga a subestação Cruz e a subestação Jericoacoara. Esses valores já envolvem a mão de obra e material para as obras.

Tabela 27 – Orçamento saída de linha AT de Cruz.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNID	V. TOTAL
1	SAIDA DE LINHA DE AT NA SED-CRUZ	1	UM	R\$ 427.584,25	R\$ 427.584,25
2	TRECHO DE LINHA ENTRE SED-CRZ E SED-JRC	19	KM	R\$ 200.000,00	R\$ 3.800.000,00
TOTAL					R\$ 4.227.584,25

Fonte: Própria.

A seguir, a Tabela 28 mostra todo o orçamento envolvendo os materiais para a construção da Subestação Jericoacoara (SED-JRC).

Tabela 28 – Orçamento materiais SED-JRC.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNID	V. TOTAL
1	DISJ,72,5KV-31,5KA;2000A;GSH01	1	UM	R\$ 57.974,40	R\$ 57.974,40
2	RELE,SOBRECORR,ENT/SAIDA LT,E-PCM-001	1	UM	R\$ 16.727,91	R\$ 16.727,91
3	TRAFO,POT,C3,10/12,5/15MVA,C/C,GST002	1	UM	R\$ 1.100.652,45	R\$ 1.100.653,45
4	RELE,DIFERENC,COMPLETO,P/TRAFO,E-PCM-003	1	UM	R\$ 17.353,93	R\$ 17.353,93
5	DISJ,15KV;C2;1250A;16KA;S/R	1	UM	R\$ 91.336,15	R\$ 91.336,15
6	RELE,SOBRECORR,E-PCM-001	3	UM	R\$ 14.229,49	R\$ 42.688,47
7	DISJ,15KV;C1; 630A;S/R;B.CAP	1	UM	R\$ 91.336,15	R\$ 91.336,15
8	BANCO,CAP,15KV,1.8MVAR,ESE009	1	UM	R\$ 68.442,00	R\$ 68.442,00
9	RELIG,15KV,630A,16KA,SR,EMT004	2	UM	R\$ 58.925,22	R\$ 117.850,44
10	CABO,CU NU,120MM2,MD,D21001	341	KG	R\$ 42,67	R\$ 14.550,47
11	CABO,NU,CAL 315MM2,37F,ELT001	524	KG	R\$ 25,68	R\$ 13.456,32
12	CABO,NU,CAL 160MM2,19F,GSC003	64	KG	R\$ 28,25	R\$ 1.808,00
13	QUADRO,SERV AUX;380/220VCA	1	UM	R\$ 19.085,00	R\$ 19.085,00
14	RETIF;380/125;25+25;CQD;FPM	1	UM	R\$ 43.596,09	R\$ 43.596,09
15	PARA-RAIO,EST;C1;60KV;ESE012	6	UM	R\$ 2.200,00	R\$ 13.200,00
16	PARA-RAIO,C3;12KV;110KV;ESE012	9	UM	R\$ 449,28	R\$ 4.043,52
17	PARA-RAIO,EST;C2;12KV;ESE012	6	UM	R\$ 440,00	R\$ 2.640,00
18	SEC,3P,15-630-M-AL-HA,ESE006	2	UM	R\$ 8.806,79	R\$ 17.613,58
19	SEC,3P,15-1250-M-AL-HA,ESE006	1	UM	R\$ 9.333,48	R\$ 9.333,48
20	SEC,3P,72.5-1250-M-T-ACHA,GSH3	1	UM	R\$ 24.356,17	R\$ 24.356,17
21	SEC,3P,72.5-1250-M-AC-HA,GSH03	1	UM	R\$ 20.009,46	R\$ 20.009,46
22	SEC,3P,72.5-1250-M-AV-HB,FPM	1	UM	R\$ 23.631,30	R\$ 23.631,30
23	SEC,3P,72.5-1250-M-AC-VA,GSH03	1	UM	R\$ 21.058,32	R\$ 21.058,32
24	SEC,1P;15-630-MAVVA;C7;ESE006	18	UM	R\$ 897,80	R\$ 16.160,40
25	SEC,1P;15-1250-MAVVA;C8;ESE006	6	UM	R\$ 1.573,07	R\$ 9.438,42
26	TERRENO 60X60 M	1	UM	R\$ 91.200,00	R\$ 91.200,00
27	DIVERSOS CONECTORES	-	UM	-	R\$ 78.648,66
28	ESTRUTURAS EM GERAL	-	UM	-	R\$ 79.074,01
29	OUTROS EQUIPAMENTOS DE INFRAESTRUTURA	-	-	-	R\$ 163.044,50
TOTAL					R\$ 2.270.310,60

Fonte: Própria.

Na Tabela 29 estão os valores de mão de obra para a instalação da SED-JRC, que incluem os valores de obra civil para a construção da casa de comando e os de implantação da automação e telecomunicação a serem contratados para a obra.

Tabela 29 – Orçamento mão de obra SED-JRC.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNID	V. TOTAL
1	MÃO DE OBRA CIVIL	-	-	-	R\$ 602.233,00
2	MÃO DE OBRA DE AUTOMAÇÃO	-	-	-	R\$ 384.890,85
3	MÃO DE OBRA DE TELECOMINAÇÃO	-	-	-	R\$ 129.999,94
4	MÃO DE OBRA GERAL NO CAMPO	-	-	-	R\$ 116.369,00
TOTAL					R\$ 1.233.492,79

Fonte: Própria.

Agora, considerando as obras de média tensão, tem-se o seguinte orçamento para os serviços anteriormente descritos para essa a nova rede. Primeiramente, a Tabela 30 mostra

os valores para a troca dos transformadores de força sobrecarregados e a reforma dos centros de transformação, com manutenções de alguns de seus componentes como quadros de distribuição, desconectáveis e estrutura civil. Vale ressaltar que os transformadores de força que atendem clientes em média tensão não estão nesse orçamento, pois estes clientes são responsáveis pela compra de seus novos transformadores.

Tabela 30 – Orçamento para reforma dos centros de transformação.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNID	V. TOTAL
1	TRANSFORMADOR WEG A ÓLEO 500 KVA	2	UM	R\$ 30.283,00	R\$ 60.566,00
2	TRANSFORMADOR WEG A ÓLEO 750 KVA	1	UM	R\$ 38.490,00	R\$ 38.490,00
3	REFORMA NA SE I CN	1	UM	R\$ 6.547,32	R\$ 6.547,32
4	REFORMA NA SE II CN	1	UM	R\$ 6.547,32	R\$ 6.547,32
5	REFORMA NA SE III CN	1	UM	R\$ 6.547,32	R\$ 6.547,32
6	REFORMA NA SE IV CN	1	UM	R\$ 6.547,32	R\$ 6.547,32
7	REFORMA NA SE I CV	1	UM	R\$ 8.974,12	R\$ 8.974,12
8	REFORMA NA SE II CV	1	UM	R\$ 6.702,36	R\$ 6.702,36
9	REFORMA NA SE III CV	1	UM	R\$ 7.003,85	R\$ 7.003,85
10	REFORMA NA SE IV CV	1	UM	R\$ 6.678,44	R\$ 6.678,44
11	REFORMA NA SE V CV	1	UM	R\$ 8.397,33	R\$ 8.397,33
12	REFORMA NA SE VI CV	1	UM	R\$ 8.485,67	R\$ 8.485,67
TOTAL					R\$ 171.487,05

Fonte: Própria.

O orçamento para os materiais de rede utilizados para a nova rede subterrânea de média tensão em anel aberto pode ser visto na Tabela 31. Para os orçamentos presentes nas Tabelas 31, 32 e 33 foram considerados 3.388,00 m de rede MT; 12.209,00 m de rede BT; 56 caixas de passagem de MT; 25 caixas de passagem de BT; 14 caixas de derivação de MT; 225 caixas de derivação em BT; 3 clientes em média tensão; 2.437 clientes em baixa tensão e 1 chave telecomandada.

Tabela 31 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 1.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 15kV; CLASSE 2; SEÇÃO 240mm ²	13552	M	R\$ 26,80	R\$ 363.193,60
2	ELETRODUDO CORRUGADO; PEAD; DIAM. 3 POL	13552	M	R\$ 11,11	R\$ 150.562,72
3	CAIXA; PASSAGEM; CONCR.; 1500x1100x1900mm; D317.03 (CS1)	70	UM	R\$ 3.741,63	R\$ 261.914,10
4	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1500x1100x1900mm; D462.04	70	UM	R\$ 694,56	R\$ 48.619,20
5	CHUMBADOR; PARABOLT; BICROMAT.; D462.10	728	UM	R\$ 4,68	R\$ 3.407,04
6	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; C/CAVIDADE; 200A; BQC; D722.41	42	UM	R\$ 1.206,14	R\$ 50.657,88
7	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; 200A; BQX; D722.08	14	UM	R\$ 1.089,14	R\$ 15.247,96
8	PLUG; INSERÇÃO SIMPLES; 200A; D722.05	126	UM	R\$ 240,46	R\$ 30.297,96
9	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; LOADBREAK; 200A; D722.51	126	UM	R\$ 409,50	R\$ 51.597,00
10	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; 200A; ATERRAMENTO; D722.44	14	UM	R\$ 503,09	R\$ 7.043,26
11	BARRA; CU; 2x1/4"; ATERR.; PARAF.; BUCHA; D462.02	14	UM	R\$ 177,84	R\$ 2.489,76
12	CONECTOR; ATERR.; CU; 16-70; D710.25	28	UM	R\$ 19,40	R\$ 543,20
13	PLUG; ISOLANTE; BLINDADO; 200A; D722.46	84	UM	R\$ 287,66	R\$ 24.163,44
14	DETETOR; FALTA; MONOF.; 200/600A; 15kV; NEON; D722.47	42	UM	R\$ 494,11	R\$ 20.752,62
15	INDICADOR; FALTA TRIFÁSICO; D722.48	14	UM	R\$ 3.041,96	R\$ 42.587,44
16	SUPORTE; METÁL.; CONDUTOR COM ABRAÇADEIRA; D462.06	42	UM	R\$ 280,80	R\$ 11.793,60
17	ABRAÇADEIRA; NYLON; 1,2x4,7x280mm; ET-761	126	UM	R\$ 0,23	R\$ 28,98
18	SUPORTE; AÇO; HORIZ.; ISOL. ROLD. PORC.; 3NI.; 1BE; D462.08	42	UM	R\$ 191,18	R\$ 8.029,56
19	ABRAÇADEIRA; NYLON; 2,0x8,6x700mm; ET-761	126	UM	R\$ 1,28	R\$ 161,28
20	ISOL.; ROLD.; PORC.; D79; H76; CL.53-2; E-BT-005	126	UM	R\$ 4,75	R\$ 598,50
21	CONECTOR; TERM.; COMPR.; CU; 16mm ² ; 2F; D710.48	280	UM	R\$ 115,76	R\$ 32.412,80
22	CABO; AÇO-CU; ATERR.; 3x10AWG; BT; D805.02	16,8	UM	R\$ 31,37	R\$ 527,02
23	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA A; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
24	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA B; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
25	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA C; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
26	HASTE; ATERR.; ACO-CU; CIRC.; 13x2000mm; D800.01	56	UM	R\$ 26,83	R\$ 1.502,48
27	CONECTOR; CUN.; ATERR.; 7x10AWG; HASTE 13mm ² ; D710.40	56	UM	R\$ 2,87	R\$ 160,72
28	CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	1	UM	R\$ 30.000,00	R\$ 30.000,00
TOTAL					R\$ 1.158.328,66

Fonte: Própria.

A seguir, na Tabela 32 apresenta o orçamento para os elementos de rede utilizados na nova rede subterrânea de baixa tensão.

Tabela 32 – Orçamento para relação de material da rede BT para a alternativa 1.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 1kV; CLASSE 2; SEÇÃO 240mm ²	36627	M	11,52	421.943,04
2	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 1kV; CLASSE 2; SEÇÃO 120mm ²	12209	M	6,81	83.143,29
3	ELETRODUDO CORRUGADO; PEAD; DIAM. 4 POL	24418	M	15,20	371.153,60
5	CAIXA,PASS,1000X1100MM,D31702	250	UM	1.739,16	434.788,77
6	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1100x1100x1000mm	250	UM	694,56	173.640,00
7	CHUMBADOR,PARABOLT,M16	5850	UM	8,68	50.758,72
8	BARRAMENTO,SUBM;8 CONEX;4-180	900	UM	220,00	198.000,00
9	SUORTE,AZ;BT;4VIA;C/BRAC MET	900	UM	280,80	252.719,13
10	SUORTE,AZ;FIX BARR SUBM;8CONX	900	UM	99,68	89.712,84
11	CAPA,GEL,CUNHA	1800	UM	26,00	46.800,00
12	CONEC,TER,COM,CU, 16,1F	3600	UM	17,55	63.177,18
13	CABO,ACO-CU,ATERR,3X10	157,5	kg	31,37	4.940,93
14	BARRA; CU; BT; ATERR.; PARAF.; BUCHA	225	UM	64,83	14.585,76
15	CONEC,ATERR;CU;16-70	225	UM	19,40	4.365,31
16	ABRAC,NYLON;1,2X4,7X280	3375	UM	0,23	781,38
17	IDENTIFIC,FASE A,PRETO	675	UM	0,29	195,35
18	IDENTIFIC,FASE B,PRETO	675	UM	0,29	195,35
19	IDENTIFIC,FASE C,PRETO	675	UM	0,29	195,35
20	IDENTIFIC,FASE N,PRETO	675	UM	0,29	195,35
21	HASTE,ATERR,13X2000MM	225	UM	26,83	6.037,46
22	CONEC,CUN,ATERR,3X10/16	225	UM	2,81	632,92
TOTAL					2.217.961,71

Fonte: Própria.

E por fim, a Tabela 33 mostra a mão de obra envolvida nas obras de MT e BT na rede subterrânea da Vila de Jericoacoara.

Tabela 33 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 1.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	REGISTRO CREA/LICENÇAS PREF MUN	1	UM	1.533,16	1.533,16
2	LOCAÇÃO DO CANTEIRO DE OBRAS	1000	M2	4,19	4.189,15
3	LIMP/RASP TERREN MECAN;BOTA-FORA	1000	M2	0,39	391,71
4	ESCAVAÇÃO MANUAL OU MECÂNICA	5526,1	M3	16,87	93.199,86
5	ATERRO COMPACT C/AQUIS MATERIAL	1657,83	M3	31,28	51.861,90
6	BOTA-FORA DE MATERIAIS	1657,83	M3	30,61	50.749,49
7	REATERRO COMPACT MAN S/AQUIS MAT	1657,83	M3	22,52	37.340,07
8	CORTE MANUAL ROCHA C/PERF MEC	276,305	M3	331,26	91.528,27
9	CAIXA ALVENARIA;BLOCO ESTRUTURAL	320	M2	187,50	60.000,00
10	TAMPA CONC;<=1,5M2 C/ESCOTILHA	70	M2	820,00	57.400,00
11	TAMPA CONC;<= 1,5M2;SUBTAMP POLI	250	M2	1.370,00	342.500,00
12	MONTAGEM CAIXA PASSAGEM BT / LIG. UC	250	UM	34,04	8.508,93
13	MONTAGEM CAIXA DERIVAÇÃO BT	225	UM	725,57	163.253,25
14	MONTAGEM CAIXA DERIVAÇÃO MT	14	UM	1.768,55	24.759,70
15	INSTALAR ELETRODUTO CORRUGADO	37970	M	1,77	67.206,90
16	LANÇAR COND>50MM ² EM ELETR	62388	M	2,46	153.474,48
17	ENVELOPAMENTO CONCRETO EM ELETR	3388	M	15,85	53.699,80
18	INST BARRAM DESCONEC EMENDA/MUFL	1026	UM	157,14	161.225,64
19	INST CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	1	UM	9.000,00	9.000,00
TOTAL					R\$ 1.431.822,31

Fonte: Própria.

Dessa forma, a Tabela 34 faz a soma de todos os processos envolvidos nesse orçamento, a fim de encontrar o custo total da obra proposta.

Tabela 34 – Orçamento final para a alternativa 1.

ITEM	DESCRIÇÃO	V. TOTAL
1	ORÇAMENTO SAÍDA DE LINHA AT DE CRUZ	R\$ 4.227.584,25
2	ORÇAMENTO MATERIAIS SED-JRC	R\$ 2.270.310,60
3	ORÇAMENTO MÃO DE OBRA SED-JRC	R\$ 1.233.492,79
4	ORÇAMENTO REFORMA CENTROS DE TRANSFORMAÇÃO	R\$ 171.487,05
5	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL MT	R\$ 1.158.328,66
6	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL BT	R\$ 2.217.961,71
7	ORÇAMENTO MÃO DE OBRA MT E BT	R\$ 1.431.822,31
TOTAL		R\$ 12.710.987,37

Fonte: Própria.

Assim, o valor para a implementação da alternativa proposta número 1 é de R\$ 12.710.987,37 (doze milhões, setecentos e dez mil, novecentos e oitenta e sete reais e trinta e sete centavos).

4.1.3 Aspectos ambientais.

Quanto aos aspectos ambientais envolvidos na obra, existem muitos percalços por ser executada em um parque nacional. Para essa situação de instalação existem órgãos que regem a legislação ambiental local. Dentro da Vila de Jericoacoara quem responde pelas permissões ambientais é a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (SEMACE) e dentro do parque nacional essa responsabilidade fica com o Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade (ICMBio), órgão ligado ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

Para o caso da construção da linha de alta tensão, deve ser feito um projeto de georreferenciamento ambiental, mostrando todo o traçado da linha a fim de comprovar que essa não interfere em unidades geoambientais como superfícies de deflação, dunas móveis, dunas fixas, lagoas sazonais, planícies fluviais e faixas marginais dos cursos d'água e lagoa. Vale ressaltar que a linha pode estar sobre essas unidades, porém, não podem ter suas estruturas de concreto fincadas nelas.

Para a instalação da linha de alta tensão, existem algumas dificuldades específicas. Uma delas é o fato de nessa região a licença do ICMBio não permitir a criação de vias de acesso destinados à obra, dificultando assim todo o processo de implementação da linha. Também não é permitido o uso de máquinas de grande porte que geram muito ruído, pois, esse

ruído pode ser capaz de alterar processos migratórios da fauna local, principalmente de pássaros, afetando a dinâmica do ambiente e consequentemente gerando impactos ambientais.

Além dos impactos ambientais, existe a questão das licenças necessárias para a construção de uma linha de alta tensão. Na linha em questão, a cada 100 m de linha deve haver uma documentação de licença prévia (LP), licença de instalação (LI) e licença de operação (LO), que devem ser renovadas a cada 5 anos. O significado dessas licenças são:

- Licença Prévia (LP): Segundo o IBAMA (2017), é um documento emitido pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (Dilic) que atesta a viabilidade ambiental de empreendimentos, aprovando sua localização e concepção e estabelecendo condições que devem ser atendidas para a próxima fase do projeto.
- Licença Instalação (LI): Segundo o IBAMA (2017), essa licença autoriza a instalação do empreendimento de acordo com as especificações constantes nos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e condicionantes.
- Licença Operação (LO): Segundo o IBAMA (2017), essa licença autoriza a operação do empreendimento, após verificar o cumprimento do que consta nas licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e as condições determinadas para a operação.

Assim, a utilização de uma subestação distribuidora de alta tensão para a Vila de Jericoacoara, além de afetar muito o ambiente natural após sua construção, também tem que atender a muitas exigências até ser consolidada.

Para as obras dentro da Vila de Jericoacoara se deve ter muito cuidado quanto ao ato de destinar os resíduos sólidos provenientes das obras e sobre a necessidade de instalação de novas caixas de contenção de óleo para os novos transformadores instalados.

Apesar de ser uma obra de utilidade pública, deve-se também ter cuidado com o tempo de duração da obra a fim de evitar custos extras com compensações ambientais. Compensações ambientais são mecanismos financeiros que buscam contrabalancear os impactos ambientais previstos, ou já ocorridos, no processo de implementação do empreendimento.

4.2 Alternativa 02: Expansão da subestação Cruz com reforma da rede de média e baixa tensão

A segunda alternativa consiste na ampliação da Subestação Cruz (SED-CRZ), pertencente a Enel Distribuição Ceará. Nessa ampliação, será construído o novo alimentador de média tensão, CRZ01P1, para complementar o alimentador CRZ01P2 que já alimenta a Vila de Jericoacoara e outras cidades menores da região. O traçado da linha do novo alimentador será o mesmo mostrado na Figura 33 no item 3.2.1.

Esse novo alimentador permanecerá aéreo até chegar ao Castelo, local em que um circuito alimentador seguirá para alimentar a parte principal da cidade, a cidade velha e o circuito alimentador já existente ficará responsável pela região conhecida como cidade nova. A partir do Castelo os circuitos serão totalmente subterrâneos.

Essa proposição também contempla, assim como a alternativa 1, a topologia em anel aberto para a rede de média tensão da vila, que será totalmente reformada com novos condutores isolados, transformadores e outros materiais de infraestrutura como descritos na alternativa 1. Da mesma forma, os circuitos de baixa tensão continuarão em sistema radial simples, porém, serão totalmente reformados como descritos na alternativa 1.

4.2.1 Aspectos técnicos.

A reforma tem como primeiro passo a instalação do novo alimentador na subestação Cruz. Esse novo alimentador já possui espaço disponível para sua construção no pátio, porém devem ser instalados os equipamentos que vão compor essa nova saída de linha em média tensão (13,8 kV).

Segundo o banco de dados da Enel Distribuição Ceará, para essa saída de linha já existe um relé S420 disponível na casa de comando. Sendo assim, a fim de seguir o padrão dos outros alimentadores, devem ser instalados um religador COOPER ESV1516 com corrente nominal de 800 A, um medidor SAGA1000, um conjunto de chaves seccionadores unipolares e tripolares, com corrente nominal de 630 A para transferência de carga e um conjunto de para-raios na extremidade do alimentador.

Com a reforma, os dois alimentadores sairão em condutor em liga de alumínio com seção de 160 mm², percorrendo o mesmo trecho até a Vila de Jericoacoara. Apesar das condições ambientais desfavoráveis nesse trecho litorâneo, optou-se por utilizar cabo nu, visto que o uso de cabos isolados nessa situação acarretaria em grande estresse para as estruturas de

concreto que às sustentariam, pois teriam de ser fincados numa região de dunas, muitas delas móveis, e suportar o grande peso que o circuito teria caso fosse feito em cabo isolado.

Dessa forma, os alimentadores chegam em cabo nu até o castelo onde o alimentador CRZ01P2 segue para a região de menor crescimento da vila, a região da cidade nova e o alimentador CRZ01P1, por ser exclusivo para a Vila de Jericoacoara, segue para a região com maiores cargas e tendências de crescimento, a cidade velha. Prova disso é que, baseado no banco de dados da Enel Distribuição Ceará, já existem 4 pedidos de carga, em aberto, para novas conexões na região da cidade velha de Jericoacoara, em que a soma das capacidades instaladas desses empreendimentos é igual a 975 kVA.

A partir do Castelo, os alimentadores saem em cabo subterrâneo para as subestações de média tensão (SE). Os alimentadores que cada uma dessas subestações é atendida podem ser vistos na Tabela 35.

Tabela 35 – Alimentadores SED-CRZ por subestações de média tensão.

ALIMENTADOR	SUBESTAÇÃO
CRZ01P1	SE I CIDADE VELHA
	SE IV CIDADE VELHA
	SE V CIDADE VELHA
	SE VI CIDADE VELHA
	SE VII CIDADE VELHA
	SE VIII CIDADE VELHA
CRZ01P2	SE I CIDADE NOVA
	SE II CIDADE NOVA
	SE III CIDADE NOVA
	SE IV CIDADE NOVA
	SE V CIDADE NOVA
	SE II CIDADE VELHA
	SE III CIDADE VELHA

Fonte: Própria.

Na rede de média tensão (MT), será utilizado o atual traçado da linha MT, porém com uma total reestruturação. Será feito o recondutoramento para cabo 240 mm² de alumínio isolado a fim de suportar a queda de tensão no decorrer dos longos ramais de média tensão existentes na cidade. Juntamente com o cabo, serão instalados novos eletrodutos de 3” com dimensionamento mostrado no Apêndice 2, e uma proteção mecânica com fita de advertência, para proteger dos efeitos causados pelo assoreamento do solo em épocas de chuva ou de futuras escavações. A rede será construída na topologia de anel aberto, como visto no item 4.1.1 para a

alternativa 1. Porém nessa alternativa serão instaladas 3 chaves telecomandadas COOPER, duas normalmente fechadas, dentro do Castelo, sendo uma para cada alimentador e uma normalmente aberta no trecho de 120 m entre as caixas 66 e 51 de MT, permitindo que o seccionamento das chaves seja capaz de realizar a recomposição total do sistema. Tanto a topologia como a recomposição serão ser melhor vistas no item 4.2.1.1 desse capítulo.

Os transformadores de força de média tensão também serão substituídos de acordo com a Tabela 24 do item 4.1.1 desse capítulo. Também serão reformados os cubículos em que ficam os transformadores a fim de estabelecer um padrão em que as conexões com os quadros de distribuição sejam seguras e que não fiquem expostas. Além disso, o novo cubículo padronizado busca manter os transformadores a uma distância segura dos quadros de distribuição a fim de oferecer um ambiente seguro para operação e manutenção.

Para os circuitos de baixa tensão foi feito o recondutoramento para condutores isolados de alumínio com seção de 240 mm^2 , a fim de evitar queda de tensão ao longo dos grandes ramais de baixa tensão, e a instalação de eletrodutos compatíveis de 4", dimensionado no Apêndice 2. Os circuitos de baixa tensão continuam dispostos na topologia radial simples.

Quanto as caixas de passagem, serão todas substituídas por novas caixas assim como as que são mostradas na Tabela 25 do item 4.1.1 desse Capítulo.

4.2.1.1 Diagnóstico via software

Utilizando o *software WindMil*, foi simulado o fluxo de carga para a alternativa 2 a fim de verificar se os clientes da Vila de Jericoacoara receberiam energia em níveis de tensão permitidos pela concessionária de energia local.

Os dados e considerações para essa simulação são semelhantes ao descrito no item 3.2.1.2 para a rede atual. Da mesma forma, será feita uma apresentação sucinta fazendo referência ao que já foi visto anteriormente.

Após os ajustes de bases e parâmetros para a simulação, o primeiro componente da rede a ser simulado é o barramento de média tensão da Subestação Cruz em 13,8 kV, com capacidade de corrente da barra igual a 500 A e a impedância equivalente da rede a montante, em ohm/km, de sequência positiva igual a $Z_1 = 0,517 + j,1,802$ e a de sequência zero igual a $Z_0 = 0 + j0,722$.

Em seguida, para as duas saídas de linhas aéreas de média tensão (CRZ01P1 e CRZ01P2) foram utilizados os dados de comprimento da linha de 10,9 km e as características do cabo utilizado. Foi utilizado um cabo nu de alumínio de 160 mm^2 com capacidade de corrente

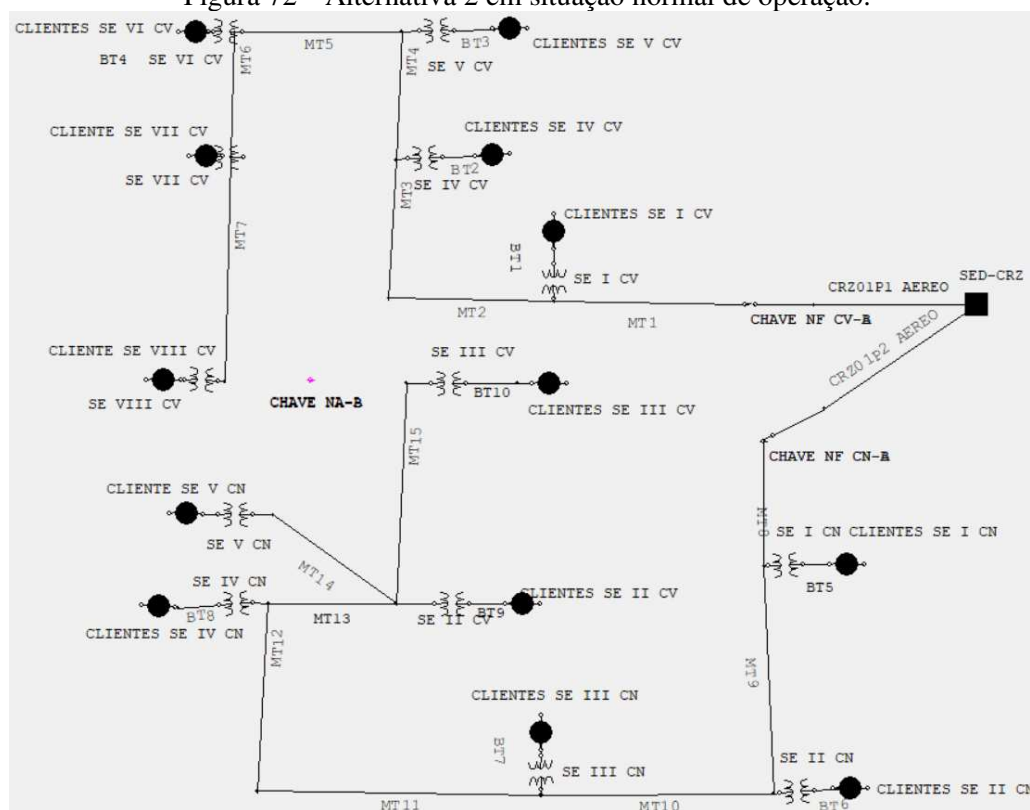
igual a 500 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,16 + j0,15$ para sequência positiva e $Z_0 = 1,964 + j1,460$ para sequência zero.

Para a simulação dessa alternativa, todas as considerações feitas nas redes de média e baixa tensão da alternativa 1 foram repetidas, visto que ambas alternativas contam com a mesma reforma geral da rede de média e baixa tensão.

Os dados e as formas como foram encontradas as grandezas dos transformadores utilizados nessa simulação estão expostos, respectivamente, na Tabela 26 e no item 3.2.1.2 disponível no Capítulo 3.

Feitas as considerações e mostrados os parâmetros das simulações, nas figuras a seguir serão mostradas três situações diferentes de alimentação do sistema e os respectivos valores de tensão de fase para os clientes de cada subestação de média tensão. Primeiramente será mostrado o sistema em situação comum de alimentação, com o anel aberto. A segunda simulação, mostra a recomposição total do sistema pelo alimentador CRZ01P1, ou seja, um extremo em que todas as cargas da cidade são alimentadas apenas por 1 alimentador através do fechamento da chave NA telecomandada da abertura de outra NF presente no Castelo. Por fim, a terceira simulação consiste na mesma situação da segunda, porém, com a recomposição total feita pelo alimentador CRZ01P2.

Figura 72 – Alternativa 2 em situação normal de operação.



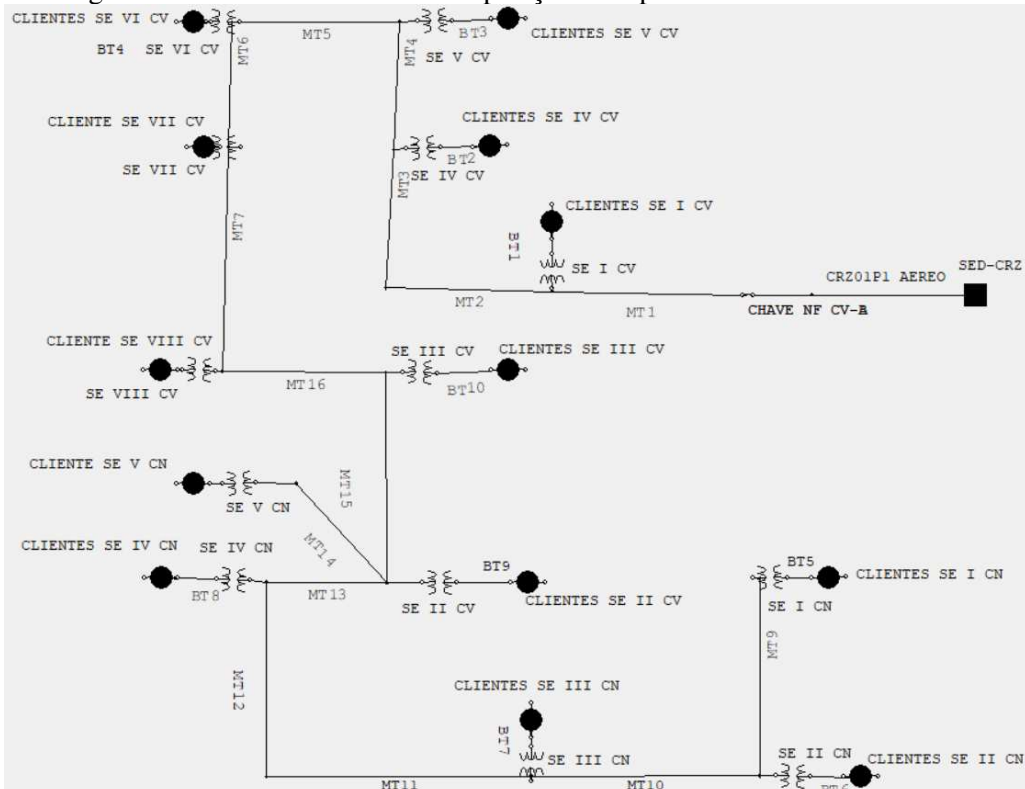
Fonte: Própria.

Figura 73 – Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 2.

CLIENTES SE I CN Voltage A 213.73 @ -31.16 V B 213.73 @ -151.16 V C 213.73 @ 88.84 V Avg 213.73 @ 0.00 V	CLIENTES SE III CV Voltage A 211.70 @ -31.58 V B 211.70 @ -151.58 V C 211.70 @ 88.42 V Avg 211.70 @ 0.00 V	CLIENTES SE VI CV Voltage A 212.49 @ -31.33 V B 212.49 @ -151.33 V C 212.49 @ 88.67 V Avg 212.49 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN Voltage A 215.83 @ -30.67 V B 215.83 @ -150.67 V C 215.83 @ 89.33 V Avg 215.83 @ 0.00 V	CLIENTES SE II CV Voltage A 215.44 @ -30.74 V B 215.44 @ -150.74 V C 215.44 @ 89.26 V Avg 215.44 @ 0.00 V	CLIENTE SE VII CV Voltage A 212.72 @ -31.65 V B 212.72 @ -151.65 V C 212.72 @ 88.35 V Avg 212.72 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN Voltage A 214.16 @ -31.06 V B 214.16 @ -151.06 V C 214.16 @ 88.94 V Avg 214.16 @ 0.00 V	CLIENTES SE I CV Voltage A 208.82 @ -32.17 V B 208.82 @ -152.17 V C 208.82 @ 87.83 V Avg 208.82 @ 0.00 V	CLIENTE SE VIII CV Voltage A 211.22 @ -32.13 V B 211.22 @ -152.13 V C 211.22 @ 87.87 V Avg 211.22 @ 0.00 V
CLIENTES SE IV CN Voltage A 210.91 @ -31.83 V B 210.91 @ -151.83 V C 210.91 @ 88.17 V Avg 210.91 @ 0.00 V	CLIENTES SE IV CV Voltage A 214.21 @ -30.94 V B 214.21 @ -150.94 V C 214.21 @ 89.06 V Avg 214.21 @ 0.00 V	
CLIENTE SE V CN Voltage A 213.17 @ -31.67 V B 213.17 @ -151.67 V C 213.17 @ 88.33 V Avg 213.17 @ 0.00 V	CLIENTES SE V CV Voltage A 208.37 @ -32.24 V B 208.37 @ -152.24 V C 208.37 @ 87.76 V Avg 208.37 @ 0.00 V	

Fonte: Própria.

Figura 74 – Alternativa 2 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1.



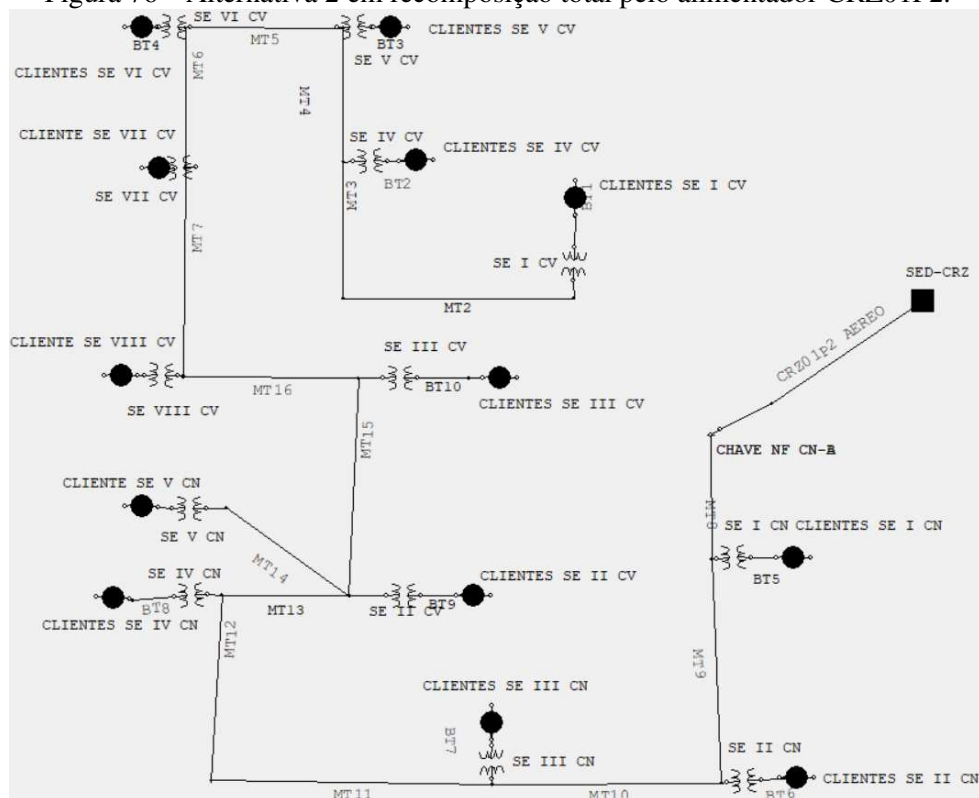
Fonte: Própria.

Figura 75 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1 para a alternativa 2.

CLIENTES SE I CN Voltage A 211.29 @ -31.44 V B 211.29 @ -151.44 V C 211.29 @ 88.56 V Avg 211.29 @ 0.00 V	CLIENTES SE III CV Voltage A 209.47 @ -31.82 V B 209.47 @ -151.82 V C 209.47 @ 88.18 V Avg 209.47 @ 0.00 V	CLIENTES SE VI CV Voltage A 211.03 @ -31.48 V B 211.03 @ -151.48 V C 211.03 @ 88.52 V Avg 211.03 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN Voltage A 213.44 @ -30.93 V B 213.44 @ -150.93 V C 213.44 @ 89.07 V Avg 213.44 @ 0.00 V	CLIENTES SE II CV Voltage A 213.21 @ -30.97 V B 213.21 @ -150.97 V C 213.21 @ 89.03 V Avg 213.21 @ 0.00 V	CLIENTE SE VII CV Voltage A 211.24 @ -31.82 V B 211.24 @ -151.82 V C 211.24 @ 88.18 V Avg 211.24 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN Voltage A 211.81 @ -31.32 V B 211.81 @ -151.32 V C 211.81 @ 88.68 V Avg 211.81 @ 0.00 V	CLIENTES SE I CV Voltage A 207.45 @ -32.30 V B 207.45 @ -152.30 V C 207.45 @ 87.70 V Avg 207.45 @ 0.00 V	CLIENTE SE VIII CV Voltage A 209.73 @ -32.29 V B 209.73 @ -152.29 V C 209.73 @ 87.71 V Avg 209.73 @ 0.00 V
CLIENTES SE IV CN Voltage A 208.60 @ -32.08 V B 208.60 @ -152.08 V C 208.60 @ 87.92 V Avg 208.60 @ 0.00 V	CLIENTES SE IV CV Voltage A 212.78 @ -31.08 V B 212.78 @ -151.08 V C 212.78 @ 88.92 V Avg 212.78 @ 0.00 V	
CLIENTE SE V CN Voltage A 210.92 @ -31.91 V B 210.92 @ -151.91 V C 210.92 @ 88.09 V Avg 210.92 @ 0.00 V	CLIENTES SE V CV Voltage A 206.91 @ -32.40 V B 206.91 @ -152.40 V C 206.91 @ 87.60 V Avg 206.91 @ 0.00 V	

Fonte: Própria.

Figura 76 – Alternativa 2 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2.



Fonte: Própria.

Figura 77 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2 para a alternativa 2.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.71 @ -31.35 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.71 @ -151.35 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.71 @ 88.65 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.71 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	211.71 @ -31.35 V	B	211.71 @ -151.35 V	C	211.71 @ 88.65 V	Avg	211.71 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.33 @ -31.84 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.33 @ -151.84 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.33 @ 88.16 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.33 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	209.33 @ -31.84 V	B	209.33 @ -151.84 V	C	209.33 @ 88.16 V	Avg	209.33 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.79 @ -31.53 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.79 @ -151.53 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.79 @ 88.47 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.79 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	210.79 @ -31.53 V	B	210.79 @ -151.53 V	C	210.79 @ 88.47 V	Avg	210.79 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	211.71 @ -31.35 V																															
B	211.71 @ -151.35 V																															
C	211.71 @ 88.65 V																															
Avg	211.71 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	209.33 @ -31.84 V																															
B	209.33 @ -151.84 V																															
C	209.33 @ 88.16 V																															
Avg	209.33 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	210.79 @ -31.53 V																															
B	210.79 @ -151.53 V																															
C	210.79 @ 88.47 V																															
Avg	210.79 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.74 @ -30.87 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.74 @ -150.87 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.74 @ 89.13 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.74 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	213.74 @ -30.87 V	B	213.74 @ -150.87 V	C	213.74 @ 89.13 V	Avg	213.74 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>213.13 @ -30.98 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>213.13 @ -150.98 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>213.13 @ 89.02 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>213.13 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	213.13 @ -30.98 V	B	213.13 @ -150.98 V	C	213.13 @ 89.02 V	Avg	213.13 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.06 @ -31.85 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.06 @ -151.85 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.06 @ 88.15 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.06 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	211.06 @ -31.85 V	B	211.06 @ -151.85 V	C	211.06 @ 88.15 V	Avg	211.06 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	213.74 @ -30.87 V																															
B	213.74 @ -150.87 V																															
C	213.74 @ 89.13 V																															
Avg	213.74 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	213.13 @ -30.98 V																															
B	213.13 @ -150.98 V																															
C	213.13 @ 89.02 V																															
Avg	213.13 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	211.06 @ -31.85 V																															
B	211.06 @ -151.85 V																															
C	211.06 @ 88.15 V																															
Avg	211.06 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>212.00 @ -31.28 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>212.00 @ -151.28 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>212.00 @ 88.72 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>212.00 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	212.00 @ -31.28 V	B	212.00 @ -151.28 V	C	212.00 @ 88.72 V	Avg	212.00 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.95 @ -32.41 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.95 @ -152.41 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.95 @ 87.59 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.95 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	206.95 @ -32.41 V	B	206.95 @ -152.41 V	C	206.95 @ 87.59 V	Avg	206.95 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.56 @ -32.33 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.56 @ -152.33 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.56 @ 87.67 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.56 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	209.56 @ -32.33 V	B	209.56 @ -152.33 V	C	209.56 @ 87.67 V	Avg	209.56 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	212.00 @ -31.28 V																															
B	212.00 @ -151.28 V																															
C	212.00 @ 88.72 V																															
Avg	212.00 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	206.95 @ -32.41 V																															
B	206.95 @ -152.41 V																															
C	206.95 @ 87.59 V																															
Avg	206.95 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	209.56 @ -32.33 V																															
B	209.56 @ -152.33 V																															
C	209.56 @ 87.67 V																															
Avg	209.56 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.66 @ -32.07 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.66 @ -152.07 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.66 @ 87.93 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.66 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	208.66 @ -32.07 V	B	208.66 @ -152.07 V	C	208.66 @ 87.93 V	Avg	208.66 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>212.46 @ -31.15 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>212.46 @ -151.15 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>212.46 @ 88.85 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>212.46 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	212.46 @ -31.15 V	B	212.46 @ -151.15 V	C	212.46 @ 88.85 V	Avg	212.46 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	208.66 @ -32.07 V																															
B	208.66 @ -152.07 V																															
C	208.66 @ 87.93 V																															
Avg	208.66 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	212.46 @ -31.15 V																															
B	212.46 @ -151.15 V																															
C	212.46 @ 88.85 V																															
Avg	212.46 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.84 @ -31.93 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.84 @ -151.93 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.84 @ 88.07 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.84 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	210.84 @ -31.93 V	B	210.84 @ -151.93 V	C	210.84 @ 88.07 V	Avg	210.84 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.63 @ -32.46 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.63 @ -152.46 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.63 @ 87.54 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.63 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	206.63 @ -32.46 V	B	206.63 @ -152.46 V	C	206.63 @ 87.54 V	Avg	206.63 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	210.84 @ -31.93 V																															
B	210.84 @ -151.93 V																															
C	210.84 @ 88.07 V																															
Avg	210.84 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	206.63 @ -32.46 V																															
B	206.63 @ -152.46 V																															
C	206.63 @ 87.54 V																															
Avg	206.63 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Através dos dados de tensão obtidos pelas simulações, é possível comprovar que a alternativa proposta é tecnicamente viável, pois os clientes das subestações recebem energia em níveis de tensão 380/220 V nominal e as tensões obtidas estão na faixa adequada, segundo o módulo 8 do PRODIST e a concessionária local.

4.2.2 Aspectos econômicos.

Para os aspectos econômicos dessa alternativa, foi feito novamente um orçamento aproximado para todos os equipamentos e mão-de-obra relacionados para a reforma. Os elementos e seus preços descritos no decorrer desse item, foram retirados do banco de dados da Enel Distribuição Ceará.

Mais uma vez, os orçamentos foram feitos em diferentes tabelas de acordo com o nível de tensão envolvido na obra. Assim, o desenvolvimento até o custo final da obra fica melhor discriminado.

Começando pela média tensão com a Tabela 36 que mostra o orçamento para a construção da saída de linha CRZ01P1, o preço do trecho aéreo de média tensão desse

alimentador e o recondutoramento do alimentador CRZ01P2. Os valores discriminados na tabela já envolvem a mão de obra e material para as obras. Como as estruturas que sustentam as linhas já estão instaladas, será colocado no orçamento somente o valor do cabeamento utilizado.

Tabela 36 – Orçamento de saída de linha MT de Cruz.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNID	V. TOTAL
1	SAIDA DE LINHA CRZ01P1 NA SED-CRUZ	1	UM	R\$ 155.510,89	R\$ 155.510,89
2	TRECHO DE LINHA MT CABO 160MM2 CRZ01P1	4718,7	KG	R\$ 36,73	R\$ 173.317,85
3	TRECHO DE LINHA MT CABO 160MM2 CRZ01P2	4718,7	KG	R\$ 36,73	R\$ 173.317,85
TOTAL					R\$ 502.146,59

Fonte: Própria.

A seguir a Tabela 30, mostrada no item 4.1.2, mostra os valores para a troca dos transformadores de força sobrecarregados e a reforma dos centros de transformação, com manutenções de alguns de seus componentes como quadros de distribuição, desconectáveis e estrutura civil. Como as duas alternativas possuem essa característica, será usado novamente o valor de R\$ 171.487,05 reais.

O orçamento para os elementos de rede utilizados para a nova rede subterrânea de média tensão em anel aberto pode ser visto na Tabela 37. Para os orçamentos presentes nas Tabelas 37, 38 e 39, foram considerados 3.388,00 m de rede MT; 12.209,00 m de rede BT; 56 caixas de passagem de MT; 25 caixas de passagem de BT; 14 caixas de derivação de MT; 225 caixas de derivação em BT; 3 clientes em média tensão; 2.437 clientes em baixa tensão e 3 chaves telecomandadas.

Tabela 37 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 2.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 15kV; CLASSE 2; SEÇÃO 240mm ²	13552	M	R\$ 26,80	R\$ 363.193,60
2	ELETRODUDO CORRUGADO; PEAD; DIAM. 3 POL	13552	M	R\$ 11,11	R\$ 150.562,72
3	CAIXA; PASSAGEM; CONCR.; 1500x1100x1900mm; D317.03 (CS1)	70	UM	R\$ 3.741,63	R\$ 261.914,10
4	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1500x1100x1900mm; D462.04	70	UM	R\$ 694,56	R\$ 48.619,20
5	CHUMBADOR; PARABOLT; BICROMAT.; D462.10	728	UM	R\$ 4,68	R\$ 3.407,04
6	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; C/CAVIDADE; 200A; BQC; D722.41	42	UM	R\$ 1.206,14	R\$ 50.657,88
7	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; 200A; BQX; D722.08	14	UM	R\$ 1.089,14	R\$ 15.247,96
8	PLUG; INSERÇÃO SIMPLES; 200A; D722.05	126	UM	R\$ 240,46	R\$ 30.297,96
9	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; LOADBREAK; 200A; D722.51	126	UM	R\$ 409,50	R\$ 51.597,00
10	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; 200A; ATERRAMENTO; D722.44	14	UM	R\$ 503,09	R\$ 7.043,26
11	BARRA; CU; 2x1/4"; ATERR.; PARAF.; BUCHA; D462.02	14	UM	R\$ 177,84	R\$ 2.489,76
12	CONECTOR; ATERR.; CU; 16-70; D710.25	28	UM	R\$ 19,40	R\$ 543,20
13	PLUG; ISOLANTE; BLINDADO; 200A; D722.46	84	UM	R\$ 287,66	R\$ 24.163,44
14	DETETOR; FALTA; MONOF.; 200/600A; 15kV; NEON; D722.47	42	UM	R\$ 494,11	R\$ 20.752,62
15	INDICADOR; FALTA TRIFÁSICO; D722.48	14	UM	R\$ 3.041,96	R\$ 42.587,44
16	SUPORTE; METÁL.; CONDUTOR COM ABRAÇADEIRA; D462.06	42	UM	R\$ 280,80	R\$ 11.793,60
17	ABRAÇADEIRA; NYLON; 1,2x4,7x280mm; ET-761	126	UM	R\$ 0,23	R\$ 28,98
18	SUPORTE; AÇO; HORIZ.; ISOL. ROLD. PORC.; 3NI.; 1BE; D462.08	42	UM	R\$ 191,18	R\$ 8.029,56
19	ABRAÇADEIRA; NYLON; 2,0x8,6x700mm; ET-761	126	UM	R\$ 1,28	R\$ 161,28
20	ISOL.; ROLD.; PORC.; D79; H76; CL.53-2; E-BT-005	126	UM	R\$ 4,75	R\$ 598,50
21	CONECTOR; TERM.; COMPR.; CU; 16mm ² ; 2F; D710.48	280	UM	R\$ 115,76	R\$ 32.412,80
22	CABO; AÇO-CU; ATERR.; 3x10AWG; BT; D805.02	16,8	UM	R\$ 31,37	R\$ 527,02
23	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA A; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
24	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA B; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
25	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA C; D220.16	42	UM	R\$ 0,29	R\$ 12,18
26	HASTE; ATERR.; ACO-CU; CIRC.; 13x2000mm; D800.01	56	UM	R\$ 26,83	R\$ 1.502,48
27	CONECTOR; CUN.; ATERR.; 7x10AWG; HASTE 13mm ² ; D710.40	56	UM	R\$ 2,87	R\$ 160,72
28	CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	3	UM	R\$ 30.000,00	R\$ 90.000,00
TOTAL					R\$ 1.218.328,66

Fonte: Própria.

Para os materiais referentes a reforma na rede de baixa tensão, foi utilizado novamente o valor encontrado na Tabela 32 do item 4.1.2, pois as alternativas possuem a reforma na rede BT como ponto comum de suas obras. Dessa forma será adicionado o valor de R\$ 2.217.961,71 reais à obra.

Os valores de mão de obra envolvida nas obras de MT e BT estão presentes na Tabela 38.

Tabela 38 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 2.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	REGISTRO CREA/LICENÇAS PREF MUN	1	UM	1.533,16	1.533,16
2	LOCAÇÃO DO CANTEIRO DE OBRAS	1000	M2	4,19	4.189,15
3	LIMP/RASP TERREN MECAN;BOTA-FORA	1000	M2	0,39	391,71
4	ESCAVAÇÃO MANUAL OU MECÂNICA	5526,1	M3	16,87	93.199,86
5	ATERRO COMPACT C/AQUIS MATERIAL	1657,83	M3	31,28	51.861,90
6	BOTA-FORA DE MATERIAIS	1657,83	M3	30,61	50.749,49
7	REATERRO COMPACT MAN S/AQUIS MAT	1657,83	M3	22,52	37.340,07
8	CORTE MANUAL ROCHA C/PERF MEC	276,305	M3	331,26	91.528,27
9	CAIXA ALVENARIA;BLOCO ESTRUTURAL	320	M2	187,50	60.000,00
10	TAMPA CONC;<=1,5M2 C/ESCOTILHA	70	M2	820,00	57.400,00
11	TAMPA CONC;<= 1,5M2;SUBTAMP POLI	250	M2	1.370,00	342.500,00
12	MONTAGEM CAIXA PASSAGEM BT / LIG. UC	250	UM	34,04	8.508,93
13	MONTAGEM CAIXA DERIVAÇÃO BT	225	UM	725,57	163.253,25
14	MONTAGEM CAIXA DERIVAÇÃO MT	14	UM	1.768,55	24.759,70
15	INSTALAR ELETRODUTO CORRUGADO	37970	M	1,77	67.206,90
16	LANÇAR COND>50MM² EM ELETR	62388	M	2,46	153.474,48
17	ENVELOPAMENTO CONCRETO EM ELETR	3388	M	15,85	53.699,80
18	INST BARRAM DESCONEC EMENDA/MUFL	1026	UM	157,14	161.225,64
19	INST CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	3	UM	9.000,00	27.000,00
TOTAL					R\$ 1.449.822,31

Fonte: Própria.

Por fim, a Tabela 39 faz a soma de todos os processos envolvidos nesse orçamento, a fim de encontrar o custo total da obra proposta.

Tabela 39 – Orçamento final para a alternativa 2.

ITEM	DESCRIÇÃO	V. TOTAL
1	ORÇAMENTO SAÍDA DE LINHA MT DE CRUZ	R\$ 502.146,59
2	ORÇAMENTO REFORMA CENTROS DE TRANSFORMAÇÃO	R\$ 171.487,05
3	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL MT	R\$ 1.218.328,66
4	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL BT	R\$ 2.217.961,71
5	ORÇAMENTO MÃO DE OBRA MT E BT	R\$ 1.449.822,31
TOTAL		R\$ 5.559.746,32

Fonte: Própria.

Assim, o valor para a implementação da alternativa proposta número 2 é de R\$ 5.559.746,32 (cinco milhões, quinhentos e cinquenta e nove mil, setecentos e quarente e seis reais e trinta e dois centavos).

4.2.3 Aspectos ambientais.

Para a alternativa 2, os impactos visuais da linha de distribuição serão quase nulos, visto que, ficarão nas mesmas estruturas do alimentador já existente. Mais uma vez é necessário

ter cuidado com o tempo de andamento da obra para evitar gastos com compensações ambientais.

Diferentemente do que foi visto anteriormente para a linha de alta tensão, as linhas de média tensão localizadas em áreas rurais necessitam apenas de uma licença de instalação (LI) para o seu funcionamento dentro dos parâmetros ambientais. Essa licença deve ser retirada junto ao ICMBio e não tem necessidade de renovação. O preço de uma LI para o trecho entre Preá e Jericoacoara, retirada junto ao IBAMA, é de aproximadamente R\$ 15.000 reais.

Apesar de ser uma linha de média tensão, também deve ser feito um projeto de georreferenciamento ambiental mostrando todo o traçado da linha. Esse traçado não deve ter estruturas instaladas em unidades geoambientais como superfícies de deflação, dunas móveis, dunas fixas, lagoas sazonais, planícies fluviais e faixas marginais dos cursos d'água e lagoa.

Por fim, para as obras de MT e BT dentro da Vila de Jericoacoara, por conta das reformas estruturais que serão feitas na cidade, os resíduos gerados devem ser destinados para locais que não interfiram na paisagem e nem vire entulho nas redondezas da cidade. Também deve-se verificar novamente o tamanho das caixas de contenção de óleo para os novos transformadores de força contemplados na reforma, para que não haja riscos de vazamentos em ambiente natural.

4.3 Alternativa 03: Expansão da subestação Cruz e transferência de grandes clientes para média tensão

A terceira alternativa consiste na ampliação da Subestação Cruz (SED-CRZ) com a construção do novo alimentador de média tensão, CRZ01P1, para complementar o alimentador CRZ01P2, assim como na alternativa 2. Porém nessa alternativa, ocorrerá a transição de alguns grandes clientes em baixa tensão para suprimento em média tensão. Para essas obras a concessionária vai proporcionar ao cliente a subestação para o empreendimento em troca de que essa também possa ser utilizada, caso necessário, para novos clientes da Vila de Jericoacoara. Para isso, deve haver um procedimento de adequação normativa para esse caso.

A transferência desses clientes para a rede de média tensão dispensará a reforma da rede de baixa tensão e a troca dos transformadores de uso comum que estavam sobrecarregados, diminuindo assim o custo dessa alternativa de reforma.

O percurso e cargas alimentadas para os alimentadores aéreos será o mesmo dos apresentados na alternativa 2. A rede de média reformada vai operar em anel aberto com novos condutores isolados e outros materiais de infraestrutura.

4.3.1 Aspectos técnicos.

Ao analisar a atual rede de distribuição da Vila de Jericoacoara é capaz de se observar muitos clientes atendidos em baixa tensão que demandam um considerável consumo dentro da subestação a que estão ligados. O fato desses grandes clientes estarem ligados nos circuitos de baixa tensão juntamente com os clientes residenciais da vila, faz com que os efeitos de anomalias na rede, como a queda de tensão, sejam agravados para todos eles conectados na atual rede de baixa tensão.

Será oferecido para 11 grandes clientes de baixa tensão, centros de transformação de superfície de 112,5 kVA do tipo pedestal (*pad-mounted*), semelhante ao mostrado na Figura 29, para que eles possam passar a ser atendidos em média tensão (13,8 kV) e aliviem a rede de baixa tensão. Porém, esses centros de transformação serão entregues em troca de que eles sejam cedidos, por esses novos clientes em média tensão, em caso de ampliação da rede atual. Dessa forma, essas 11 novas subestação darão suporte às outras 13 já existentes no suprimento de energia para a vila.

O primeiro passo da reforma é a instalação da nova saída de linha em média tensão (13,8 kV) na subestação Cruz, assim como mostrado na alternativa 2. Assim, serão instalados um religador COOPER ESV1516 com corrente nominal de 800 A, um medidor SAGA1000, um conjunto de chaves seccionadores unipolares e tripolares, com corrente nominal de 630 A para transferência de carga e um conjunto de para-raios na extremidade do alimentador. Os dois alimentadores partirão da subestação Cruz em condutor nu em liga de alumínio com seção de 160 mm², por 10,7 km, até a Vila de Jericoacoara.

Ao chegar no Castelo, o alimentador CRZ01P2 segue para a região da cidade nova e o alimentador CRZ01P1, por ser exclusivo para a Vila de Jericoacoara, segue para a região da cidade velha.

Vale ressaltar que os consumidores que receberão as subestações novas em média tensão (SEN) estão localizados próximos às subestações de uso comum que necessitam de alívio de carga a fim de diminuir seu carregamento e aumentar os níveis de tensão para seus clientes.

A partir do Castelo, os alimentadores saem em cabo subterrâneo para as subestações de média tensão (SE) existentes e novas. Os alimentadores que cada uma das subestações existentes é atendida podem ser vistos na Tabela 35 presente no item 4.2.1. Já para as subestações novas, a Tabela 40 apresenta a nomenclatura utilizada para elas e o alimentador que fará sua alimentação em condições normais de funcionamento da rede. Dentre os novos

clientes atendidos em média tensão, a maioria são Pousadas ou Complexos de pousadas e apenas um representa um comércio da região.

Tabela 40 – Alimentadores SED-CRZ para novas subestações de média tensão.

ALIMENTADOR	SUBESTAÇÃO
CRZ01P2	SE NOVA 1
	SE NOVA 2
	SE NOVA 3
CRZ01P1	SE NOVA 4
	SE NOVA 5
	SE NOVA 6
	SE NOVA 7
	SE NOVA 8
	SE NOVA 9
	SE NOVA 10
	SE NOVA 11

Fonte: Própria.

Na rede de média tensão (MT), além do atual traçado, serão construídos alguns trechos curtos para interligar a atual rede aos *pad-mounted* que serão instalados. Será feito o recondutoramento para cabo 240 mm² isolado de alumínio para suportar a queda de tensão no decorrer dos longos ramais de média tensão da cidade, já os ramais destinados aos *pad-mounted* fará uso do cabo 70 mm² isolado de alumínio. O uso do cabo de 70 mm² acontece pois essa é a maior seção permitida para ramais, segundo a Tabela 41, presente na CP-004/2014.

Tabela 41 – Seção ramais de alumínio.

Configuração Básica da Rede	Trecho da Rede	Alumínio Seção (mm ²)
Radial com Recursos	Tronco	185 - 300
	Ramal	35 - 70

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014a).

Também serão instalados novos eletrodutos de 3” para os troncos de 240 mm², e eletrodutos de 2” para os novos ramais, e uma proteção mecânica com fita de advertência, para proteger a rede de fatores externos. O dimensionamento dos eletrodutos estão discriminados no Apêndice 2.

A rede em média tensão será construída na topologia de anel aberto, da mesma forma que apresentada no item 4.2.1 em que serão instaladas 3 chaves telecomandadas COOPER, duas normalmente fechadas dentro do Castelo e uma normalmente aberta no trecho entre as caixas 66 e 51 de MT. O posicionamento das chaves permite que o seccionamento delas seja capaz de realizar a recomposição total do sistema.

Os transformadores de força de média tensão existentes continuaram os mesmos mostrados na Tabela 16 do item 3.2.1.2, do Capítulo 3. Porém, os cubículos ainda serão reformados estabelecendo um padrão como nas duas alternativas anteriores.

4.3.1.1 Diagnóstico via software

O software *WindMil* foi utilizado para simular o fluxo de carga para a alternativa 3 a fim de verificar se os clientes da Vila de Jericoacoara receberiam energia em níveis de tensão permitidos pela concessionária de energia local caso essa alternativa seja adotada. Os dados e considerações para essa simulação são bem parecidos com o que foi descrito no item 3.2.1.2 para a rede atual. Da mesma forma, será feita uma apresentação sucinta fazendo referência ao que já foi visto anteriormente.

Após os ajustes de bases e parâmetros para a simulação, o primeiro componente da rede a ser simulada é o barramento de média tensão da Subestação Cruz em 13,8 kV, com capacidade de corrente da barra igual a 500 A e a impedância acumulada, em ohm/km, do sistema até essa barra de sequência positiva igual a $Z_1 = 0,517 + j,1,802$ e a de sequência zero igual a $Z_0 = 0 + j0,722$.

Em seguida, para as duas saídas de linha aéreas de média tensão (CRZ01P1 e CRZ01P2) foram utilizados os dados de comprimento da linha de 10,9 km e as características do cabo utilizado. Foi utilizado um cabo nu de alumínio 160 mm² com capacidade de corrente igual a 500 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,16 + j0,15$ para sequência positiva e $Z_0 = 1,964 + j1,460$ para sequência zero.

Para a simulação dessa alternativa, muitas das considerações feitas nas redes de média tensão da alternativa 2 foram repetidas. Porém, os dados e as formas como foram encontradas as grandezas dos transformadores utilizados nessa simulação estão expostos no item 3.2.1.2 disponível no Capítulo 3. Isso acontece porque nessa alternativa serão mantidos os transformadores existentes. Já as características dos novos transformadores são as mesmas das de um transformador de 112,5 kVA, porém, foi habilitado no software *WindMil* a opção *pad-mounted*, sinalizando a especificação do novo transformador utilizado.

A rede de média tensão dessa vez foi dividida em 27 trechos, do “MT1” ao “MT27”. A distância dos trechos “MT1” ao “MT16” em metros, utilizadas para as simulações do sistema, podem ver vistas na Tabela 18 do Capítulo 3. Já os trechos correspondentes aos novos ramais para alimentar as novas subestações de média tensão são mostrados na Tabela 42. Vale ressaltar que esses trechos correspondem às distancias das novas subestações até o tronco de média tensão.

Tabela 42 – Dados dos ramais de MT para simulação.

SUBESTAÇÃO	TRECHO MT	DISTÂNCIA (m)
SE NOVA 1	MT17	27
SE NOVA 2	MT18	21
SE NOVA 3	MT19	24
SE NOVA 4	MT20	22
SE NOVA 5	MT21	10
SE NOVA 6	MT22	16
SE NOVA 7	MT23	19
SE NOVA 8	MT24	22
SE NOVA 9	MT25	21
SE NOVA 10	MT26	32
SE NOVA 11	MT27	30

Fonte: Própria

Além disso, nessa alternativa os trechos “MT1” ao “MT16” foram reconduzidos com cabo de alumínio isolado de 240 mm² com capacidade de corrente de 445 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,125 + j0,240$ para sequência positiva e $Z_0 = 0,302 + j2,158$ para sequência zero. Da mesma forma, os trechos “MT17” ao “MT27” foram reconduzidos com cabo de alumínio isolado de 70 mm² com capacidade de corrente de 210 A e impedância, em ohm/km, igual a $Z_1 = 0,443 + j0,290$, para sequência positiva e $Z_0 = 0,620 + j2,208$ para sequência zero. Os dados anteriores foram retirados do bando de dados da Enel Distribuição Ceará.

Os 11 novos clientes em média tensão têm como objetivo aliviar as subestações (SE) que estavam suprindo suas cargas. Na Tabela 43 pode ser encontrada a relação das novas subestações, o trecho de MT associado a elas, a subestação que sua carga estava anteriormente ligada, ou seja, a subestação a qual ela alivia a carga, a carga máxima registrada para cada um desses clientes em kW e a nova carga por circuito para a subestação que está agora aliviada.

Tabela 43 – Valores das subestações aliviadas.

SUBESTAÇÃO	TRECHO MT	SE ALIVIADA	CARGA MÁXIMA REGISTRADA (kW)	CARGA POR CIRCUITO NA SE ALIVIADA (kW)
SE NOVA 1	MT17	SE III CV	88,09	32,22
SE NOVA 2	MT18	SE III CV	91,12	32,22
SE NOVA 3	MT19	SE III CV	62,55	32,22
SE NOVA 4	MT20	SE V CV	72,84	24,88
SE NOVA 5	MT21	SE V CV	52,74	24,88
SE NOVA 6	MT22	SE V CV	77,12	24,88
SE NOVA 7	MT23	SE I CV	97,99	30,12
SE NOVA 8	MT24	SE I CV	98,25	30,12
SE NOVA 9	MT25	SE I CV	97,82	30,12
SE NOVA 10	MT26	SE VI CV	87,98	29,58
SE NOVA 11	MT27	SE VI CV	61,80	29,58

Fonte: Própria

O valor da carga por circuito na subestação aliviada foi adquirido através da subtração dos valores de carga máxima registrada das novas subestações que buscam aliviar sua carga do valor de sua carga máxima registrada, sendo esse valor dividido pelo número de circuitos dessa subestação. Todos os valores foram obtidos por medições da concessionária. Os valores da carga máxima registrada e do número de circuitos de cada uma das subestações existentes está disponível na Tabela 20 do Capítulo 3. Para as subestações que não houve alívio de carga foram utilizados os dados de simulação da rede atual disponível no item 3.2.1.2 do Capítulo 3.

Pode-se perceber que as novas subestações se encontram na parte principal da cidade, a cidade velha.

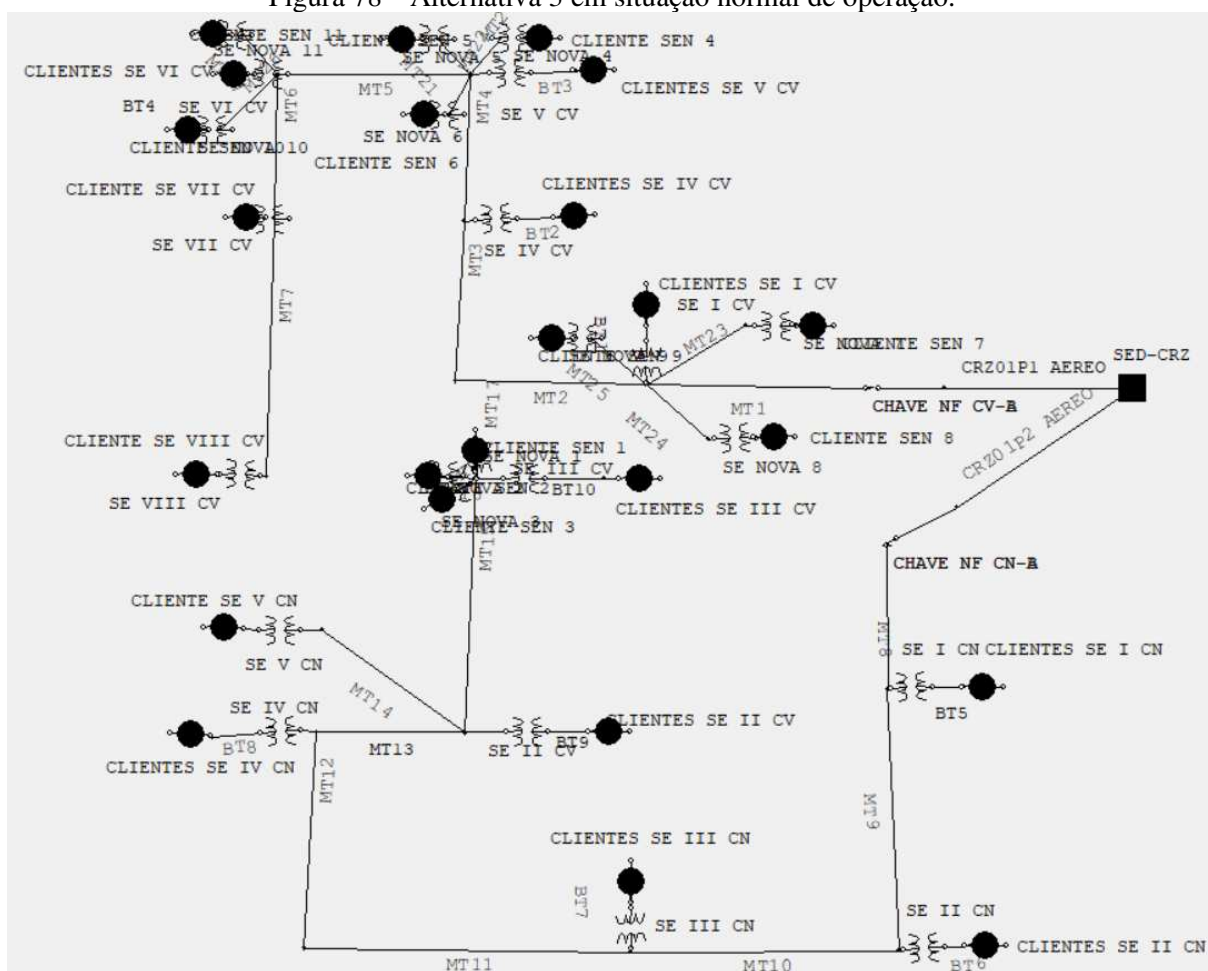
Para o sistema de baixa tensão foram utilizadas as características vistas no item 3.2.1.2 do Capítulo 3. Isso acontece pois não haverá recondutoramento na rede de baixa tensão, somente obras na infraestrutura da rede a fim de corrigir as violações de segurança atualmente existentes.

Para os clientes, seguindo os padrões das simulações realizadas pela concessionária, será considerado um fator de potência igual a 0,92 e a modelagem da carga é de 0,67 % em potência constante e 0,33 % em impedância constante, como mostrado no item 3.2.1.2.

Feitas as considerações e mostrados os parâmetros das simulações, nas figuras a seguir serão mostradas três situações diferentes de alimentação do sistema e os respectivos valores de tensão de fase para os clientes de cada subestação de média tensão. Primeiramente

será mostrado o sistema em situação comum de alimentação, com o anel aberto. A segunda simulação mostra a recomposição total do sistema pelo alimentador CRZ01P1, ou seja, um extremo em que todas as cargas da cidade são alimentadas apenas por 1 alimentador através do fechamento da chave NA telecomandada da abertura de outra NF presente no Castelo. Por fim, a terceira simulação consiste na mesma situação da segunda, porém, com a recomposição total feita pelo alimentador CRZ01P2.

Figura 78 – Alternativa 3 em situação normal de operação.



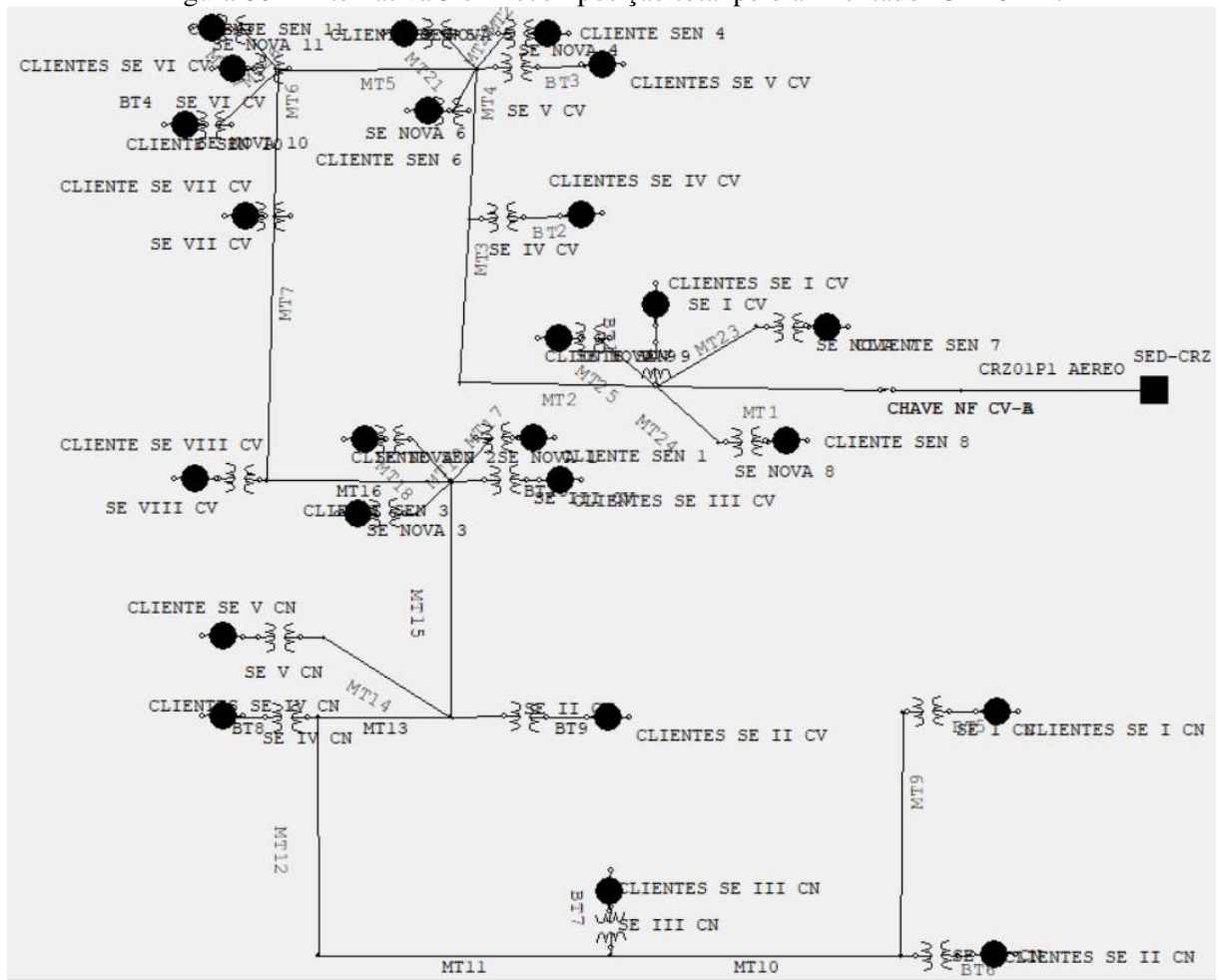
Fonte: Própria.

Figura 79 – Valores de tensão de fase em operação normal para a alternativa 3.

CLIENTES SE I CN Voltage A 209.33 @ -31.57 V B 209.33 @ -151.57 V C 209.33 @ 88.43 V Avg 209.33 @ 0.00 V	CLIENTES SE III CV Voltage A 207.43 @ -30.47 V B 207.43 @ -150.47 V C 207.43 @ 89.53 V Avg 207.43 @ 0.00 V	CLIENTES SE VI CV Voltage A 209.14 @ -30.62 V B 209.14 @ -150.62 V C 209.14 @ 89.38 V Avg 209.14 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN Voltage A 213.56 @ -30.89 V B 213.56 @ -150.89 V C 213.56 @ 89.11 V Avg 213.56 @ 0.00 V	CLIENTES SE II CV Voltage A 210.42 @ -30.44 V B 210.42 @ -150.44 V C 210.42 @ 89.56 V Avg 210.42 @ 0.00 V	CLIENTE SE VII CV Voltage A 210.79 @ -32.02 V B 210.79 @ -152.02 V C 210.79 @ 87.98 V Avg 210.79 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN Voltage A 210.29 @ -31.43 V B 210.29 @ -151.43 V C 210.29 @ 88.57 V Avg 210.29 @ 0.00 V	CLIENTES SE I CV Voltage A 207.65 @ -30.56 V B 207.65 @ -150.56 V C 207.65 @ 89.44 V Avg 207.65 @ 0.00 V	CLIENTE SE VIII CV Voltage A 206.21 @ -33.44 V B 206.21 @ -153.44 V C 206.21 @ 86.56 V Avg 206.21 @ 0.00 V
CLIENTES SE IV CN Voltage A 207.82 @ -31.84 V B 207.82 @ -151.84 V C 207.82 @ 88.16 V Avg 207.82 @ 0.00 V	CLIENTES SE IV CV Voltage A 208.05 @ -30.61 V B 208.05 @ -150.61 V C 208.05 @ 89.39 V Avg 208.05 @ 0.00 V	
CLIENTE SE V CN Voltage A 207.52 @ -33.32 V B 207.52 @ -153.32 V C 207.52 @ 86.68 V Avg 207.52 @ 0.00 V	CLIENTES SE V CV Voltage A 207.28 @ -30.72 V B 207.28 @ -150.72 V C 207.28 @ 89.28 V Avg 207.28 @ 0.00 V	
CLIENTE SEN 1 Voltage A 213.24 @ -31.55 V B 213.24 @ -151.55 V C 213.24 @ 88.45 V Avg 213.24 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 5 Voltage A 213.59 @ -31.13 V B 213.59 @ -151.13 V C 213.59 @ 88.87 V Avg 213.59 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 9 Voltage A 211.54 @ -31.80 V B 211.54 @ -151.80 V C 211.54 @ 88.20 V Avg 211.54 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 2 Voltage A 213.09 @ -31.60 V B 213.09 @ -151.60 V C 213.09 @ 88.40 V Avg 213.09 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 6 Voltage A 212.41 @ -31.51 V B 212.41 @ -151.51 V C 212.41 @ 88.49 V Avg 212.41 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 10 Voltage A 211.86 @ -31.68 V B 211.86 @ -151.68 V C 211.86 @ 88.32 V Avg 211.86 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 3 Voltage A 214.48 @ -31.15 V B 214.48 @ -151.15 V C 214.48 @ 88.85 V Avg 214.48 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 7 Voltage A 211.53 @ -31.80 V B 211.53 @ -151.80 V C 211.53 @ 88.20 V Avg 211.53 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 11 Voltage A 213.13 @ -31.27 V B 213.13 @ -151.27 V C 213.13 @ 88.73 V Avg 213.13 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 4 Voltage A 212.62 @ -31.44 V B 212.62 @ -151.44 V C 212.62 @ 88.56 V Avg 212.62 @ 0.00 V	CLIENTE SEN 8 Voltage A 211.52 @ -31.80 V B 211.52 @ -151.80 V C 211.52 @ 88.20 V Avg 211.52 @ 0.00 V	

Fonte: Própria.

Figura 80 – Alternativa 3 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1.



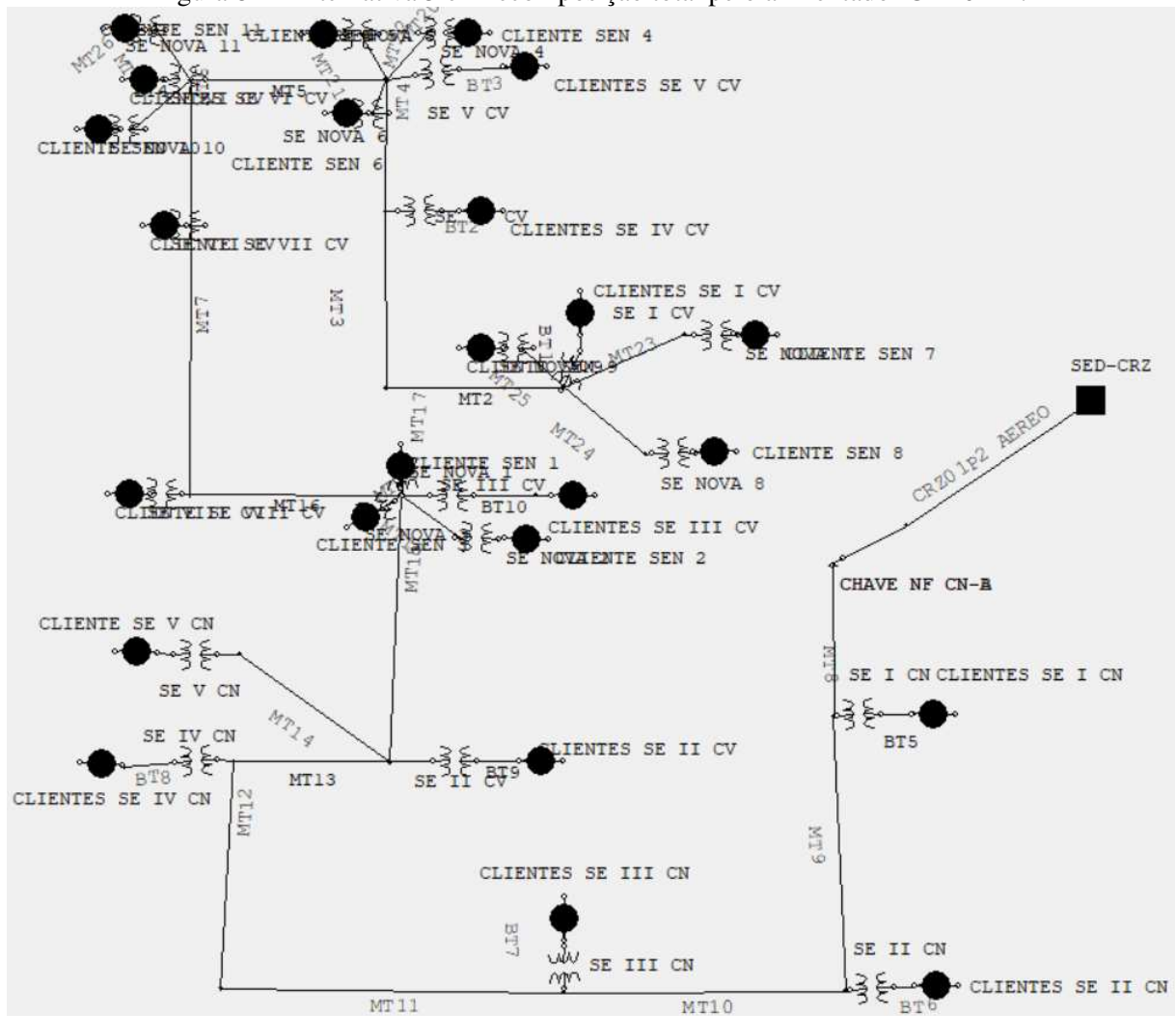
Fonte: Própria.

Figura 81 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P1 para a alternativa 3.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>205.63 @ -31.98 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>205.63 @ -151.98 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>205.63 @ 88.02 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>205.63 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	205.63 @ -31.98 V	B	205.63 @ -151.98 V	C	205.63 @ 88.02 V	Avg	205.63 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.02 @ -30.80 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.02 @ -150.80 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.02 @ 89.20 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.02 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	204.02 @ -30.80 V	B	204.02 @ -150.80 V	C	204.02 @ 89.20 V	Avg	204.02 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>207.20 @ -30.81 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>207.20 @ -150.81 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>207.20 @ 89.19 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>207.20 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	207.20 @ -30.81 V	B	207.20 @ -150.81 V	C	207.20 @ 89.19 V	Avg	207.20 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	205.63 @ -31.98 V																															
B	205.63 @ -151.98 V																															
C	205.63 @ 88.02 V																															
Avg	205.63 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	204.02 @ -30.80 V																															
B	204.02 @ -150.80 V																															
C	204.02 @ 89.20 V																															
Avg	204.02 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	207.20 @ -30.81 V																															
B	207.20 @ -150.81 V																															
C	207.20 @ 89.19 V																															
Avg	207.20 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.96 @ -31.27 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.96 @ -151.27 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.96 @ 88.73 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.96 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	209.96 @ -31.27 V	B	209.96 @ -151.27 V	C	209.96 @ 88.73 V	Avg	209.96 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>207.00 @ -30.78 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>207.00 @ -150.78 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>207.00 @ 89.22 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>207.00 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	207.00 @ -30.78 V	B	207.00 @ -150.78 V	C	207.00 @ 89.22 V	Avg	207.00 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.84 @ -32.23 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.84 @ -152.23 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.84 @ 87.77 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.84 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	208.84 @ -32.23 V	B	208.84 @ -152.23 V	C	208.84 @ 87.77 V	Avg	208.84 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	209.96 @ -31.27 V																															
B	209.96 @ -151.27 V																															
C	209.96 @ 88.73 V																															
Avg	209.96 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	207.00 @ -30.78 V																															
B	207.00 @ -150.78 V																															
C	207.00 @ 89.22 V																															
Avg	207.00 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	208.84 @ -32.23 V																															
B	208.84 @ -152.23 V																															
C	208.84 @ 87.77 V																															
Avg	208.84 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.72 @ -31.81 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.72 @ -151.81 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.73 @ 88.19 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.72 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	206.72 @ -31.81 V	B	206.72 @ -151.81 V	C	206.73 @ 88.19 V	Avg	206.72 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>205.85 @ -30.72 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>205.85 @ -150.72 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>205.85 @ 89.28 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>205.85 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	205.85 @ -30.72 V	B	205.85 @ -150.72 V	C	205.85 @ 89.28 V	Avg	205.85 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.23 @ -33.68 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.23 @ -153.68 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.23 @ 86.32 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.23 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	204.23 @ -33.68 V	B	204.23 @ -153.68 V	C	204.23 @ 86.32 V	Avg	204.23 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	206.72 @ -31.81 V																															
B	206.72 @ -151.81 V																															
C	206.73 @ 88.19 V																															
Avg	206.72 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	205.85 @ -30.72 V																															
B	205.85 @ -150.72 V																															
C	205.85 @ 89.28 V																															
Avg	205.85 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	204.23 @ -33.68 V																															
B	204.23 @ -153.68 V																															
C	204.23 @ 86.32 V																															
Avg	204.23 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.31 @ -32.22 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.31 @ -152.22 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.31 @ 87.78 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.31 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	204.31 @ -32.22 V	B	204.31 @ -152.22 V	C	204.31 @ 87.78 V	Avg	204.31 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.16 @ -30.79 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.16 @ -150.79 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.16 @ 89.21 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.16 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	206.16 @ -30.79 V	B	206.16 @ -150.79 V	C	206.16 @ 89.21 V	Avg	206.16 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	204.31 @ -32.22 V																															
B	204.31 @ -152.22 V																															
C	204.31 @ 87.78 V																															
Avg	204.31 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	206.16 @ -30.79 V																															
B	206.16 @ -150.79 V																															
C	206.16 @ 89.21 V																															
Avg	206.16 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.07 @ -33.72 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.07 @ -153.72 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.07 @ 86.28 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.07 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	204.07 @ -33.72 V	B	204.07 @ -153.72 V	C	204.07 @ 86.28 V	Avg	204.07 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>205.36 @ -30.91 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>205.36 @ -150.91 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>205.36 @ 89.09 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>205.36 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	205.36 @ -30.91 V	B	205.36 @ -150.91 V	C	205.36 @ 89.09 V	Avg	205.36 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	204.07 @ -33.72 V																															
B	204.07 @ -153.72 V																															
C	204.07 @ 86.28 V																															
Avg	204.07 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	205.36 @ -30.91 V																															
B	205.36 @ -150.91 V																															
C	205.36 @ 89.09 V																															
Avg	205.36 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.86 @ -31.90 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.86 @ -151.90 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.86 @ 88.10 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.86 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 1		Voltage A	209.86 @ -31.90 V	B	209.86 @ -151.90 V	C	209.86 @ 88.10 V	Avg	209.86 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.70 @ -31.32 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.70 @ -151.32 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.70 @ 88.68 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.70 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 5		Voltage A	211.70 @ -31.32 V	B	211.70 @ -151.32 V	C	211.70 @ 88.68 V	Avg	211.70 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 9</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.75 @ -31.97 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.75 @ -151.97 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.75 @ 88.03 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.75 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 9		Voltage A	209.75 @ -31.97 V	B	209.75 @ -151.97 V	C	209.75 @ 88.03 V	Avg	209.75 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 1																																
Voltage A	209.86 @ -31.90 V																															
B	209.86 @ -151.90 V																															
C	209.86 @ 88.10 V																															
Avg	209.86 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 5																																
Voltage A	211.70 @ -31.32 V																															
B	211.70 @ -151.32 V																															
C	211.70 @ 88.68 V																															
Avg	211.70 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 9																																
Voltage A	209.75 @ -31.97 V																															
B	209.75 @ -151.97 V																															
C	209.75 @ 88.03 V																															
Avg	209.75 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.71 @ -31.95 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.71 @ -151.95 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.71 @ 88.05 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.71 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 2		Voltage A	209.71 @ -31.95 V	B	209.71 @ -151.95 V	C	209.71 @ 88.05 V	Avg	209.71 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.52 @ -31.70 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.52 @ -151.70 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.52 @ 88.30 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.52 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 6		Voltage A	210.52 @ -31.70 V	B	210.52 @ -151.70 V	C	210.52 @ 88.30 V	Avg	210.52 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.93 @ -31.88 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.93 @ -151.88 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.93 @ 88.12 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.93 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 10		Voltage A	209.93 @ -31.88 V	B	209.93 @ -151.88 V	C	209.93 @ 88.12 V	Avg	209.93 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 2																																
Voltage A	209.71 @ -31.95 V																															
B	209.71 @ -151.95 V																															
C	209.71 @ 88.05 V																															
Avg	209.71 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 6																																
Voltage A	210.52 @ -31.70 V																															
B	210.52 @ -151.70 V																															
C	210.52 @ 88.30 V																															
Avg	210.52 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 10																																
Voltage A	209.93 @ -31.88 V																															
B	209.93 @ -151.88 V																															
C	209.93 @ 88.12 V																															
Avg	209.93 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.11 @ -31.50 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.11 @ -151.50 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.11 @ 88.50 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.11 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 3		Voltage A	211.11 @ -31.50 V	B	211.11 @ -151.50 V	C	211.11 @ 88.50 V	Avg	211.11 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 7</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.74 @ -31.98 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.74 @ -151.98 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.74 @ 88.02 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.74 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 7		Voltage A	209.74 @ -31.98 V	B	209.74 @ -151.98 V	C	209.74 @ 88.02 V	Avg	209.74 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 11</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.22 @ -31.47 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.22 @ -151.47 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.22 @ 88.53 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.22 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 11		Voltage A	211.22 @ -31.47 V	B	211.22 @ -151.47 V	C	211.22 @ 88.53 V	Avg	211.22 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 3																																
Voltage A	211.11 @ -31.50 V																															
B	211.11 @ -151.50 V																															
C	211.11 @ 88.50 V																															
Avg	211.11 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 7																																
Voltage A	209.74 @ -31.98 V																															
B	209.74 @ -151.98 V																															
C	209.74 @ 88.02 V																															
Avg	209.74 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 11																																
Voltage A	211.22 @ -31.47 V																															
B	211.22 @ -151.47 V																															
C	211.22 @ 88.53 V																															
Avg	211.22 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.72 @ -31.63 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.72 @ -151.63 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.72 @ 88.37 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.72 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 4		Voltage A	210.72 @ -31.63 V	B	210.72 @ -151.63 V	C	210.72 @ 88.37 V	Avg	210.72 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.73 @ -31.98 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.73 @ -151.98 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.73 @ 88.02 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.73 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 8		Voltage A	209.73 @ -31.98 V	B	209.73 @ -151.98 V	C	209.73 @ 88.02 V	Avg	209.73 @ 0.00 V											
CLIENTE SEN 4																																
Voltage A	210.72 @ -31.63 V																															
B	210.72 @ -151.63 V																															
C	210.72 @ 88.37 V																															
Avg	210.72 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 8																																
Voltage A	209.73 @ -31.98 V																															
B	209.73 @ -151.98 V																															
C	209.73 @ 88.02 V																															
Avg	209.73 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Figura 82 – Alternativa 3 em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2.



Fonte: Própria.

Figura 83 – Valores de tensão de fase em recomposição total pelo alimentador CRZ01P2 para a alternativa 3.

<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.16 @ -31.87 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.16 @ -151.87 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.16 @ 88.13 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.16 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CN		Voltage A	206.16 @ -31.87 V	B	206.16 @ -151.87 V	C	206.16 @ 88.13 V	Avg	206.16 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>203.72 @ -30.86 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>203.72 @ -150.86 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>203.72 @ 89.14 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>203.72 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CV		Voltage A	203.72 @ -30.86 V	B	203.72 @ -150.86 V	C	203.72 @ 89.14 V	Avg	203.72 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE VI CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.77 @ -30.90 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.77 @ -150.90 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.77 @ 89.10 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.77 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE VI CV		Voltage A	206.77 @ -30.90 V	B	206.77 @ -150.90 V	C	206.77 @ 89.10 V	Avg	206.77 @ 0.00 V
CLIENTES SE I CN																																
Voltage A	206.16 @ -31.87 V																															
B	206.16 @ -151.87 V																															
C	206.16 @ 88.13 V																															
Avg	206.16 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE III CV																																
Voltage A	203.72 @ -30.86 V																															
B	203.72 @ -150.86 V																															
C	203.72 @ 89.14 V																															
Avg	203.72 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE VI CV																																
Voltage A	206.77 @ -30.90 V																															
B	206.77 @ -150.90 V																															
C	206.77 @ 89.10 V																															
Avg	206.77 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.30 @ -31.19 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.30 @ -151.19 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.30 @ 88.81 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.30 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CN		Voltage A	210.30 @ -31.19 V	B	210.30 @ -151.19 V	C	210.30 @ 88.81 V	Avg	210.30 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE II CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.78 @ -30.82 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.78 @ -150.82 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.78 @ 89.18 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.78 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE II CV		Voltage A	206.78 @ -30.82 V	B	206.78 @ -150.82 V	C	206.78 @ 89.18 V	Avg	206.78 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.47 @ -32.31 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.47 @ -152.31 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.47 @ 87.69 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.47 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VII CV		Voltage A	208.47 @ -32.31 V	B	208.47 @ -152.31 V	C	208.47 @ 87.69 V	Avg	208.47 @ 0.00 V
CLIENTES SE II CN																																
Voltage A	210.30 @ -31.19 V																															
B	210.30 @ -151.19 V																															
C	210.30 @ 88.81 V																															
Avg	210.30 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE II CV																																
Voltage A	206.78 @ -30.82 V																															
B	206.78 @ -150.82 V																															
C	206.78 @ 89.18 V																															
Avg	206.78 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VII CV																																
Voltage A	208.47 @ -32.31 V																															
B	208.47 @ -152.31 V																															
C	208.47 @ 87.69 V																															
Avg	208.47 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE III CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>206.91 @ -31.77 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>206.91 @ -151.77 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>206.91 @ 88.23 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>206.91 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE III CN		Voltage A	206.91 @ -31.77 V	B	206.91 @ -151.77 V	C	206.91 @ 88.23 V	Avg	206.91 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE I CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>205.02 @ -30.89 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>205.02 @ -150.89 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>205.02 @ 89.11 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>205.02 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE I CV		Voltage A	205.02 @ -30.89 V	B	205.02 @ -150.89 V	C	205.02 @ 89.11 V	Avg	205.02 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE VIII CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>203.88 @ -33.75 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>203.88 @ -153.75 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>203.88 @ 86.25 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>203.88 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE VIII CV		Voltage A	203.88 @ -33.75 V	B	203.88 @ -153.75 V	C	203.88 @ 86.25 V	Avg	203.88 @ 0.00 V
CLIENTES SE III CN																																
Voltage A	206.91 @ -31.77 V																															
B	206.91 @ -151.77 V																															
C	206.91 @ 88.23 V																															
Avg	206.91 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE I CV																																
Voltage A	205.02 @ -30.89 V																															
B	205.02 @ -150.89 V																															
C	205.02 @ 89.11 V																															
Avg	205.02 @ 0.00 V																															
CLIENTE SE VIII CV																																
Voltage A	203.88 @ -33.75 V																															
B	203.88 @ -153.75 V																															
C	203.88 @ 86.25 V																															
Avg	203.88 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.29 @ -32.22 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.29 @ -152.22 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.29 @ 87.78 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.29 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CN		Voltage A	204.29 @ -32.22 V	B	204.29 @ -152.22 V	C	204.29 @ 87.78 V	Avg	204.29 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE IV CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>205.59 @ -30.91 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>205.59 @ -150.91 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>205.59 @ 89.09 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>205.59 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE IV CV		Voltage A	205.59 @ -30.91 V	B	205.59 @ -150.91 V	C	205.59 @ 89.09 V	Avg	205.59 @ 0.00 V											
CLIENTES SE IV CN																																
Voltage A	204.29 @ -32.22 V																															
B	204.29 @ -152.22 V																															
C	204.29 @ 87.78 V																															
Avg	204.29 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE IV CV																																
Voltage A	205.59 @ -30.91 V																															
B	205.59 @ -150.91 V																															
C	205.59 @ 89.09 V																															
Avg	205.59 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SE V CN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>203.85 @ -33.77 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>203.85 @ -153.77 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>203.85 @ 86.23 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>203.85 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SE V CN		Voltage A	203.85 @ -33.77 V	B	203.85 @ -153.77 V	C	203.85 @ 86.23 V	Avg	203.85 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTES SE V CV</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>204.85 @ -31.01 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>204.85 @ -151.01 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>204.85 @ 88.99 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>204.85 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTES SE V CV		Voltage A	204.85 @ -31.01 V	B	204.85 @ -151.01 V	C	204.85 @ 88.99 V	Avg	204.85 @ 0.00 V											
CLIENTE SE V CN																																
Voltage A	203.85 @ -33.77 V																															
B	203.85 @ -153.77 V																															
C	203.85 @ 86.23 V																															
Avg	203.85 @ 0.00 V																															
CLIENTES SE V CV																																
Voltage A	204.85 @ -31.01 V																															
B	204.85 @ -151.01 V																															
C	204.85 @ 88.99 V																															
Avg	204.85 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.57 @ -31.96 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.57 @ -151.96 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.57 @ 88.04 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.57 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 1		Voltage A	209.57 @ -31.96 V	B	209.57 @ -151.96 V	C	209.57 @ 88.04 V	Avg	209.57 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 5</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>211.20 @ -31.42 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>211.20 @ -151.42 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>211.20 @ 88.58 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>211.20 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 5		Voltage A	211.20 @ -31.42 V	B	211.20 @ -151.42 V	C	211.20 @ 88.58 V	Avg	211.20 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 9</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.93 @ -32.15 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.93 @ -152.15 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.93 @ 87.85 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.93 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 9		Voltage A	208.93 @ -32.15 V	B	208.93 @ -152.15 V	C	208.93 @ 87.85 V	Avg	208.93 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 1																																
Voltage A	209.57 @ -31.96 V																															
B	209.57 @ -151.96 V																															
C	209.57 @ 88.04 V																															
Avg	209.57 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 5																																
Voltage A	211.20 @ -31.42 V																															
B	211.20 @ -151.42 V																															
C	211.20 @ 88.58 V																															
Avg	211.20 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 9																																
Voltage A	208.93 @ -32.15 V																															
B	208.93 @ -152.15 V																															
C	208.93 @ 87.85 V																															
Avg	208.93 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.42 @ -32.01 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.42 @ -152.01 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.42 @ 87.99 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.42 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 2		Voltage A	209.42 @ -32.01 V	B	209.42 @ -152.01 V	C	209.42 @ 87.99 V	Avg	209.42 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 6</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.01 @ -31.81 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.01 @ -151.81 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.01 @ 88.19 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.01 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 6		Voltage A	210.01 @ -31.81 V	B	210.01 @ -151.81 V	C	210.01 @ 88.19 V	Avg	210.01 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>209.50 @ -31.97 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>209.50 @ -151.97 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>209.50 @ 88.03 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>209.50 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 10		Voltage A	209.50 @ -31.97 V	B	209.50 @ -151.97 V	C	209.50 @ 88.03 V	Avg	209.50 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 2																																
Voltage A	209.42 @ -32.01 V																															
B	209.42 @ -152.01 V																															
C	209.42 @ 87.99 V																															
Avg	209.42 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 6																																
Voltage A	210.01 @ -31.81 V																															
B	210.01 @ -151.81 V																															
C	210.01 @ 88.19 V																															
Avg	210.01 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 10																																
Voltage A	209.50 @ -31.97 V																															
B	209.50 @ -151.97 V																															
C	209.50 @ 88.03 V																															
Avg	209.50 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.82 @ -31.56 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.82 @ -151.56 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.82 @ 88.44 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.82 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 3		Voltage A	210.82 @ -31.56 V	B	210.82 @ -151.56 V	C	210.82 @ 88.44 V	Avg	210.82 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 7</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.92 @ -32.15 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.92 @ -152.15 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.92 @ 87.85 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.92 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 7		Voltage A	208.92 @ -32.15 V	B	208.92 @ -152.15 V	C	208.92 @ 87.85 V	Avg	208.92 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 11</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.78 @ -31.56 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.78 @ -151.56 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.78 @ 88.44 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.78 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 11		Voltage A	210.78 @ -31.56 V	B	210.78 @ -151.56 V	C	210.78 @ 88.44 V	Avg	210.78 @ 0.00 V
CLIENTE SEN 3																																
Voltage A	210.82 @ -31.56 V																															
B	210.82 @ -151.56 V																															
C	210.82 @ 88.44 V																															
Avg	210.82 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 7																																
Voltage A	208.92 @ -32.15 V																															
B	208.92 @ -152.15 V																															
C	208.92 @ 87.85 V																															
Avg	208.92 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 11																																
Voltage A	210.78 @ -31.56 V																															
B	210.78 @ -151.56 V																															
C	210.78 @ 88.44 V																															
Avg	210.78 @ 0.00 V																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>210.22 @ -31.74 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>210.22 @ -151.74 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>210.22 @ 88.26 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>210.22 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 4		Voltage A	210.22 @ -31.74 V	B	210.22 @ -151.74 V	C	210.22 @ 88.26 V	Avg	210.22 @ 0.00 V	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CLIENTE SEN 8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voltage A</td> <td>208.91 @ -32.15 V</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>208.91 @ -152.15 V</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>208.91 @ 87.85 V</td> </tr> <tr> <td>Avg</td> <td>208.91 @ 0.00 V</td> </tr> </tbody> </table>	CLIENTE SEN 8		Voltage A	208.91 @ -32.15 V	B	208.91 @ -152.15 V	C	208.91 @ 87.85 V	Avg	208.91 @ 0.00 V											
CLIENTE SEN 4																																
Voltage A	210.22 @ -31.74 V																															
B	210.22 @ -151.74 V																															
C	210.22 @ 88.26 V																															
Avg	210.22 @ 0.00 V																															
CLIENTE SEN 8																																
Voltage A	208.91 @ -32.15 V																															
B	208.91 @ -152.15 V																															
C	208.91 @ 87.85 V																															
Avg	208.91 @ 0.00 V																															

Fonte: Própria.

Através dos dados de tensão obtidos pelas simulações, é possível comprovar que a alternativa proposta é viável no aspecto técnico, pois os clientes das subestações recebem energia em níveis de tensão nominal 380/220 V estando as tensões simuladas na faixa adequada de ($202V < TL < 231V$) segundo a ANEEL.

Vale ressaltar, que os novos clientes de média tensão, além de receberem a subestação, também serão atendidos em níveis de tensão superiores aos encontrados no restante dos clientes da Vila de Jericoacoara.

4.3.2 Aspectos econômicos.

Para os aspectos econômicos da alternativa 3 foi feito um orçamento aproximado para todos os equipamentos e mão-de-obra relacionados para a reforma. Os elementos e seus preços descritos no decorrer desse item foram retirados junto ao banco de dados da Enel Distribuição Ceará. Os orçamentos foram feitos em diferentes tabelas a fim de simplificar o desenvolvimento até o custo final da obra.

Visto que a reforma contempla apenas as obras relacionadas à média tensão, primeiramente a Tabela 36 do item 4.2.2 mostra o orçamento para a construção da saída de linha CRZ01P1, o preço do trecho aéreo de média tensão desse alimentador e o recondutoramento do alimentador CRZ01P2. Como essa reforma também prevê a construção desse novo alimentador na subestação Cruz, será considerado o valor de R\$ 502.146,59 reais previstos na tabela.

A seguir a Tabela 44, mostra os valores para a reforma dos centros de transformação, com manutenções de alguns de seus componentes como quadros de distribuição, desconectáveis e estrutura civil. Nessa alternativa, os transformadores existentes não serão substituídos.

Tabela 44 – Orçamento para reforma dos centros de transformação sem troca de transformadores.

ITEM	DESCRIÇÃO	V. TOTAL
1	REFORMA NA SE I CN	R\$ 6.547,32
2	REFORMA NA SE II CN	R\$ 6.547,32
3	REFORMA NA SE III CN	R\$ 6.547,32
4	REFORMA NA SE IV CN	R\$ 6.547,32
5	REFORMA NA SE I CV	R\$ 8.974,12
6	REFORMA NA SE II CV	R\$ 6.702,36
7	REFORMA NA SE III CV	R\$ 7.003,85
8	REFORMA NA SE IV CV	R\$ 6.678,44
9	REFORMA NA SE V CV	R\$ 8.397,33
10	REFORMA NA SE VI CV	R\$ 8.485,67
TOTAL		R\$ 72.431,05

Fonte: Própria.

O orçamento para os materiais da nova rede subterrânea de média tensão em anel aberto pode ser visto na Tabela 45. Para os orçamentos presentes nas Tabelas 45, 46 e 47 foram considerados 3.388 m de tronco para a rede MT; 244m de ramais para a rede MT; 56 caixas de passagem de MT; 25 caixas de passagem de BT; 25 caixas de derivação de MT; 225 caixas de derivação de BT; 14 clientes em média tensão; 2426 clientes em baixa tensão; 3 chaves telecomandadas e 11 transformadores *pad-mounted* de 112,5 kVA.

Tabela 45 – Orçamento para relação de material da rede MT para a alternativa 3.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 15kV; CLASSE 2; SEÇÃO 240mm ²	13552	M	26,80	363.193,60
2	CABO DE ALUMÍNIO ISOLADO; XLPE; 15kV; CLASSE 2; SEÇÃO 70mm ²	330	M	8,30	2.739,00
3	ELETRODUDO CORRUGADO; PEAD; DIAM. 3 POL	13552	M	11,11	150.562,72
4	CAIXA; PASSAGEM; CONCR.; 1500x1100x1900mm; D317.03 (CS1)	25	UM	3.741,63	93.540,75
5	CAIXA; PASSAGEM; CONCR.; 1800x1800x1900mm; D317.03 (CS1)	56	UM	5.370,03	300.721,68
6	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1500x1100x1900mm; D462.04	25	UM	694,56	17.364,00
7	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1800x1800x1900mm; D462.04	56	UM	752,44	42.136,64
8	CHUMBADOR; PARABOLT; BICROMAT.; D462.10	1124	UM	4,68	5.260,32
9	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; C/CAVIDADE; 200A; BQC; D722.41	75	UM	1.206,14	90.460,50
10	BARRAMENTO; QUADRUPLIX; 200A; BQC; D722.08	25	UM	1.089,14	27.228,50
11	PLUG; INSERÇÃO SIMPLES; 200A; D722.05	225	UM	240,46	54.103,50
12	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; LOADBREAK; 200A; D722.51	225	UM	409,50	92.137,50
13	TERMINAL; DESCONECTÁVEL; 200A; ATERRAMENTO; D722.44	25	UM	503,09	12.577,25
14	BARRA; CU; 2x1/4"; ATERR.; PARAF.; BUCHA; D462.02	25	UM	177,84	4.446,00
15	CONECTOR; ATERR.; CU; 16-70; D710.25	50	UM	19,40	970,00
16	PLUG; ISOLANTE; BLINDADO; 200A; D722.46	150	UM	287,66	43.149,00
17	DETETOR; FALTA; MONOF.; 200/600A; 15kV; NEON; D722.47	75	UM	494,11	37.058,25
18	INDICADOR; FALTA TRIFÁSICO; D722.48	25	UM	3.041,96	76.049,00
19	SUORTE; METÁL.; CONDUTOR COM ABRAÇADEIRA; D462.06	75	UM	280,80	21.060,00
20	ABRAÇADEIRA; NYLON; 1,2x4,7x280mm; ET-761	225	UM	0,23	51,75
21	SUORTE; AÇO; HORIZ.; ISOL. ROLD. PORC.; 3NI.; 1BE; D462.08	75	UM	191,18	14.338,50
22	ABRAÇADEIRA; NYLON; 2,0x8,6x700mm; ET-761	225	UM	1,28	288,00
23	ISOL.; ROLD.; PORC.; D79; H76; CL.53-2; E-BT-005	225	UM	4,75	1.068,75
24	CONECTOR; TERM.; COMPR.; CU; 16mm ² ; 2F; D710.48	500	UM	115,76	57.880,00
25	CABO; AÇO-CU; ATERR.; 3x10AWG; BT; D805.02	30	UM	31,37	941,10
26	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA A; D220.16	75	UM	0,29	21,75
27	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA B; D220.16	75	UM	0,29	21,75
28	IDENTIF.; FASE; NYLON; LETRA C; D220.16	75	UM	0,29	21,75
29	HASTE; ATERR.; ACO-CU; CIRC.; 13x2000mm; D800.01	100	UM	26,83	2.683,00
30	CONECTOR; CUN.; ATERR.; 7x10AWG; HASTE 13mm ² ; D710.38	75	UM	2,87	215,25
31	CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	3	UM	30.000,00	90.000,00
32	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PAD MOUNTED 112,5 kVA LIGA AL	11	UM	42.000,00	462.000,00
TOTAL					2.064.289,81

Fonte: Própria.

O orçamento para os materiais da reforma da infraestrutura de rede subterrânea de baixa tensão em sistema radial simples pode ser visto na Tabela 46.

Tabela 46 – Orçamento para relação de material da rede BT para a alternativa 3.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	CAIXA,PASS,1000X1100MM,D31702	250	UM	R\$ 1.739,16	R\$ 434.788,77
2	TAMPA; RET.; P/CAIXA DE CONCR. 1100x1100x1000mm	250	UM	R\$ 694,56	R\$ 173.640,00
3	CHUMBADOR,PARABOLT,M16	5850	UM	R\$ 8,68	R\$ 50.758,72
4	BARRAMENTO,SUBM;8 CONEX;4-180	900	UM	R\$ 220,00	R\$ 198.000,00
5	SUPORTE,AZ;BT;4VIA;C/BRAC MET	900	UM	R\$ 280,80	R\$ 252.719,13
6	SUPORTE,AZ;FIX BARR SUBM;8CONX	900	UM	R\$ 99,68	R\$ 89.712,84
7	CAPA,GEL,CUNHA	1800	UM	R\$ 26,00	R\$ 46.800,00
8	CONEC,TER,COM,CU, 16,1F	3600	UM	R\$ 17,55	R\$ 63.177,18
9	CABO,ACO-CU,ATERR,3X10	157,5	kg	R\$ 31,37	R\$ 4.940,93
10	BARRA; CU; BT; ATERR.; PARAF.; BUCHA	225	UM	R\$ 64,83	R\$ 14.585,76
11	CONEC,ATERR;CU;16-70	225	UM	R\$ 19,40	R\$ 4.365,31
12	ABRAC,NYLON;1,2X4,7X280	3375	UM	R\$ 0,23	R\$ 781,38
13	IDENTIFIC,FASE A,PRETO	675	UM	R\$ 0,29	R\$ 195,35
14	IDENTIFIC,FASE B,PRETO	675	UM	R\$ 0,29	R\$ 195,35
15	IDENTIFIC,FASE C,PRETO	675	UM	R\$ 0,29	R\$ 195,35
16	IDENTIFIC,FASE N,PRETO	675	UM	R\$ 0,29	R\$ 195,35
17	HASTE,ATERR,13X2000MM	225	UM	R\$ 26,83	R\$ 6.037,46
18	CONEC,CUN,ATERR,3X10/16	225	UM	R\$ 2,81	R\$ 632,92
TOTAL					R\$ 1.341.721,78

Fonte: Própria.

Os valores do orçamento para a mão de obra envolvida na obra de média tensão podem ser vistos na Tabela 47.

Tabela 47 – Orçamento de mão de obra para a rede MT e BT da alternativa 3.

ITEM	DESCRIÇÃO	QUANT.	UNID.	V. UNIT.	V. TOTAL
1	REGISTRO CREA/LICENÇAS PREF MUN	1	UD	1.533,16	1.533,16
2	LOCAÇÃO DO CANTEIRO DE OBRAS	1000	M2	4,19	4.189,15
3	LIMP/RASP TERREN MECAN;BOTA-FORA	1000	M2	0,39	391,71
4	ESCAVAÇÃO MANUAL OU MECÂNICA	1863,4	M3	16,87	31.426,98
5	ATERRO COMPACT C/AQUIS MATERIAL	559,02	M3	31,28	17.487,82
6	BOTA-FORA DE MATERIAIS	559,02	M3	30,61	17.112,72
7	REATERRO COMPACT MAN S/AQUIS MAT	559,02	M3	22,52	12.591,07
8	CORTE MANUAL ROCHA C/PERF MEC	93,17	M3	331,26	30.863,32
9	CAIXA ALVENARIA;BLOCO ESTRUTURAL	331	M2	187,50	62.062,50
10	TAMPA CONC;<=1,5M2 C/ESCOTILHA	25	M2	820,00	20.500,00
11	TAMPA CONC;>1,5M2;<=3,5M2;C/ESCT	56	M2	1.180,00	66.080,00
12	MONTAGEM CAIXA DERIVAÇÃO MT	25	UD	1.768,55	44.213,75
13	INSTALAR ELETRODUTO CORRUGADO	13552	M	1,77	23.987,04
14	LANÇAR COND>50MM² EM ELETR	13552	M	2,46	33.337,92
15	ENVELOPAMENTO CONCRETO EM ELETR	3388	M	15,85	53.699,80
16	INST BARRAM DESCONEC EMENDA/MUFL	1125	UD	157,14	176.782,50
17	INST CHAVE DE MANOBRA TELECOMANDADA A GÁS SF6 COOPER	3	UM	9.000,00	27.000,00
18	INST TRANSFORMADOR TRIFÁSICO PAD MOUNTED 112,5 KVA AL	11	UM	12.600,00	138.600,00
TOTAL					R\$ 761.859,44

Fonte: Própria.

Por fim, a Tabela 48 faz a soma de todos os processos envolvidos nesse orçamento, a fim de encontrar o custo total da obra proposta.

Tabela 48 – Orçamento final para a alternativa 3.

ITEM	DESCRIÇÃO	V. TOTAL
1	ORÇAMENTO SAÍDA DE LINHA MT DE CRUZ	R\$ 502.146,59
2	ORÇAMENTO REFORMA CENTROS DE TRANSFORMAÇÃO	R\$ 72.431,05
3	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL MT	R\$ 2.064.289,81
4	ORÇAMENTO RELAÇÃO DE MATERIAL BT	R\$ 1.341.721,78
5	ORÇAMENTO MÃO DE OBRA MT E BT	R\$ 761.859,44
TOTAL		R\$ 4.742.448,67

Fonte: Própria.

Assim, o valor para a implementação da alternativa proposta número 3 é de R\$ 4.742.448,67 (quatro milhões, setecentos e quarenta e dois mil, quatrocentos e quarenta e oito reais e sessenta e sete centavos).

4.3.3 Aspectos ambientais.

Para a alternativa número 3, os aspectos ambientais são semelhantes aos vistos na alternativa 2. Mais uma vez os impactos visuais da linha de distribuição serão quase nulos, visto que o projeto da construção do novo alimentador CRZ01P1 e o recondutoramento do alimentador existente CRZ01P2 ficam nas mesmas estruturas atualmente existentes.

A implementação da linha necessita apenas de uma licença de instalação (LI) para o seu funcionamento dentro dos parâmetros ambientais. Essa licença deve ser retirada junto ao ICMBio, órgão responsável pelas licenças dentro do Parque Nacional de Jericoacoara, e não têm necessidade de renovação.

Para essa alternativa também deve ser feito um projeto de georreferenciamento ambiental mostrando todo o traçado da linha. Para as obras de média e baixa tensão dentro da Vila de Jericoacoara, por conta das reformas estruturais que serão feitas na cidade, os resíduos gerados devem ser destinados para locais que não interfiram na paisagem.

A instalação de centros de transformação do tipo *pad-mounted* foi feita, pois, esses centros são os que apresentam menores impactos visuais e ambientais para a situação de Jericoacoara. Devido às suas pequenas dimensões e aspecto que não chamam muita atenção, esses muitas vezes passam despercebidos nos ambientes que são instalados. A Figura 84, mostra como esse tipo de centro de transformação se adequa bem visualmente em ambientes naturais.

Figura 84 – Centro de transformação *pad-mounted* no ambiente.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

4.4 Discussões

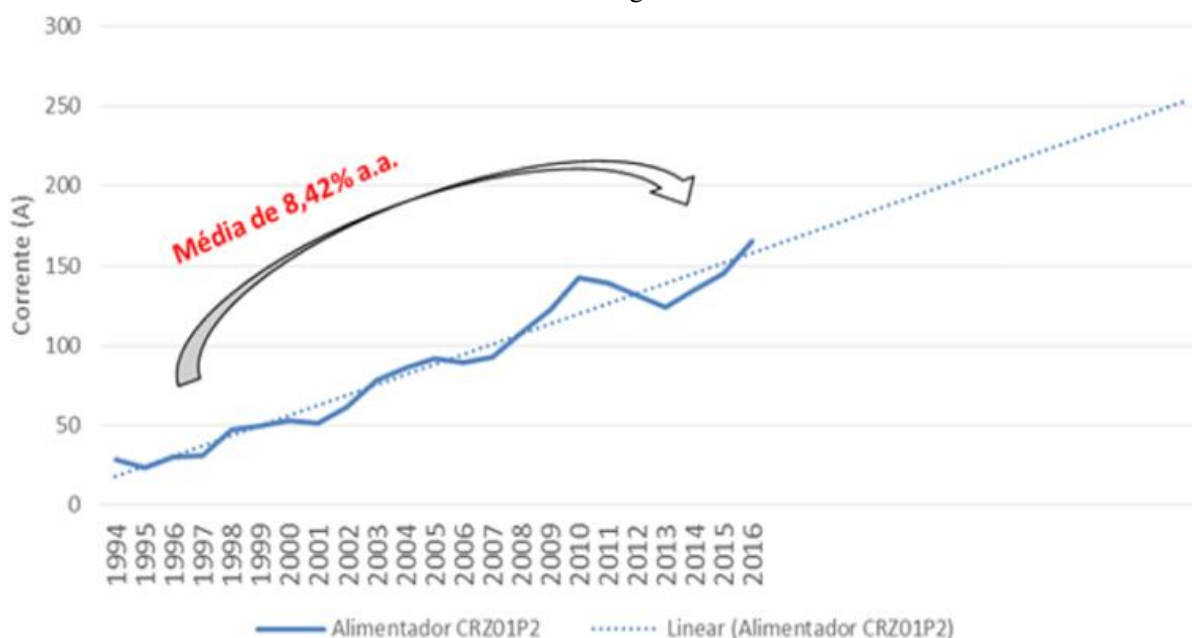
Apresentadas as particularidades de cada uma das alternativas propostas, é possível discutir sobre elas mostrando seus pontos positivos e negativos quando comparadas entre si.

A alternativa número 1 apresenta uma solução, que apesar do preço elevado em comparação às outras duas alternativas, resolveria o problema de abastecimento de energia elétrica da Vila de Jericoacoara para os próximos 20 anos. Prova disso são os estudos realizados pela Enel Distribuição Ceará que estabelecem uma previsão de carga para a cidade.

Nessa previsão, leva-se em consideração as seguintes premissas:

- Carga total atual da Vila de Jericoacoara de 4,2 MVA registrada no fim do ano de 2017.
- Um crescimento médio de 8,42% ao ano, tomando como base o histórico de crescimento vegetativo desde o ano de 1994, como pode ser visto na Tabela 5.

Gráfico 5 – Crescimento vegetativo de Jericoacoara.



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2018).

- A adição de cargas pontuais de um hotel de pequeno porte a cada três anos, consumindo uma carga de 0,5 MVA, e um hotel de grande porte a cada seis anos, consumindo uma carga de 1 MVA, como mostrado na Tabela 49.

Tabela 49 – Cargas pontuais para Jericoacoara.

PREVISÃO DE CARGAS PONTUAIS	CARGA DO HOTEL DE PEQUENO PORTE (MVA)	CARGA DO HOTEL DE GRANDE PORTE (MVA)
2018	0,5	
2019		1
2020		
2021	0,5	
2022		
2023		
2024	0,5	
2025		1
2026		
2027	0,5	
2028		
2029		
2030	0,5	
2031		1
2032		
2033	0,5	
2034		
2035		
2036	0,5	
2037		1
TOTAL (MVA)	3,50	4,00

Fonte: Própria.

Dessa maneira, seguindo as premissas indicadas, em 2037 é esperado, por conta do crescimento vegetativo local, uma carga de 7,2 MVA, que somada ao total das cargas pontuais, igual a 7,5 MVA, resulta numa carga final de 14,7 MVA. Sendo assim, esse valor ainda será atendido pelo transformador de força de 15 MVA instalado na subestação Jericoacoara (SED-JRC) e seus dois alimentadores.

A proximidade da subestação Jericoacoara da sua carga representa uma grande vantagem quando se considera os indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica. Além de evitar perdas na média tensão, elevando os valores de tensão para os clientes como mostrados nas simulações, a proximidade da subestação com a carga permite que em caso de defeito na rede o acesso à subestação por parte da equipe de manutenção seja mais rápida e assim diminua o período sem fornecimento de energia elétrica.

O uso de religadores nas saídas de linha permitem também uma recomposição rápida frente à situação de faltas temporárias e recomposição de carga.

Porém, apesar das vantagens apresentadas, a alternativa número 1 demanda um investimento bem maior que demais alternativas, além de seu grande porte ser de difícil instalação numa área de parque nacional. Outro fator que dificulta sua implantação pode ser o maior tempo de obra demandado, refletindo em maiores valores pagos com compensações ambientais, e o grande número de licenças necessárias para a implantação de uma linha de alta tensão, quando comparada à uma linha de média tensão no mesmo local.

Na alternativa de número 2, é possível perceber que o orçamento necessário para sua implantação é de apenas 43,74% do valor demandado para a alternativa 1. Mesmo com essa significativa redução no orçamento, os níveis de tensão oferecidos aos clientes pela alternativa 2 apresentam valores bem superiores ao mínimo das tensões padronizadas como adequada pela concessionária local e pelo módulo 8 do PRODIST, além de apresentar pouca redução do módulo da tensão quando comparado aos valores simulados para a alternativa 1.

Quanto à instalação da linha de média tensão, será demandado um serviço bem menor que o necessário para uma linha de alta tensão.

Porém, na alternativa 2 e na alternativa 3, os alimentadores se encontram distantes da carga, ou seja, além das perdas existentes no trecho de média tensão, em caso de defeito na rede será necessário um maior deslocamento de equipes de manutenção, impactando no aumento dos valores dos indicadores de continuidade de serviço de distribuição de energia elétrica.

A alternativa número 3 é, dentre todas as outras, a alternativa com menos obras e custos envolvidos. Essa alternativa afetará o mínimo possível a região do Parque Nacional de

Jericoacoara pois busca reconduzir apenas a rede de média tensão da cidade, ocasionando menos obras, num tempo de execução bem menor que demais alternativas, acarretando em menores compensações ambientais. Acredita-se, por meio das simulações dessa rede, que essa é uma solução viável para resolver, a curto e médio prazo, a situação da rede de distribuição da Vila de Jericoacoara sem a necessidade de grandes obras de engenharia que impactariam o ambiente natural da região.

Além disso, a quantidade de resíduos gerados com a reforma apenas da rede de média tensão, será bem menor que a gerada nas alternativas que oferecem a reforma das redes de média e baixa tensão. Os novos centros de transformação em *pad-mounted* se misturam de forma harmoniosa com o ambiente de Jericoacoara, diminuindo ainda mais o impacto visual causado por essa obra. Apesar de não ter tido reforma, a diminuição do número de cargas nesse nível de tensão, é responsável pela diminuição das perdas no circuito e a diminuição de aquecimentos de conexões elétricas no decorrer da rede.

Dentre os pontos que deixam a desejar para essa reforma tão viável, é o fato de que, a ausência de reconduzimento na parte de baixa tensão, faz com que essa rede continue sem padrão de cabeamento nas subestações da cidade velha.

4.5 Considerações finais

Neste capítulo foi mostrada situação geográfica da Vila de Jericoacoara, inserida no Parque Nacional Jericoacoara sobre o qual incide uma legislação ambiental federal sob a gerência do IBAMA, ICMBio e SEMACE.

No capítulo forma apresentadas três alternativas de mudanças no sistema de distribuição de energia elétrica que supre a Vila de Jericoacoara com vistas à melhoria da segurança, confiabilidade e qualidade da energia elétrica. Para cada uma das alternativas foi apresentada uma avaliação técnica, econômica e ambiental. Para a avaliação técnica foi usado o *software WindMil* a fim de simular as condições da rede e mostrar que os valores de tensão oferecidos aos clientes. Na avaliação econômica foram apresentados os custos de equipamentos e mão de obra para a reforma em cada uma das alternativas. Os impactos ambientais de cada alternativa também foram avaliados à luz da legislação vigente no Parque Nacional de Jericoacoara.

Por fim, foi feita uma breve discussão tendo como base os dados adquiridos nos estudos de caso. Essa discussão buscou apresentar os pontos fortes e fracos de todas as alternativas para que assim seja tomada a melhor decisão, de acordo com a disponibilidade de

orçamento, o nível de confiabilidade considerado satisfatório para a vila e as exigências ambientais vigentes no Parque Nacional de Jericoacoara.

5 CONCLUSÃO

O trabalho propôs-se a avaliar a condição atual da rede elétrica de distribuição da Vila de Jericoacoara e a partir dos resultados encontrados apresentar soluções para melhoria da rede.

Foi comprovado, através de dados levantados pela própria concessionária e de inspeção, que a rede atual que fornece energia a Vila de Jericoacoara está obsoleta e não oferece energia de qualidade para seus clientes. Além disso, as estruturas precárias de operação da rede vêm oferecendo riscos não só para os operadores e equipe de manutenção do sistema, mas também para quem circula nas ruas da cidade.

Usando o software WindMil, foi realizada a análise do perfil de tensão da rede atual da Vila de Jericoacoara, que apontou valores de tensão fase-terra com módulo de até 164,93 V, caracterizando uma situação de subtensão crítica segundo a ANEEL.

Dessa forma foram desenvolvidas três alternativas de melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica da Vila de Jericoacoara. As alternativas propostas atendem à expansão da carga prevista na vila e contribui para melhorar os indicadores de qualidade de serviço e de energia elétrica, bem como contribui para um maior grau de satisfação dos clientes e melhor imagem da concessionária de energia.

Considerando a proposta de arranjo em anel aberto para a nova rede de distribuição subterrânea em 13,8 kV da Vila de Jericoacoara, foram avaliadas as diferentes alternativas de solução.

Na primeira, avaliou-se os aspectos econômicos, técnicos e ambientais, para a instalação na Vila de Jericoacoara de uma subestação distribuidora de alta tensão de 15 MVA, 69 kV – 13,8 kV, 60 Hz, com a linha de sub transmissão em 69 kV partindo da subestação de Cruz, localizada próxima à Vila de Jericoacoara. A alternativa se apresentou como uma ótima solução de longo prazo, porém, além de maior custo, estimado em R\$ 12.710.987,37 reais, o trajeto da linha de sub transmissão causa impacto ambiental, associado às exigências impostas pela legislação do Parque Nacional de Jericoacoara no que tange ao número de licenças requeridas e suas renovações periódicas necessárias à operação da linha e da subestação distribuidora de alta tensão. Ao ser simulada essa alternativa no *software WindMil* em diferentes situações de operação, foram encontrados valores de tensão fase-terra com módulos no intervalo de 209,11 V até 216,28 V, mostrando que independentemente da situação em que a rede opera, todos os clientes são atendidos em níveis de tensão que estão dentro dos valores de tensões adequados para tensão nominal de 220 V padronizada pela concessionária Enel

Distribuição Ceará e pela ANEEL. Por fim, essa solução se mostra uma ótima alternativa a longo prazo, porém causa muitos impactos ambientais e possui um processo de execução muito burocrático.

Na segunda alternativa, foram avaliados os aspectos técnicos, econômicos e ambientais para a instalação de um novo alimentador proveniente da subestação de Cruz, juntamente com a reforma total da rede de média e baixa tensão da vila. Para essa solução, o orçamento reduziu para 43,74 % do valor proposto pela alternativa 1, totalizando um valor estimado de R\$ 5.559.746,32 reais. Os valores de tensão simulados para os clientes da rede operando em diferentes situações de fornecimento apresentaram valores de tensão fase-terra com módulos no intervalo de 206,63 V até 215,44 V, valores esses inferiores ao da alternativa 1, porém, dentro dos valores de tensão adequada para tensão nominal de 220 V. No aspecto ambiental, foi mostrado que o impacto visual dessa obra será menor que a gerada pela alternativa 1 e o número de licenças necessárias para sua implantação é bem menor que a necessária para a alternativa anterior, não sendo necessárias as renovações periódicas de licenças. Dessa forma, esse é uma alternativa que resolveria a problemática à médio prazo e junto a isso, apresenta menos impacto ambiental e menos burocracia, quando comparada à primeira alternativa.

Por fim, para a terceira alternativa, também foram avaliados os aspectos econômicos, técnicos e ambientais, que propõe novamente a construção de um novo alimentador na subestação de Cruz, aliada à transição de alguns consumidores de baixa tensão para fornecimento em média tensão. Para isso, foram construídas e entregues para os novos clientes de média tensão, 11 novas subestações em um padrão *pad-mounted* de 112,5 kVA, em troca de que essas subestações também pudessem ser utilizadas pela concessionária em caso e expansão da rede atual. Dessa forma, foi aliviada a rede de baixa tensão, sendo necessária a recondução apenas na rede de média tensão. Essa alternativa foi a de menor orçamento total, resultando num valor de R\$ 4.742.448,67 reais. Os valores de tensão oferecido aos clientes, de acordo com a simulação realizada no *WindMil*, são as de menores valores de tensão fase-terra, quando comparado às demais alternativas, com valores eficazes de tensão no intervalo de 203,72 V até 214,48 V. Mesmo assim, os valores de tensão estão dentro da faixa adequada e, por ser uma obra com menor orçamento necessário e de mais rápida implantação, apresenta-se como uma solução viável para curto e médio prazo para a rede. Quanto aos aspectos ambientais, pode-se destacar a diminuição dos valores de compensações ambientais, por conta de ser uma obra de rápida execução, e o uso dos centros de transformação em *pad-mounted*, padrão esse que tem impactos sutis no visual natural da região de Jericoacoara. Essa

alternativa é uma solução à médio prazo que apresenta o menor custo, menos impactos ambientais envolvidos e menor tempo demandado para sua execução.

Mostradas as três opções, foi discutida a viabilidade de cada uma delas a fim de oferecer subsídios para decidir quais delas oferece um melhor custo-benefício, de acordo com o que se deseja para a rede da Vila de Jericoacoara. A solução que será realmente implantada, foi fruto de projetos das áreas técnicas e gerenciais da Enel Distribuição Ceará.

5.1 Trabalhos Futuros

Não obstante a empresa distribuidora do Ceará já ter contratado um projeto e execução dos serviços para reforma geral da rede de Jericoacoara, são apresentadas a seguir a possibilidade de alguns trabalhos futuros à luz das avaliações feitas no bojo do trabalho, quais sejam:

- Uma análise mais detalhada com a implantação da alternativa número 1, realizando o projeto completo de uma subestação distribuidora de alta tensão para atender a Vila de Jericoacoara.
- Uma análise mais detalhada com a implantação da alternativa número 2, com a construção de um novo alimentador e um enfoque para os procedimentos para a realização de um projeto de rede subterrânea nos circuitos de média e baixa tensão da cidade.
- Uma análise mais detalhada com a implantação da alternativa número 3 na rede atual da Vila de Jericoacoara, a fim de mostrar seu custo-benefício e a minimização de impactos ambientais nessa região de parque nacional.
- Instalação de projetos de fontes renováveis de energia para os empreendimentos da Vila de Jericoacoara, buscando novas fontes de energia, e diminuído a emissão de gases de efeito estufa dos geradores a combustível fóssil existentes na vila e aliviando o carregamento da rede da concessionária.
- Realização da análise das alternativas considerando o cálculo de indicadores de viabilidade como o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback.

REFERÊNCIAS

- ABRADEE - **A distribuição de energia** – 2016. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 01 de jun. 2018.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Resolução Normativa nº 794/2017, revisão 10, 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 18 de jun. 2018.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1 - Introdução - Revisão 9**. 2016. 61 p.
- ANEEL - **Regulação dos Serviços de Distribuição** – 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Acesso em: 04 jun. 2018.
- Apostila da disciplina Subestações, Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, Rio de Janeiro, 1990.
- ARAUJO, E. d. **Identificação de Causas de Falhas em Sistemas de Distribuição Usando o Processo Analítico Hierárquico – AHP**. Porto Alegre: Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2010. 177 p.
- AZEVEDO, F.H. **Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos genéticos**. 2010. 140 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.
- BARRETO, Gustavo de Andrade. **Estudo de viabilidade de um sistema de monitoramento de baixo custo para os sistemas de distribuição reticulados subterrâneos**. 2010. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- BERNARDO, N. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Projeto de Graduação - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013. 17 p. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006255.pdf>> Acesso em: 21 maio 2018.
- COSTA, João Victor. **Projeto da subestação 69/13,8 kV da UFC-campus do picí**. 2011 (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.
- DIAS, Thiago Demétrio. **Contribuições para o estudo de projetos de redes subterrâneas de distribuição**. 2017 (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de Fortaleza, Fortaleza, 2017.
- FERNANDES, M.A. **Estudo Comparativo Técnico/Financeiro entre Linhas de Transmissão Aéreas e Subterrâneas, em Grandes Centros Urbanos**. 126f. Trabalho de Graduação (Engenharia Elétrica), Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, Curitiba, 2003.

Electric power engineering series -Thomas Allen Short-Electric power distribution handbook- CRC Press (2004).

ELETROBRAS – **Importância da energia elétrica** – 2017. Disponível em: < http://www.eletronbras.com/elb/natrilhadaenergia/energia_eletrica/main.asp?View=%7BB1E5C97A-39C6-49BE-9B34-9BC51ECC124F%7D>. Acesso em: 17 de maio 2018.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CE. **Critério de Projeto: Linha de Distribuição de Alta Tensão – LDAT Classe de Tensão 72,5kV** (CP-010 R-02). Fortaleza: Enel Distribuição CE, 2013.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CE. **Critério de Projeto: Rede de Distribuição Aérea de Média e Baixa Tensão** (CP-001 R-04). Fortaleza: Enel Distribuição CE, 2017.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CE. **Critério de Projeto: Rede de Distribuição Subterrânea de Média e Baixa Tensão** (CP-004 R-00). Fortaleza: Enel Distribuição CE, 2014.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CE. **Critério de Projeto: Subestações de Distribuição Aérea e Semi-Abrigada de 72,5-15 kV** (CP-011 R-01). Fortaleza: Enel Distribuição CE, 2017.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CE. **Padrão de Estrutura: Rede de Distribuição Subterrânea de Média e Baixa Tensão** (PE-037 R-00). Fortaleza: Enel Distribuição CE, 2014.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. Alimentador 01P2 da subestação de Cruz. Disponível em: < <https://www.google.com/maps/@-2.8694,-40.43832,57878m/data=!3m1!1e3>>. Acesso em: 19 de maio 2018.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. Castelo. Disponível em: < https://www.google.com/maps/@-2.7955228,-40.5099802,3a,75y,44.49h,97.79t/data=!3m6!1e1!3m4!1snkm6HF279WrHqMD_WpASwA!2e0!7i13312!8i6656>. Acesso em: 19 de maio 2018.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. Centro de transformação em cubículo. Disponível em: < https://www.google.com/maps/@-2.7956757,-40.5166871,3a,75y,137.26h,72.62t/data=!3m6!1e1!3m4!1snUlo4Hmcp_QJKb5eZ5pwzQ!2e0!7i13312!8i6656>. Acesso em: 08 de jun. 2018.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. PARNA de Jericoacoara. Disponível em: < <https://www.google.com/maps/@-2.811596,-40.506936,12z/data=!5m1!1e4?hl=pt-BR>>. Acesso em: 02 de jun. 2018.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. Rede MT em Jericoacoara. Disponível em: < https://www.google.com/maps/@-2.7973439,-40.5034839,3a,75y,316.14h,83.98t/data=!3m7!1e1!3m5!1s1Vlq3vpvldvUzfIWsfXFeA!2e0!6s%2F%2Fgeol.ggpht.com%2Fcbk%3Fpanoid%3D1Vlq3vpvldvUzfIWsfXFeA%26output%3Dthumbnail%26cb_client%3Dmaps_sv.tactile.gps%26thumb%3D2%26w%3D203%26h%3D100%26yaw%3D185.7921%26pitch%3D0%26thumbfov%3D100!7i13312!8i6656>. Acesso em: 27 de maio 2018.

GOOGLE. Google Earth. Version 7.1. 2018. Subestação 1 cidade velha. Disponível em: < https://www.google.com/maps/@-2.795432,-40.5126767,3a,75y,228.47h,75.63t/data=!3m7!1e1!3m5!1stKu_cx_wu5XHZGfM4zbZSA!2e0!6s%2F%2Fgeo2.ggpht.com%2Fcbk%3Fpanoid%3DtKu_cx_wu5XHZGfM4zbZSA%26output%3Dthumbnail%26cb_client%3Dmaps_sv.tactile.gps%26thumb%3D2%26w%3D203%26h%3D100%26yaw%3D98.81996%26pitch%3D0%26thumbfov%3D100!7i13312!8i6656>. Acesso em: 20 de maio 2018.

GOMES, H.J. **Estudos de Viabilidades das Redes de Distribuição Secundárias Compactas no Sistema Elétrico da CELG** D. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de Goiás, Goiânia, 2010.

IBAMA – **Licença de instalação (LI)** – 2017. Disponível em: < <http://ibama.gov.br/licencas-servicos/licenciamento-ambiental/licenca-de-instalacao-li>>. Acesso em: 02 de jun 2018.

IBAMA – **Licença de operação** – 2017. Disponível em: < <http://www.ibama.gov.br/component/content/article?id=556>>. Acesso em: 02 de jun 2018.

IBAMA – **Licença Prévia (LP)** – 2017. Disponível em: < <http://ibama.gov.br/licencas-servicos/licenciamento-ambiental/licenca-previa-lp>>. Acesso em: 02 de jun 2018.

IBGE – **Jijoca de Jericoacoara** – 2017. Disponível em: < <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ce/jijoca-de-jericoacoara/panorama>>. Acesso em: 18 de maio 2018.

ISONI, M., “**Distorções Harmônicas – Uma revisão de Conceitos Gerais**”. Instituto Federal do Norte de Minas Gerais, 2011.

ITAIPU – **Era digital: sistema de proteção da GIS passa por atualização tecnológica** – 2016. Disponível em: < <http://jie.itaipu.gov.br/conte%C3%BAdo/era-digital-sistema-de-prote%C3%A7%C3%A3o-da-gis-passa-por-atualiza%C3%A7%C3%A3o-tecnol%C3%B3gica>>. Acesso em: 17 de maio 2018.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher; 2005. 327 p.

KANALEX. *Dutos para proteção de cabos subterrâneos*-2013. São Paulo.

NAKAGUISHI, Marcos Issao; HERMES, Paulo Diego. **Estudo comparativo técnico/financeiro para implantação de redes de distribuição subterrâneas**. 2011. 100 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

LIMA, F. P. A.; MINUSSI, C. R. **Análise de Distúrbios de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando o Algoritmo de Seleção Negativa**. In: Brazilian Conference on Intelligent System. [S.l.: s.n.], 2012. p. 170.

LEÃO, R. P. S. **Apostila Distribuição de Energia Elétrica, 2014**. Fortaleza, 2014.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE D. R. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MARDEGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. São Paulo: Atitude Editorial, 2012.

NETO, J.A.D. **Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Federal do Paraná, Curso de Engenharia Elétrica, Curitiba, 2011. Anotações de Aula.

QUEIROZ, Levi Góes de. **Análise regulatória de alternativas para distribuição de energia elétrica na rede primária em áreas urbanas**. 2003. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria da Energia) – Universidade de Salvador, Bahia, 2003.

Rao, S. **Eketrical Substation: engineering & practice**. 3ª Ed. New Delhi: Khanna Publishers, 2009.

RENATO GRIMM– **Jericoacoara - CE** – 2016. Disponível em: < <http://renatogrimm.com/bemtevi/jericoacoara-ce/>>. Acesso em: 27 de maio 2018.

RIBEIRO, André Luís. **Benefícios da rede de distribuição aérea compacta 15kV**. 2008. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade São Francisco, Itatiba, 2008.

RODRIGUES, Francisco Glauber. **Automação na rede de distribuição elétrica da empresa Enel Distribuição Ceará para redução da DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)**. 2017 (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade do Nordeste, Fortaleza, 2017.

ROMAGNOLE. *Catálogo de transformadores* – 2015. São Paulo.

SANTOS, L.F.; PEREIRA, M. **Uma Abordagem Prática do IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações**, Anais do VII SIMPASE - Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – Salvador-BA, Agosto 2007.

SCOCUGLIA, Livia – **STJ: Após pagamento, pena por gato pode ser extinta** – 2017. Disponível em: < <https://www.jota.info/justica/stj-apos-pagamento-pena-por-gato-pode-ser-extinta-09102017>>. Acesso em: 15 de maio 2018.

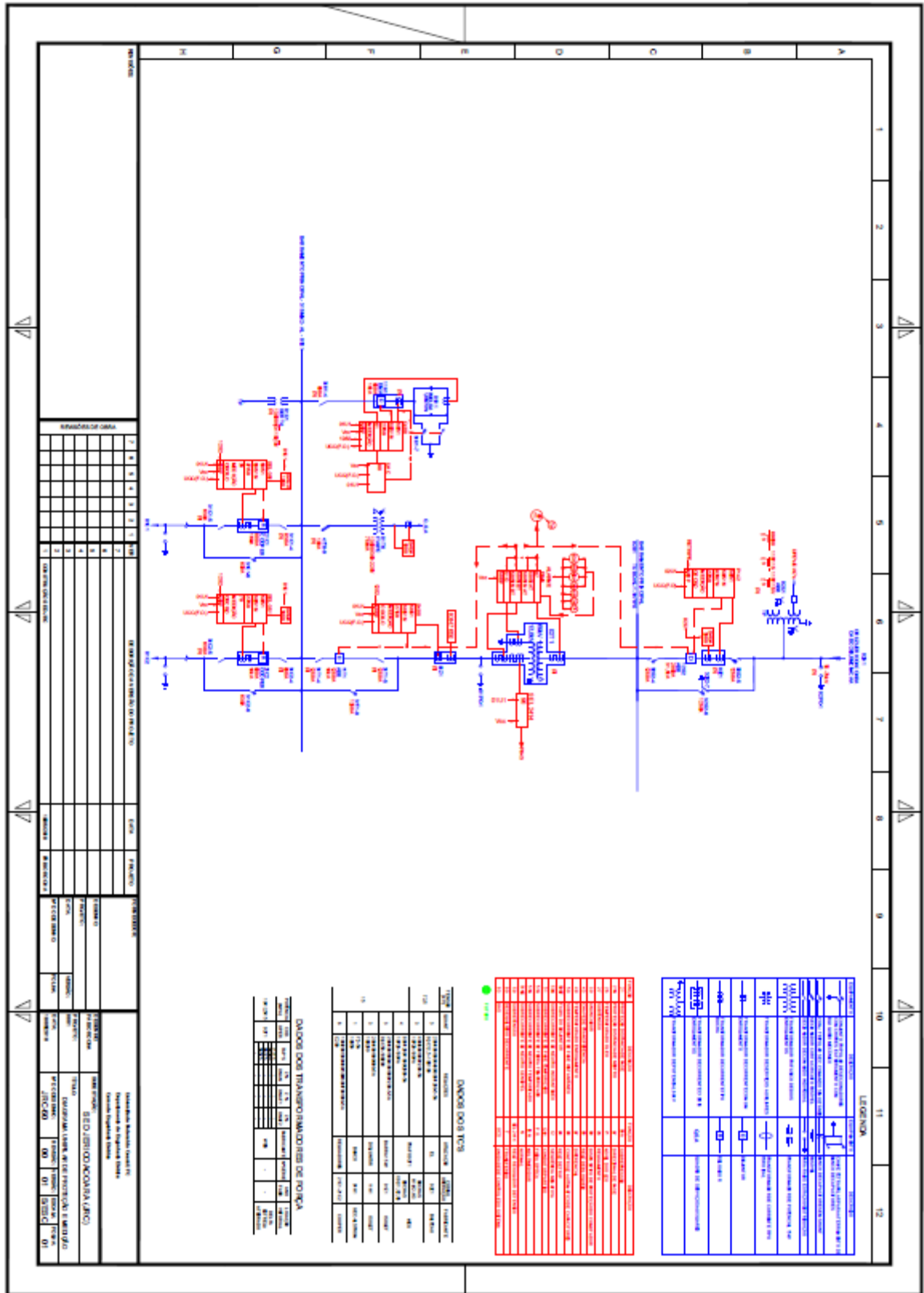
SEVERO, Alana Holanda. **Rede de distribuição aérea x rede de distribuição subterrânea para centros urbanos no interior do Ceará**. 2016 (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

TRONCHONI, A. B. **Identificação de causas de desligamentos não programados em redes de distribuição**. Porto Alegre: Dissertação (Mestrado) – Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2008. 131 p.

VELASCO, Giuliana Del Nero. **Arborização viária X Sistemas de distribuição de energia elétrica: avaliação dos custos, estudo das podas e levantamentos de problemas fitotécnicos**. 2003. Dissertação (Mestrado em Agronomia) – Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2003.

WEG – Transformadores de distribuição a óleo – 2018. Disponível em: <
https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Gera%C3%A7%C3%A3o,-Transmiss%C3%A3o-e-Distribui%C3%A7%C3%A3o/Transformadores-e-Reatores-a-%C3%93leo/Transformadores-de-Distribui%C3%A7%C3%A3o-a-%C3%93leo/c/GTD_TO_TOD>. Acesso em: 05 de jun. 2018.

APÊNDICE 1 – DIAGRAMA UNIFILAR SED-JRC



APÊNDICE 2 - DIMENSIONAMENTO DOS ELETRODUTOS

1 – DIMENSIONAMENTO DO ELETRODUTO DA REDE DE MT

Segundo a Tabela 1A da CP-004/2014 temos:

Tabela 1A – Tabela de condutores de alumínio em MT da CP-004/2014.

Seção do Conductor (mm ²)	Código Coelce	Tipo de Cabo	Corrente (A)	Resistência Máxima (Ω/km)	Diâmetro Externo Aproximado (mm)
35	6805964	AAC-1350	150	0,868	25,5
50	6771518	AAC-1350	174	0,641	26,7
70	6804580	AAC-1350	210	0,443	28,7
120	6805965	AAC-1350	300	0,253	31,0
185	6792079	AAC-1350	380	0,164	34,5
240	6805960	AAC-1350	445	0,125	36,5
300	6804581	AAC-1350	450	0,100	41,2
400	6804341	AAC-1350	575	0,0778	43,0

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014a).

Diâmetro externo do cabo 240 mm² = **36,5 mm**

Área da seção transversal do cabo 240mm² = $\pi \cdot r^2 = \pi \cdot 18,25^2 = \mathbf{1046,35 \text{ mm}^2}$

Número de condutores por duto = **1 (1 x 240 mm²)**

Área total dos condutores = 1 x 1046,35 = **1046,35 mm²**

Utilizando a Tabela 2A, presente no catálogo da fabricante Kanalex, temos:

Tabela 2A – Características dimensionais eletrodutos.

Ø nominal	Pol.	Ø externo D (mm)	Ø interno d (mm)	Comprimento (m)	TAMANHO DO ROLO			
					25 m	30 m	50 m	100 m
1.1/4"	30	41,3	31,5	50 – 100	- x -	- x -	0,85 x 0,32	1,10 x 0,31
1.1/2"	40	56,0	43,0	50 – 100	- x -	- x -	1,00 x 0,31	1,10 x 0,44
2"	50	63,4	50,8	50 – 100	- x -	- x -	1,15 x 0,35	1,25 x 0,53
3"	75	89,0	75,0	50 – 100	- x -	- x -	1,35 x 0,45	1,45 x 0,69
4"	100	124,5	103,0	50 – 100	- x -	- x -	1,85 x 0,50	2,00 x 0,70
5"	125	155,5	128,8	25 – 50	1,72 x 0,46	- x -	2,03 x 0,63	- x -
6"	150	190,0	155,6	25 – 50	2,21 x 0,43	- x -	2,60 x 0,60	- x -
8"	200	250,0	206,0	30	- x -	2,50 x 0,80	- x -	- x -

Fonte: Kanalex (2013).

Eletroduto adotado = **3" (75mm)**

Diâmetro interno = **75mm (Kanalex)**

Área do eletroduto = **4417,86 mm²**

Área útil do eletroduto = $0,4 \times 4417,86 \text{ mm}^2 = \mathbf{1767,15 \text{ mm}^2}$

Como: **1767,15 mm² > 1046,35 mm²** então o eletroduto de 3” é adequado.

2 – DIMENSIONAMENTO DO ELETRODUTO DA REDE DE BT

Segundo a Tabela 1A da CP-004/2014 temos:

Tabela 3A – Tabela de condutores de alumínio em BT da CP-004/2014.

Seção do Condutor (mm ²)	Código Coelce	Tipo de Cabo	Corrente (A)	Resistência Máxima (Ω/km)	Diâmetro Externo Aproximado (mm)
25	6771534	XLPE + PVC	96	1,2	11,84
70	6806870	XLPE + PVC	174	0,443	17,47
120	6806871	XLPE + PVC	245	0,253	21,54
240	6806872	XLPE + PVC	376	0,125	30,51
400	6806873	XLPE + PVC	495	0,078	38,13

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2014a).

Diâmetro externo do cabo 240mm² = **30,51 mm**

Diâmetro externo do cabo 120mm² = **21,54 mm**

Área da seção transversal do cabo 240mm² = $\pi \cdot r^2 = \pi \cdot 15,25^2 = \mathbf{731,09 \text{ mm}^2}$

Área da seção transversal do cabo 120mm² = $\pi \cdot r^2 = \pi \cdot 10,77^2 = \mathbf{364,40 \text{ mm}^2}$

Número de condutores por duto = **4 (3 x 240mm² + 1 x 120mm²)**

Área total dos condutores = $3 \times 731,09 + 1 \times 364,40 = \mathbf{2557,67 \text{ mm}^2}$

Utilizando novamente a Tabela 2A, temos:

Eletroduto adotado = **4” (100mm)**

Diâmetro interno = **103mm (Kanalex)**

Área do eletroduto = **8332,29 mm²**

$$\text{Área útil do eletroduto} = 0,4 \times 8332,29 \text{ mm}^2 = \mathbf{3332,92 \text{ mm}^2}$$

Como: $3332,92 \text{ mm}^2 > 2557,67 \text{ mm}^2$ então o eletroduto de 4" é adequado.

3 – DIMENSIONAMENTO DO ELETRODUTO DA AMPLIAÇÃO DA REDE DE MT NA ALTERNATIVA 3.

Utilizando a Tabela 1A retirada da CP-004/2014 temos:

$$\text{Diâmetro externo do cabo } 70\text{mm}^2 = \mathbf{28,7 \text{ mm}}$$

$$\text{Área da seção transversal do cabo } 240\text{mm}^2 = \pi \cdot r^2 = \pi \cdot 14,35^2 = \mathbf{646,92 \text{ mm}^2}$$

$$\text{Número de condutores por duto} = \mathbf{1 (1 \times 70 \text{ mm}^2)}$$

$$\text{Área total dos condutores} = 1 \times 646,92 = \mathbf{646,92 \text{ mm}^2}$$

Utilizando novamente a Tabela 2A, temos:

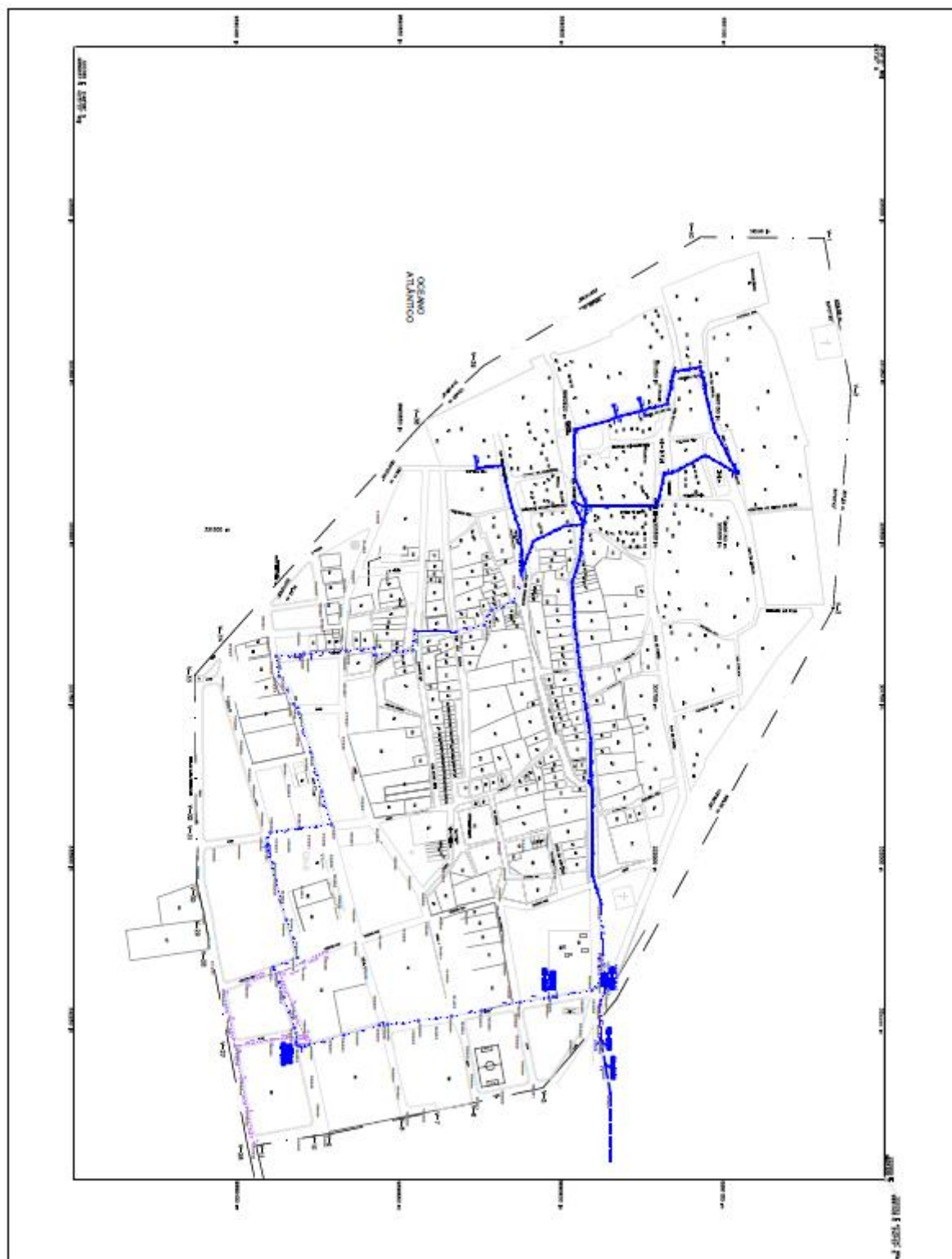
$$\text{Eletroduto adotado} = \mathbf{2'' (50\text{mm})}$$

$$\text{Diâmetro interno} = \mathbf{50,8 \text{ mm (Kanalex)}}$$

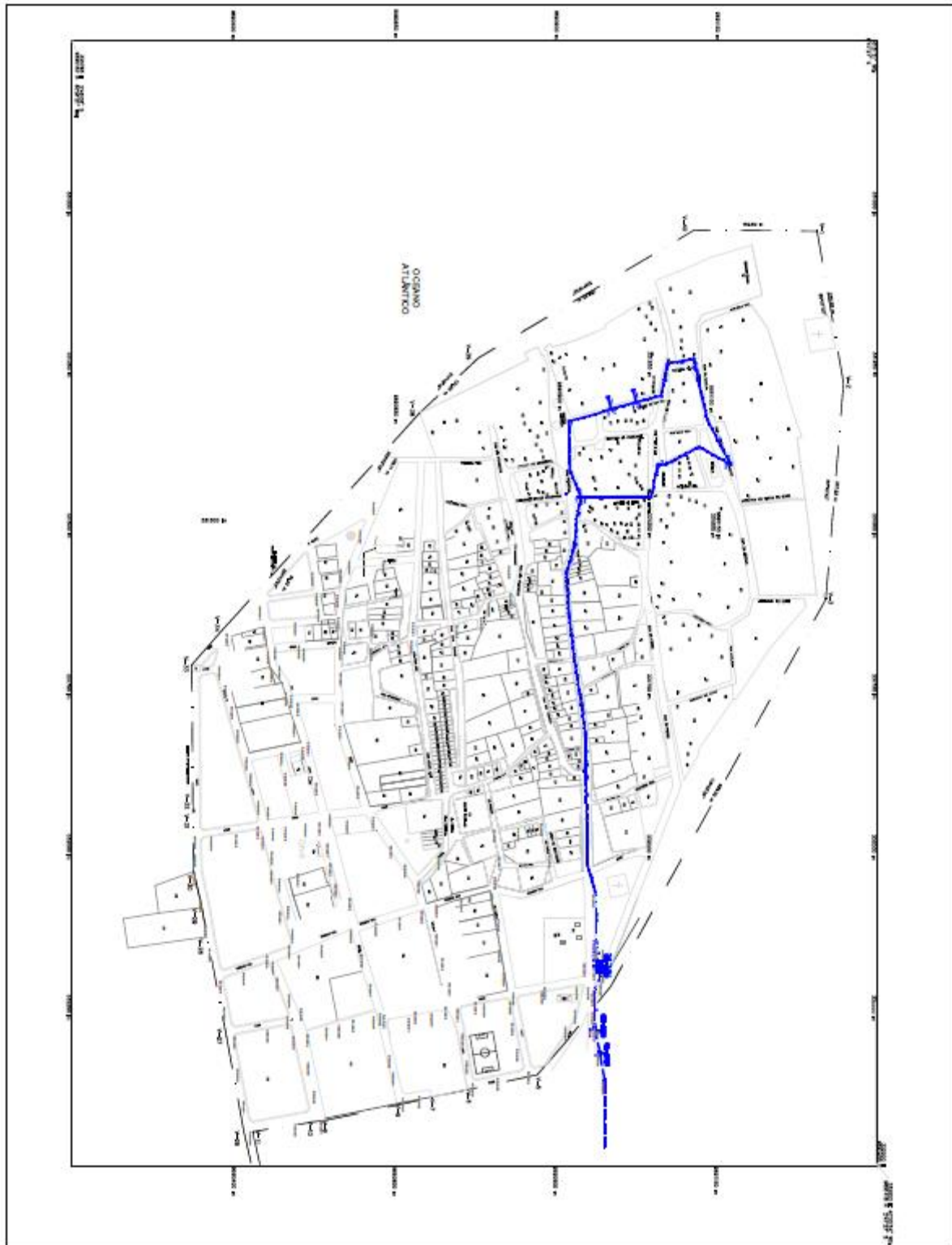
$$\text{Área do eletroduto} = \mathbf{2026,83 \text{ mm}^2}$$

$$\text{Área útil do eletroduto} = 0,4 \times 2026,83 \text{ mm}^2 = \mathbf{810,73 \text{ mm}^2}$$

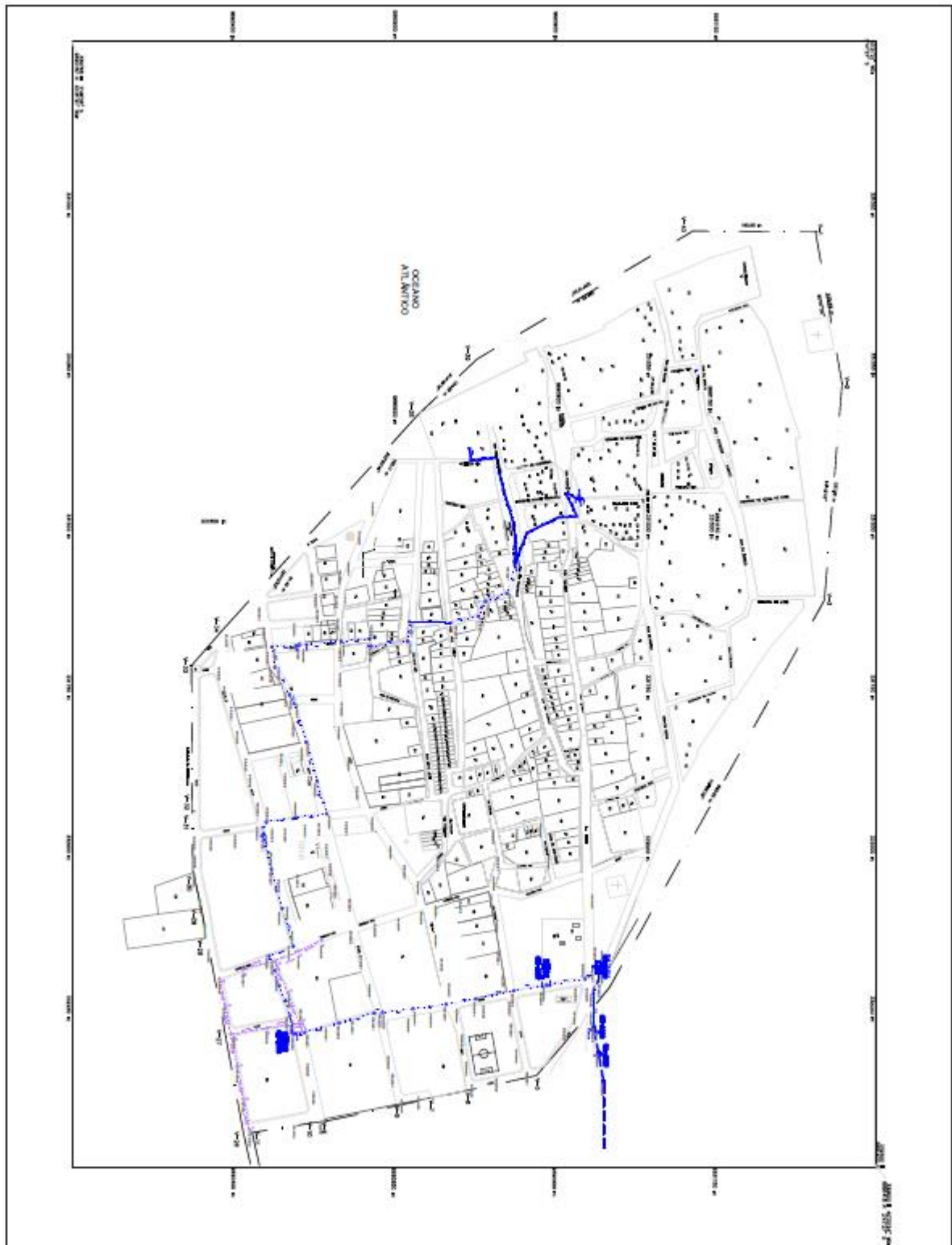
Como: $810,73 \text{ mm}^2 > 646,92 \text{ mm}^2$ então o eletroduto de 2" é adequado.

ANEXO 1 – TRAÇADO REDE MT VILA DE JERICOACOARA

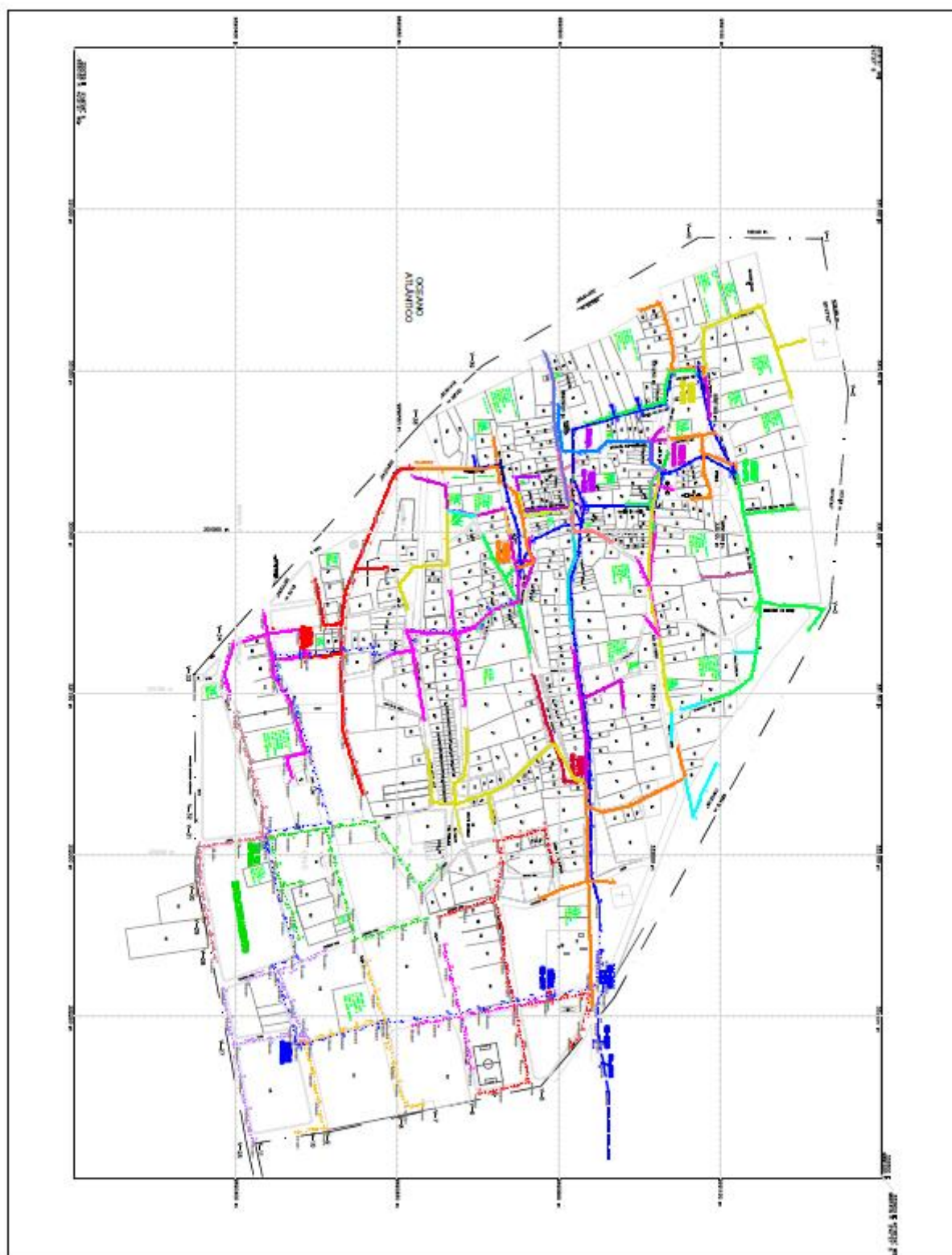
Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

ANEXO 2 – TRAÇADO REDE MT DA CIDADE VELHA

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

ANEXO 3 – TRAÇADO REDE MT DA CIDADE NOVA

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

ANEXO 4 – TRAÇADO DAS REDES MT E BT DA VILA DE JERICOACOARA

Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ (2017).

ANEXO 5 – FOLHA DE DADOS DOS TRANSFORMADORES UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES



FOLHA DE DADOS Transformador de Força

Nº Documento: -

1 IDENTIFICAÇÃO

Cliente: -
 Equipamento: Transformador 10/12,5/15MVA - 66kV / 13,8KV
 Especificação: E-SE-001 Rev 5
 Norma: NBR-5356/1993
 Quantidade: -
 Código do produto: -

2 CARACTERÍSTICAS DO AMBIENTE

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação [m]: 1000
 Atmosfera: Agressiva
 Temperatura máxima do ambiente [°C]: 40

3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Frequência [Hz]: 60 Número de fases: 3 Grupo de ligação: Dyn1

Enrolamento:	Potência [MVA]			Tensão [kV]	Ligação	Comutação
	ONAN	ONAF1	ONAF2			
Alta tensão:	10	12,5	15	66 +7/-9x1,25%	D	CDC
Baixa tensão:	10	12,5	15	13.8	yn	-
Terciário:						-

Elevação de temperatura do enrolamento [°C]	Média	65
	Ponto mais quente	75
Elevação de temperatura no topo do óleo [°C]		55
Classe do material isolante		E

	Alta tensão		Baixa tensão		Terciário
	Fase	Neutro	Fase	Neutro	Fase
Nível de isolamento [kV]	72,5	-	15	15	-
Tensão de impulso [kV]	Onda plena		350	-	110
	Onda cortada		385	-	121
	Onda de manobra		NA	-	NA
Tensão aplicada [kV]	140	-	34	34	-
Tensão induzida [kV]	2xVn	-	Conseq	-	-
Tensão induzida de longa duração [kV]	NA	-	NA	NA	-

	90%	100%	110%
Perda a vazio [kW]	-	18	-
Corrente de excitação [%] (Base de 10 MVA)	-	0,5	-

	Base		Impedância @ 75°C [%]	Perda em Carga @ 75°C [kW]
	Posição [kV]	Potência [MVA]		
Alta tensão/Baixa tensão	-	-	-	-
	66/13.5	10	7	39,6
	-	-	-	-

Nível de ruído [dB]	68	70	71
Nível de tensão de rádio-interferência [µV]	1.250		
Descargas parciais [pC]	300		

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13895251
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5356

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	1000.0		13.8 -4x0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão			0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaios dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (kW)	2.0
Perdas em carga (kW)	15.0
Perda Total (kW)	17.5
Corrente de excitação (%)	1.5

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	1000.0	5.0

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	58.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN ($\Phi = 0.8$)	ONAN ($\Phi = 0.9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
100	4.91	4.18	1.92

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13637131
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5356

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	750.0		13.8 -4x0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão			0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 75.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (kW)	1.3
Perdas em carga (kW)	12.1
Perda Total (kW)	15.7
Corrente de excitação (%)	1.6

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 75.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	750.0	5.0

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	58.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN ($\Phi = 0.8$)	ONAN ($\Phi = 0.9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
100	4.34	3.8	2.03

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13637134
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5356

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	500.0		13.8 -4x0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão			0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (kW)	1.1
Perdas em carga (kW)	0.0
Perda Total (kW)	9.8
Corrente de excitação (%)	1.8

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	500.0	4.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	56.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN ($\Phi = 0.8$)	ONAN ($\Phi = 0.9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
100	3.91	3.42	1.83

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13579450
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5440

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	300.0		13.8 -4 x 0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão	300.0		0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (W)	810.0
Perdas em carga (W)	
Perda Total (W)	4080.0
Corrente de excitação (%)	1.9

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	300.0	4.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	55.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN ($\Phi = 0.8$)	ONAN ($\Phi = 0.9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
100	3.53	2.94	1.18

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13579353
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5440

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	225.0		13.8 - 4 x 0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão	225.0		0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (W)	650.0
Perdas em carga (W)	
Perda Total (W)	3260.0
Corrente de excitação (%)	2.1

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	225.0	4.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	55.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Ápk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN (Φ = 0.8)	ONAN (Φ = 0.9)	ONAN (Φ = 1)
100	3.58	3.0	1.25

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13618668
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5440

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	150.0		13.8 - 4 x 0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão	150.0		0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaios dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (W)	485.0
Perdas em carga (W)	
Perda Total (W)	2335.0
Corrente de excitação (%)	2.3

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	150.0	3.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	55.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (A _{pk})	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN (Φ = 0.8)	ONAN (Φ = 0.9)	ONAN (Φ = 1)
100	2.97	2.57	1.29

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13618855
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5440

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	112.5		13.8 -4 x 0.6 kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão	112.5		0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (W)	390.0
Perdas em carga (W)	
Perda Total (W)	1890.0
Corrente de excitação (%)	2.5

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	112.5	3.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	55.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN (Φ = 0.8)	ONAN (Φ = 0.9)	ONAN (Φ = 1)
100	3.02	2.64	1.39

FOLHA DE DADOS

Transformador Óleo Distribuição



Identificação

Código do produto: 13901452
 Tipo: Transformador abaixador
 Norma / Especificação: NBR 5440

Características do ambiente

Instalação: Ao tempo
 Altitude máxima de instalação (m.s.n.m): 1000.0
 Atmosfera: Não agressiva
 Temperatura máxima do ambiente (°C): 40.0

Características elétricas

Frequência (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de ligação: Dyn1
-----------------------	------------------	------------------------

Enrolamento	Potência (kVA)		Tensão (kV)	Ligação	Comutação
	ONAN				
Alta tensão	75.0		13.8 - 8 x 0.6kV	Triângulo	CST
Baixa Tensão	75.0		0.38	Estrela	

Elevação de temperatura dos enrolamentos média (°C)	65.0
Elevação de temperatura dos enrolamentos ponto mais quente (°C)	80.0
Classe do material isolante	E (120 °C)

Ensaio dielétricos	Alta tensão		Baixa Tensão	
	Fase	Neutro	Fase	Neutro
Nível de isolamento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensão de impulso (pleno) (kV)	95.0		30.0	30.0
Tensão de impulso (cortado) (kV)	105.0		33.0	
Tensão aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensão induzida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referência @ 85.0 °C - ONAN	100%
Perdas a vazio (W)	290.0
Perdas em carga (W)	
Perda Total (W)	1400.0
Corrente de excitação (%)	2.7

Alta/Baixa tensão	Base		Impedância @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posição (kV)	Potência (kVA)	
	13.8 / 0.38	75.0	3.5

Refrigeração	ONAN
Nível de ruído (dB)	51.0
Descargas parciais (pC)	300.0
Corrente de inrush (Ápk)	
Fator K	K1

Fator de Carga [%]	Regulação (100% de carga)		
	ONAN (Φ = 0.8)	ONAN (Φ = 0.9)	ONAN (Φ = 1)
100	3.09	2.73	1.52

Fonte: WEG (2018).