

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA
DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1*

*Estudo de Atendimento
à Região de Campos*



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro
Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo do MME
Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Fabio Lopes Alves

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra

Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vicente Humberto Lôbo Cruz

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento à Região de Campos



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco U, Sl. 744
70065-900- Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amílcar Guerreiro
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane
Elisângela Medeiros De Almeida

Equipe Técnica

Carolina Moreira Borges
João Mauricio Caruso
Lucas Simões de Oliveira
Samir de Oliveira Ferreira
Tiago Veiga Madureira

Análise Socioambiental

André Viola Barreto
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Leonardo de Souza Lopes
Pedro Ninó de Carvalho
Katia Gisele Matosinho (coordenação técnica)

Nº EPE-DEE-RE-008/2016-rev3

Data: 12 de março de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato _____ Data de assinatura _____	
Projeto	ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO	
Área de estudo	Estudos do Sistema de Transmissão	
Sub-área de estudo	Análise Técnico-econômica	
Produto (Nota Técnica ou Relatório)		
EPE-DEE-RE-008/2016	Estudo de Atendimento à Região de Campos	
<i>Revisões</i>	<i>Data</i>	<i>Descrição sucinta</i>
rev0	26.04.2016	Emissão Original
rev1	19.12.2016	<p>O documento contempla as seguintes alterações, as quais foram motivadas pela impossibilidade da Ampla de acessar a SE Lagos da forma indicada na emissão original do relatório:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Inserção do capítulo 14, que corresponde ao detalhamento da Alternativa 1C, a qual foi recomendada na emissão original do estudo, incorporando e analisando as novas propostas da ENEL Distribuição RJ de conexão ao seu sistema; (ii) Ajustes nos capítulos 5 e 6 (Conclusões e Recomendações) em função da alteração na integração da SE Lagos ao sistema de distribuição da ENEL Distribuição RJ; (iii) Adequações na Ficha PET; (iv) Adequações textuais.
rev2	13.12.2017	<ul style="list-style-type: none"> (i) Inserção da recomendação sobre a capacidade da nova LT 345kV Lagos-Macaé C2, em virtude de seu traçado de menor extensão em relação ao C1, recomendado na análise socioambiental deste relatório. (Item nº13 da Conclusão e nº10 da Recomendação) (ii) Inclusão da documentação recebida pela Petrobras/Termomacaé sobre a disponibilidade para negociação do terreno necessário para a ampliação da SE Macaé.
rev3	12.03.2018	<ul style="list-style-type: none"> (i) Substituição da documentação recebida pela Petrobras/Termomacaé pela versão colorida dos documentos, vide item (ii) da rev2. (ii) Ajuste na quantidade de bancos de capacitores recomendados para a SE Venda das Pedras 138 kV (iii) Adequações textuais

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	11
2.	OBJETIVO	11
3.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS SOBRE O ESTUDO	12
4.	CRITÉRIOS E PREMISSAS	13
4.1.	Intercâmbio Inter-regional e Despacho de Geração	13
4.2.	Análise Econômica	14
4.3.	Perdas.....	15
4.4.	Carregamento de Linhas e Transformadores	16
4.5.	Configuração e Mercado	16
4.6.	Compensação Reativa – Ampla	21
5.	CONCLUSÕES	22
6.	RECOMENDAÇÕES	27
7.	DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS	31
7.1.	Alternativas Analisadas	31
7.2.	Parâmetros Elétricos – Linhas de Transmissão e Transformadores	36
8.	ANÁLISE TÉCNICA DAS ALTERNATIVAS	39
8.1.	Diagnóstico Inicial.....	39
8.2.	Modulação dos Novos Transformadores 345/138 kV.....	40
8.3.	Alternativas 1 (A, B e C)	42
8.4.	Alternativa 2.....	44
8.5.	Alternativa 3.....	44
8.6.	Alternativas 4 (A, B e C)	45
9.	CURTO-CIRCUITO	47
10.	AVALIAÇÃO SOCIOAMBIENTAL	48
11.	PERDAS ELÉTRICAS DAS ALTERNATIVAS	48
11.1.	Determinação das Perdas	48
11.2.	Custeio das Perdas	49
12.	INVESTIMENTOS DAS ALTERNATIVAS	50
13.	COMPARAÇÃO ECONÔMICA	58
13.1.	Sensibilidade ao Horizonte das Perdas	59
14.	DESDOBRAMENTOS EM FUNÇÃO DA IMPOSSIBILIDADE DA AMPLA EM ACESSAR A SE 345/138 KV LAGOS POR MEIO DE QUATRO CIRCUITOS DUPLOS EM 138 KV	60
14.1.	Introdução	60
14.2.	Apresentação de novas alternativas pela Ampla	60
14.3.	Descrição das Alternativas a serem comparadas.....	62
14.4.	Análise Técnica das Alternativas	65
14.4.1.	Alternativa 1.....	65

14.4.2.	Alternativa 2.....	66
14.4.3.	Alternativa 3.....	66
14.5.	Análise econômica das alternativas.....	67
14.6.	Curto-circuito – nova topologia.....	69
15.	PARTICIPANTES	71
16.	REFERÊNCIAS	72
17.	FICHAS DO PROGRAMA DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO – PET	73
18.	ANEXO 1 – INFORMAÇÕES DAS EMPRESAS	80
19.	ANEXO 2 – DIAGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA – ALTERNATIVAS ANTERIORES À ALTERAÇÃO NA FORMA DE ACESSO A SE LAGOS PELA AMPLA	89
20.	ANEXO 3 – RELATÓRIO DA AMPLA – ANÁLISE DA PROPOSTA DE SECCIONAMENTO DAS LTS 138 KV R. LEÃO AMPLA – P. CARRO E R. LEÃO AMPLA – E. ARARUAMA	130
21.	ANEXO 4 – DIAGRAMAS DE FLUXO DE POTÊNCIA DO CASO DIMENSIONADOR (CARGA PESADA NORTE ÚMIDO) – DETALHAMENTO DA ALTERNATIVA 1C APÓS À ALTERAÇÃO NA FORMA DE ACESSO A SE LAGOS PELA AMPLA	135
22.	ANEXO 5 – TABELAS DE COMPARAÇÃO R1XR2	150
22.1.	LT 345 kV Lagos Macaé	150
22.2.	LT 345 kV Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos 151	
23.	ANEXO 6 – TABELA DE COMPARAÇÃO R1XR4	152
24.	ANEXO 7 – DOCUMENTAÇÃO PETROBRAS/TERMOMACAÉ	153
25.	NOTA TÉCNICA DEA 06/16 – ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL.....	154

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Despacho das PCHs da Região (30%).....	13
Tabela 4-2 – Despacho das UHEs da Região (30%).....	13
Tabela 4-3 – Despacho das UTEs de Macaé	14
Tabela 4-4 – Despacho Térmico para Determinação de Perdas.....	15
Tabela 4-5 – Despacho das PCHs da Região (95%).....	15
Tabela 4-6 – Despacho das UHEs da Região (95%).....	16
Tabela 4-7 – Carga Máxima – Área Lagos	17
Tabela 4-8 – Carga Pesada Coincidente – Área Lagos	18
Tabela 4-9 – Carga Média Coincidente – Área Lagos	19
Tabela 4-10 – Carga Leve Coincidente – Área Lagos	20
Tabela 4-11 – Compensação Reativa – Área Lagos	21
Tabela 4-12 – Compensação Reativa Adicional - Ampla	22
Tabela 4-13 – Compensação Reativa Adicional – Área Niterói - Referencial	22
Tabela 5-1 – Sobrecargas em Elementos de Distribuição.....	24
Tabela 6-1 – Programa de Obras da Alternativa Final – Completo	28
Tabela 6-2 – Obras de Rede Básica de fronteira e DIT.....	29
Tabela 6-3 – Obras na Rede de Distribuição	29
Tabela 7-1 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 1	37
Tabela 7-2 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 3	37
Tabela 7-3 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 4	37
Tabela 8-1 – Carregamentos em Campos – Regime Normal.....	39
Tabela 8-2 – Carregamentos em Campos – Contingências	39
Tabela 9-1 - Níveis de Curto-circuito.....	47
Tabela 11-1 - Perdas Horárias Médias – Norte Úmido	48
Tabela 11-2 - Perdas Horárias Médias – Norte Seco	49
Tabela 11-3 – Custo das Perdas Diferenciais – Norte Úmido – 50%	49
Tabela 11-4 – Custo das Perdas Diferenciais – Norte Seco – 50%	49
Tabela 11-5 – Custo Total Anualizado das Perdas Diferenciais.....	50
Tabela 11-6 – Custos das Perdas Diferenciais Anualizadas Referidos a 2019	50
Tabela 12-1 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 A (com Bluejay)	51
Tabela 12-2 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 B (transfere Italva)	52
Tabela 12-3 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 C (transfere Mombaça).....	53
Tabela 12-4 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 3 (Venda das Pedras).....	54
Tabela 12-5 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 A (com Bluejay)	55
Tabela 12-6 - Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 B (transfere Italva).....	56
Tabela 12-7 - Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 C (transfere Mombaça).....	57
Tabela 13-1 - Custo das Obras Referido a 2019	58
Tabela 13-2 - Custos das Obras e Perdas Referidos a 2019	58
Tabela 13-3 - Custos com Perdas de 10 Anos	59
Tabela 14-1 – Parâmetros de referência utilizados para a LT 138 kV Coletora Ampla - Lagos	65
Tabela 14-2 – Comparação econômica (investimento + perdas) para horizonte de 5 anos (2019-2023)	69
Tabela 14-3 – Comparação econômica (investimento + perdas) para horizonte de 10 anos (2019-2028)	69
Tabela 14-4 - Níveis de curto-circuito com a configuração da alternativa final (SE coletora Ampla)...	70

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 7-1 – Geográfico - Alternativa 1	32
Figura 7-2 – Geográfico - Alternativa 4	33
Figura 7-3 – Esquemático - Alternativas 1 e 4	33
Figura 7-4 – Geográfico - Alternativa 2	34
Figura 7-5 – Esquemático - Alternativa 2	35
Figura 7-6 – Geográfico - Alternativa 3	35
Figura 7-7 – Esquemático - Alternativa 3	36
Figura 14-1 – Alternativa Ampla 1	60
Figura 14-2 – Alternativa Ampla 2	61
Figura 14-3 – Alternativa Ampla 3	61
Figura 14-4 – Alternativa 1	63
Figura 14-5 – Alternativa 2	63
Figura 14-6 – Alternativa 3	64
Figura 14-7 – SE Coletora Ampla 138 kV	64
Figura 14-8 – Programa de obras e custos da Alternativa 1 (com SE Coletora Ampla e SE Lagos na localização da emissão original)	67
Figura 14-9 – Programa de obras e custos da Alternativa 2 (com SE Coletora Ampla e SE Lagos em localização cerca de 7 km ao sul em relação à posição original)	68
Figura 14-10 – Programa de obras e custos da Alternativa 3 (sem SE Coletora Ampla, SE Lagos na localização da emissão original e seccionamento da LT 138 kV Iriri – R. Leão Furnas)	68

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 13-1 - Custos das Obras e Perdas Referidos a 2019	59
---	----

1. Introdução

A subestação Campos é responsável pelo suprimento ao Norte e Noroeste do Estado do Rio de Janeiro, e parte das cargas do Sul do Estado do Espírito Santo.

A subestação contava em 2011 com três autotransformadores 345/138 kV, 225 MVA cada.

Devido ao crescimento significativo das cargas na região, os estudos indicaram o esgotamento da transformação de Campos, num horizonte de curto prazo.

Em decorrência, a EPE elaborou o relatório [1], que indicou para o ano de 2014 a construção de novo pátio de 138 kV na SE existente Macaé 345 kV, com transformação 345/138 kV com 400 MVA de capacidade, integrado ao sistema por dois circuitos em 138 kV para a subestação Iriri, de Furnas.

Entretanto, problemas fundiários impediram a implantação desse reforço, o que levou o ONS a indicar, em seu relatório RE-2.1 054/2013 – “Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica – Período 2014 a 2016”, a instalação em caráter de urgência do 4^o banco de autotransformadores 345/138 kV, 225 MVA, na subestação de Campos, para evitar risco no suprimento à região bem como restrições na geração das usinas térmicas conectadas em Macaé.

Essa obra foi autorizada à Furnas pela ANEEL, através da Resolução Autorizativa n^o 4.481/2013 – SRT/ANEEL, de 17 de dezembro de 2013, alterada pela Resolução Autorizativa n^o 4.790, de 12 de agosto de 2014.

Análises de diagnóstico foram realizadas, contemplando a instalação do 4^o banco de Campos, indicando que a transformação nesta SE volta a ter problemas de carregamento a partir do ano de 2019, havendo portanto a necessidade de realização de novo estudo para determinação de solução estrutural para a área, a ser implantada a partir desse ano.

2. Objetivo

O objetivo do estudo é determinar a melhor alternativa de reforço, em termos técnico-econômicos, que solucione os problemas de carregamento identificados na transformação de Campos 345/138 kV a partir de 2019, mesmo considerando a instalação da 4^a unidade transformadora na subestação.

3. Considerações Iniciais sobre o Estudo

A carga de maior porte, e que mais afeta o carregamento dos transformadores de Campos, principalmente considerando que a carga de Cachoeiro do Itapemirim já contará com o suprimento via SE Rio Novo do Sul 345/138 kV (obra recomendada em [2] e já licitada), é a carga da Área Lagos, das regiões de Macaé, Cabo Frio e Araruama.

Essas cargas são atendidas em sua quase totalidade a partir da subestação Rocha Leão, da Ampla, e nos casos de fluxo de potência do Plano Decenal utilizados nos estudos da EPE elas são representadas como carga concentrada nessa subestação.

O estudo se iniciou com essa configuração, sendo propostas e simuladas alternativas conforme indicado a seguir:

- Substituição de transformadores em Campos por unidades de 400 MVA;
- Transformação 345/138 kV na subestação Iriri, de Furnas;
- Transformação 345/138 kV na subestação Rocha Leão, da Ampla.

Nota: a princípio não foram avaliados reforços via Rocha Leão de Furnas porque essa subestação encontra-se dentro da Reserva Biológica União, o que impossibilita a realização de obras nessa área.

Como as cargas da área Lagos são supridas por Rocha Leão da Ampla, na primeira possibilidade analisada houve a necessidade de reforços no sistema de 138 kV conectado à essa subestação e adicionalmente, nas duas últimas, de um novo pátio de 345 kV.

Concretizada essa constatação, a Ampla informou que sua SE Rocha Leão não comportava qualquer tipo de expansão, e as análises desenvolvidas tiveram que ser descartadas, configurando-se a necessidade de se acrescentar à base de dados do estudo o sistema de Distribuição da área Lagos representado em detalhe, única forma visualizada para permitir o estabelecimento de outras alternativas de reforço que não implicassem em obras naquela subestação.

Desta forma, o estudo passou a ser desenvolvido com a área Lagos integralmente representada, e os resultados obtidos e apresentados a seguir estão fundamentados nessa configuração.

4. Critérios e Premissas

4.1. Intercâmbio Inter-regional e Despacho de Geração

O diagnóstico inicial do estudo, realizado para determinar o ano em que se verifica o esgotamento da transformação de Campos, utilizou os cenários com o Norte Exportador e Importador de energia, verificando-se que os maiores fluxos ocorreram no cenário Exportador.

Cabe salientar que, nesse período, ocorre também baixa hidraulicidade na região Sudeste, e as usinas hidrelétricas e PCHs da área em análise são despachadas com valores reduzidos, o que contribui para agravar o problema de carregamento na Rede Básica de Fronteira, inclusive em Campos, objeto do estudo.

Dessa forma, os casos para dimensionamento das alternativas foram analisados com o cenário Norte Exportador, adotando-se despacho correspondente a 30% da capacidade instalada das usinas hidrelétricas da região do estudo, conforme apresentado nas Tabelas 4.1 e 4.2.

PCHs	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
US Xav	5,77	1,73
S Anto	8	2,40
S S AI	11	3,30
Caju	12,3	3,69
Pirapetinga	18	5,40
Tombos	4,8	1,44
Macabu	18	5,40
S Rosa	30	9,00
Piabanha	33	9,90
Calheiros	19,2	5,76
Santa F	30	9,00
MSerr	26,8	8,04
Bon Fan	18,14	5,44
Fagundes	3,6	1,08
Areal	10,2	3,06
Cruzam	4,5	1,35
Anta	28	8,40

Tabela 4-1 – Despacho das PCHs da Região (30%)

UHEs	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
Ilha Pombos	180	54,00
Simplício	305,7	91,71
Itaocara 1	145	43,50
Itaocara 2	50	15,00

Tabela 4-2 – Despacho das UHEs da Região (30%)

As usinas térmicas conectadas à subestação Macaé, Norte Fluminense e Mário Lago, tem grande influência no carregamento da transformação e Campos; desta forma, foi considerado para essas usinas o despacho máximo, correspondente a sua capacidade instalada, conforme indicado a seguir, com o fluxo nessa transformação.

UTES	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
N.Fluminense	861	861
Mário Lago	912	912

Tabela 4-3 – Despacho das UTEs de Macaé

4.2. Análise Econômica

Os custos dos equipamentos foram obtidos da Base de Preços de Referência da ANEEL – Ref. 06/2014.

Para os casos em que foi recomendado o recondutoramento de linhas de 138 kV utilizando-se cabo termoresistente TLInnet – 336,4 MCM, utilizou-se como base os custos fornecidos pela Ampla, de R\$20,00/kg, 815,1 kg/km-fase e R\$100.000,00/km como custo da mão de obra associado, chegando-se ao valor de R\$ 197.810,00/km; com esses dados, foi também estimado o custo de linha nova com esse condutor em R\$442,7x10³.

Para as obras eventualmente necessárias em Campos e na Usina Térmica de Campos (UTEC), Furnas indicou os seguintes valores, utilizando também a Base de Preços de Referência da ANEEL – ref. 06/2014 [3], e com a ressalva de que as particularidades do local não foram consideradas:

Modernização de Campos: R\$56.385.764,84

Novo pátio de 138 kV em UTEC: R\$35.167.085,67

O custo das perdas foi considerado com valor de R\$193,00/MWh.

A taxa de atualização adotada foi de 8% a.a.

Para a comparação econômica utilizou-se o Método dos Rendimentos Necessários, com truncamento da série de parcelas no ano de 2028, totalizando 10 anos para o truncamento.

4.3. Perdas

Para a determinação das perdas, foram considerados os valores anuais de geração média esperada para o despacho das usinas térmicas da região, conforme indicado na Tabela 4.4.

As perdas foram obtidas para os cenários de intercâmbio Norte Exportador e Importador, com permanência de 50% cada, mantido o despacho térmico médio da Tabela 4.4 nas duas situações, e adotando-se para os cenários Exportador e Importador, nas usinas hidrelétricas e PCHs da área em análise, despacho respectivamente de 30 e 95% da sua capacidade instalada, estando o primeiro caso indicado nas Tabelas 4.1 e 4.2, e o segundo nas Tabelas 4.5 e 4.6.

UTES	MW médios				
	2019	2020	2021	2022	2023
ANGRA 1	510	510	510	510	510
ANGRA 2	1 163	1 167	1 171	1 171	1 174
ANGRA 3	1 283	1 283	1 283	1 283	1 283
TERMORIO	213	235	248	268	337
ELETROBOLT	23	27	25	25	50
ST CRUZ 34	8	9	6	3	7
ST CRUZ NOVA	114	136	151	163	196
MÁRIO LAGO	12	15	10	6	9
NORTEFLU	503	519	527	531	551
BAIXADAFU	198	229	250	256	293

Tabela 4-4 – Despacho Térmico para Determinação de Perdas

PCHs	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
U S Xav	5,77	5,48
S Anto	8	7,60
S S Al	11	10,45
Caju	12,3	11,69
Pirapetinga	18	17,10
Tombos	4,8	4,56
Macabu	18	17,10
S Rosa	30	28,50
Piabanha	33	31,35
Calheiros	19,2	18,24
Santa F	30	28,50
M Serr	26,8	25,46
Bon Fan	18,14	17,23
Fagundes	3,6	3,42
Areal	10,2	9,69
Cruzam	4,5	4,28
Anta	28	26,60

Tabela 4-5 – Despacho das PCHs da Região (95%)

UHEs	Capacidade (MW)	Despacho (MW)
Ilha Pombos	180	171,00
Simplício	305,7	290,42
Itaocara 1	145	137,75
Itaocara 2	50	47,50

Tabela 4-6 – Despacho das UHEs da Região (95%)

As perdas foram determinadas para os três patamares de carga, com duração conforme mostrado a seguir:

- Carga Pesada: 3 horas
- Carga Média: 14 horas
- Carga Mínima: 7 horas

Para a análise econômica, foram utilizadas as perdas diferenciais entre as alternativas.

4.4. Carregamento de Linhas e Transformadores

Os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, serão os valores informados nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão.

Para linhas de transmissão futuras deverão ser utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização, informados pelos agentes ou valores típicos definidos pela EPE.

Para os transformadores existentes, será adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas Empresas proprietárias das instalações e, para unidades futuras, a capacidade de sobrecarga será correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

4.5. Configuração e Mercado

Os estudos elétricos foram processados utilizando os casos-base do Plano Decenal Ciclo 2014-2023, com a inclusão da configuração detalhada e cargas na região da área Lagos fornecidas pela Ampla, compatíveis com as previsões atuais de mercado.

As cargas da Ampla na região Lagos estão indicadas nas tabelas a seguir, indicando-se a demanda máxima da área, utilizada nos casos de dimensionamento das alternativas, e as cargas coincidentes, nos patamares de carga pesada, média e leve, utilizadas para a determinação das perdas.

SUBESTAÇÃO	DEMANDA MÁXIMA - AMPLA LAGOS				
	2019	2020	2021	2022	2023
ARRAIAL-13.8	11.09	11.53	11.99	12.47	12.97
N.S. AJUDA 1- 13.8	15.34	16.26	17.23	18.27	19.36
N.S. AJUDA 2- 13.8	14.94	15.84	16.79	17.79	18.86
ALMEIDA PEREIRA-13.8	00.91	00.94	00.97	01.00	01.03
ARARUAMA 1-13.8	12.22	12.71	13.22	13.75	14.30
ARARUAMA 2-13.8	12.75	13.26	13.80	14.35	14.92
ENTRONCAMENTO-13.8	30.53	31.90	33.34	34.84	36.40
BACAXÁ 1-13.8	21.21	22.06	22.94	23.86	24.81
BACAXÁ 2-13.8	22.69	23.60	24.54	25.53	26.55
BÚZIOS 1-13.8	24.45	25.68	26.96	28.31	29.72
BÚZIOS 2-13.8	21.89	22.98	24.13	25.34	26.60
CABO FRIO 1-13.8	28.88	30.32	31.84	33.43	35.10
CABO FRIO 2-13.8	28.82	30.26	31.77	33.36	35.03
CARAPEBUS-13.8	05.88	06.18	06.49	06.81	07.15
CEDAEAMA-13.8	10.17	10.63	11.11	11.61	12.13
IGUABA 1-13.8	09.29	09.66	10.05	10.45	10.87
IGUABA 2-13.8	09.23	09.59	09.98	10.38	10.79
IMBOASSICA-13.8	23.17	24.56	26.03	27.59	29.25
MACAÉ 2 13.8	18.53	19.65	20.83	22.07	23.40
MACAÉ 3 13.8	16.22	17.19	18.22	19.32	20.47
PORTO DO CARRO 1 13.8	32.12	33.72	35.41	37.18	39.04
PORTO DO CARRO 2 13.8	22.02	23.12	24.28	25.49	26.77
QUISSAMÃ 13.8	05.72	06.01	06.31	06.63	06.96
ROCHA LEÃO 13.8	09.36	09.87	10.42	10.99	11.59
RIO DAS OSTRAS 1 13.8	26.82	28.43	30.14	31.95	33.87
RIO DAS OSTRAS 2 13.8	21.20	22.47	23.82	25.25	26.76
SILVA JARDIM 13.8	10.00	10.50	11.02	11.57	12.15
SÃO PEDRO 1 13.8	14.35	14.93	15.52	16.14	16.79
SÃO PEDRO 2 13.8	16.33	16.98	17.66	18.37	19.10
SEVERINA 13.8	02.17	02.23	02.30	02.37	02.44
TAMOIOS 13.8	29.57	31.34	33.22	35.22	37.33
TECAB 13.8	54.00	54.00	54.00	54.00	54.00
VILA VERDE 13.8	16.35	17.33	18.37	19.48	20.65

Tabela 4-7 – Carga Máxima – Área Lagos

SUBESTAÇÃO	CARGA PESADA - AMPLA LAGOS				
	2019	2020	2021	2022	2023
ARRAIAL-13.8	8.85	9.19	9.57	9.95	10.37
N.S. AJUDA 1- 13.8	11.87	12.33	12.83	13.35	13.91
N.S. AJUDA 2- 13.8	13.04	13.54	14.09	14.66	15.28
ALMEIDA PEREIRA-13.8	0.75	0.78	0.81	0.84	0.88
ARARUAMA 1-13.8	10.07	10.46	10.89	11.33	11.81
ARARUAMA 2-13.8	4.76	4.94	5.14	5.35	5.57
ENTRONCAMENTO-13.8	25.38	26.35	27.43	28.54	29.74
BACAXÁ 1-13.8	17.24	17.90	18.63	19.39	20.20
BACAXÁ 2-13.8	19.71	20.47	21.30	22.17	23.10
BÚZIOS 1-13.8	20.45	21.24	22.10	23.00	23.97
BÚZIOS 2-13.8	14.61	15.17	15.79	16.43	17.12
CABO FRIO 1-13.8	22.52	23.39	24.34	25.33	26.39
CABO FRIO 2-13.8	17.89	18.58	19.34	20.12	20.97
CARAPEBUS-13.8	6.02	6.25	6.51	6.77	7.06
CEDAEAMA-13.8	9.27	9.62	10.02	10.42	10.86
IGUABA 1-13.8	7.57	7.87	8.19	8.52	8.88
IGUABA 2-13.8	9.46	9.82	10.22	10.64	11.09
IMBOASSICA-13.8	21.28	22.10	23.00	23.93	24.94
MACAÉ 2 13.8	12.17	12.64	13.15	13.69	14.26
MACAÉ 3 13.8	17.54	18.22	18.96	19.73	20.56
PORTO DO CARRO 1 13.8	24.62	25.57	26.61	27.69	28.86
PORTO DO CARRO 2 13.8	20.30	21.08	21.94	22.83	23.79
QUISSAMÃ 13.8	5.14	5.33	5.55	5.78	6.02
ROCHA LEÃO 13.8	8.42	8.75	9.11	9.47	9.87
RIO DAS OSTRAS 1 13.8	16.40	17.04	17.73	18.45	19.23
RIO DAS OSTRAS 2 13.8	19.97	20.74	21.59	22.46	23.41
SILVA JARDIM 13.8	8.92	9.26	9.64	10.03	10.45
SÃO PEDRO 1 13.8	11.83	12.28	12.79	13.30	13.86
SÃO PEDRO 2 13.8	14.31	14.86	15.47	16.10	16.77
SEVERINA 13.8	1.77	1.84	1.92	2.00	2.08
TAMOIOS 13.8	22.59	23.46	24.42	25.41	26.48
TECAB 13.8	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
VILA VERDE 13.8	13.18	13.68	14.24	14.82	15.44

Tabela 4-8 – Carga Pesada Coincidente – Área Lagos

SUBESTAÇÃO	CARGA MÉDIA - AMPLA LAGOS				
	2019	2020	2021	2022	2023
ARRAIAL-13.8	8.06	8.40	8.75	9.11	9.49
N.S. AJUDA 1- 13.8	10.81	11.27	11.74	12.22	12.72
N.S. AJUDA 2- 13.8	11.87	12.38	12.90	13.43	13.98
ALMEIDA PEREIRA-13.8	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80
ARARUAMA 1-13.8	9.18	9.57	9.97	10.38	10.80
ARARUAMA 2-13.8	4.33	4.52	4.71	4.90	5.10
ENTRONCAMENTO-13.8	23.11	24.10	25.10	26.13	27.21
BACAXÁ 1-13.8	15.70	16.37	17.05	17.75	18.48
BACAXÁ 2-13.8	17.95	18.72	19.50	20.30	21.13
BÚZIOS 1-13.8	18.62	19.42	20.23	21.06	21.92
BÚZIOS 2-13.8	13.30	13.87	14.45	15.04	15.66
CABO FRIO 1-13.8	20.51	21.39	22.28	23.19	24.14
CABO FRIO 2-13.8	16.30	16.99	17.70	18.43	19.18
CARAPEBUS-13.8	5.48	5.72	5.96	6.20	6.45
CEDAEAMA-13.8	8.44	8.80	9.17	9.54	9.94
IGUABA 1-13.8	6.90	7.19	7.49	7.80	8.12
IGUABA 2-13.8	8.61	8.98	9.36	9.74	10.14
IMBOASSICA-13.8	19.38	20.21	21.05	21.92	22.82
MACAÉ 2 13.8	11.08	11.56	12.04	12.53	13.05
MACAÉ 3 13.8	15.97	16.66	17.35	18.06	18.80
PORTO DO CARRO 1 13.8	22.42	23.38	24.36	25.36	26.40
PORTO DO CARRO 2 13.8	18.49	19.28	20.08	20.91	21.77
QUISSAMÃ 13.8	4.68	4.88	5.08	5.29	5.51
ROCHA LEÃO 13.8	7.67	8.00	8.33	8.68	9.03
RIO DAS OSTRAS 1 13.8	14.94	15.58	16.23	16.89	17.59
RIO DAS OSTRAS 2 13.8	18.19	18.97	19.76	20.57	21.41
SILVA JARDIM 13.8	8.12	8.47	8.82	9.18	9.56
SÃO PEDRO 1 13.8	10.77	11.23	11.70	12.18	12.68
SÃO PEDRO 2 13.8	13.03	13.59	14.16	14.74	15.34
SEVERINA 13.8	1.62	1.69	1.76	1.83	1.90
TAMOIOS 13.8	20.58	21.46	22.35	23.27	24.22
TECAB 13.8	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00
VILA VERDE 13.8	12.00	12.51	13.04	13.57	14.13

Tabela 4-9 – Carga Média Coincidente – Área Lagos

SUBESTAÇÃO	CARGA LEVE - AMPLA LAGOS				
	2019	2020	2021	2022	2023
ARRAIAL-13.8	3.83	4.03	4.21	4.41	4.61
N.S. AJUDA 1- 13.8	5.14	5.40	5.65	5.91	6.18
N.S. AJUDA 2- 13.8	5.64	5.93	6.21	6.49	6.79
ALMEIDA PEREIRA-13.8	0.32	0.34	0.36	0.37	0.39
ARARUAMA 1-13.8	4.36	4.58	4.80	5.02	5.25
ARARUAMA 2-13.8	2.06	2.16	2.26	2.37	2.48
ENTRONCAMENTO-13.8	10.99	11.54	12.08	12.64	13.21
BACAXÁ 1-13.8	7.46	7.84	8.21	8.58	8.98
BACAXÁ 2-13.8	8.53	8.96	9.38	9.81	10.26
BÚZIOS 1-13.8	8.85	9.30	9.74	10.18	10.65
BÚZIOS 2-13.8	6.32	6.64	6.95	7.27	7.60
CABO FRIO 1-13.8	9.75	10.24	10.72	11.21	11.73
CABO FRIO 2-13.8	7.75	8.14	8.52	8.91	9.32
CARAPEBUS-13.8	2.61	2.74	2.87	3.00	3.13
CEDAEAMA-13.8	4.01	4.22	4.41	4.62	4.83
IGUABA 1-13.8	3.28	3.44	3.61	3.77	3.94
IGUABA 2-13.8	4.09	4.30	4.50	4.71	4.92
IMBOASSICA-13.8	9.21	9.68	10.13	10.60	11.08
MACAÉ 2 13.8	5.27	5.53	5.79	6.06	6.34
MACAÉ 3 13.8	7.59	7.98	8.35	8.73	9.13
PORTO DO CARRO 1 13.8	10.66	11.20	11.72	12.26	12.82
PORTO DO CARRO 2 13.8	8.79	9.23	9.67	10.11	10.57
QUISSAMÃ 13.8	2.22	2.34	2.45	2.56	2.67
ROCHA LEÃO 13.8	3.65	3.83	4.01	4.20	4.39
RIO DAS OSTRAS 1 13.8	7.10	7.46	7.81	8.17	8.54
RIO DAS OSTRAS 2 13.8	8.65	9.08	9.51	9.95	10.40
SILVA JARDIM 13.8	3.86	4.06	4.25	4.44	4.64
SÃO PEDRO 1 13.8	5.12	5.38	5.63	5.89	6.16
SÃO PEDRO 2 13.8	6.20	6.51	6.81	7.13	7.45
SEVERINA 13.8	0.77	0.81	0.84	0.88	0.92
TAMOIOS 13.8	9.78	10.28	10.76	11.25	11.76
TECAB 13.8	57.00	57.00	57.00	57.00	57.00
VILA VERDE 13.8	5.71	5.99	6.27	6.56	6.86

Tabela 4-10 – Carga Leve Coincidente – Área Lagos

4.6. Compensação Reativa – Ampla

A inclusão do sistema de Distribuição na área Lagos considerou também compensação reativa das cargas na região, fornecida pela Ampla, conforme tabela abaixo.

Subestação	Capacitores em 2019 (MVar)
Porto do Carro 69 kV	30.
Araruama 1 13.8 kV	4.1
Araruama 2 13.8 kV	4.1
Iguaba 1 13.8 kV	3.0
São Pedro 1 13.8 kV	3.0
São Pedro 2 13.8 kV	3.0
Porto do Carro 13.8 kV	4.1
Cabo Frio 1 13.8 kV	4.1
Cabo Frio 2 13.8 kV	4.1
Búzios 1 13.8 kV	3.0
Arraial do Cabo 13.8 kV	2.0
Macaé 2 13.8 kV	4.1
Macaé 3 13.8 kV	4.1
Bacaxá 1 13.8 kV	3.0
Bacaxá 2 13.8 kV	3.0
Iguaba 2 13.8 kV	3.0
Carapebus 13.8 kV	0.5
Quissamã 13.8 kV	0.5
Severina 13.8 kV	0.5
Imboassica 13.8 kV	12.3
Porto do Carro 2 13.8 kV	4.1
Almeida Pereira 13.8 kV	0.5
Vila Verde 69 kV	20.0
Porto do Carro 69 kV	30.0
Silva Jardim 138 kV	20.0
Cedaeama 138 kV	20.0
Nossa Senhora da Ajuda 69 kV	20.0
Vila Verde 69 kV	20.0
Imboassica 138 kV *	-

* 9.6 MVar a partir de 2020

Tabela 4-11 – Compensação Reativa – Área Lagos

A Ampla também indicou a seguinte compensação reativa adicional em relação aos casos do Plano Decenal utilizados no estudo, na região de Niterói e em Rocha Leão 138 kV:

Subestação	Capacitores em 2019 (MVar)
Rocha Leão Ampla 138 kV *	43.2
Galo Branco 138 kV	9.6
Alcantara 69 kV	19.2
Venda das Pedras 138 kV	9.6
Zona Sul 138 kV **	9.6
Ingá 138 kV	9.6

* 62.4 MVar a partir de 2020

** 19.2 MVar a partir de 2021

Tabela 4-12 – Compensação Reativa Adicional - Ampla

Além dos capacitores acima indicados, verificou-se a necessidade de inclusão de capacitores referenciais na região de Niterói, para a obtenção de casos de estudo com um perfil de tensão em padrões adequados, de forma a viabilizar as análises necessárias ao estudo, conforme tabela abaixo.

Subestação	Capacitores 2019 - 2023 (MVar)		
	Alt 01	Alt 03	Alt 04
Alcantara 138 kV	100,0	100,0	100,0
Sete Pontes 138 kV	60,0	60,0 *	60,0
Icaraí 138 kV	100,0	100,0	100,0
Teresópolis 138 kV	100,0	100,0	100,0

* 100 MVar apenas em 2022

Tabela 4-13 – Compensação Reativa Adicional – Área Niterói - Referencial

5. Conclusões

A seguir estão apresentadas as principais conclusões das análises desenvolvidas.

- 1) As Alternativas 1 e 4 (nova SE Lagos com três unidades 345/138, 400 MVA cada) possibilitam a solução do problema de sobrecarga na transformação 345/138 kV de Campos.
- 2) A complementação da troca de todos os transformadores de Campos 345/138 kV por novas unidades com capacidade de sobrecarga de longa duração de 20% deve ser autorizada a Furnas, para a efetividade das Alternativas 1 e 4.
- 3) Há necessidade do seccionamento do segundo circuito Campos – Rocha Leão Furnas em Iriri 138 kV, para evitar sobrecargas em contingências.
- 4) Para a solução do carregamento da ligação Campos – UTEC 138 kV, a melhor opção é desconectar a linha UTEC – Mombaça e estabelecer a ligação diretamente de Mombaça para Campos, passando o eixo que se conecta a Macabu e Rocha

Leão Ampla a ser suprido diretamente pelo setor de 138 kV de Campos (Alternativas 1 C e 4 C). No entanto, recentemente, no “Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão – Indicações Prévias – Período 2017 – 2019 – IPAR” foi indicado o seguinte conjunto de obras, de forma que a solução para a sobrecarga na LT 138 kV Campos – UTEC independa da modernização de Campos:

Empreendimento	Reforço proposto
LT 138 kV CAMPOS - UTEC	<p>Desconectar os dois circuitos da LT 138 kV UTEC – Mombaça na SE UTEC.</p> <p>Retornar para a SE UTEC o circuito que atende as cargas de Italva, atualmente conectado na SE Campos 138 Kv</p> <p>Conectar os dois circuitos da LT 138 kV UTEC – Mombaça nas duas ELs onde estavam a conexão do consumidor LLX e um dos circuitos para Italva.</p>
SE MOMBAÇA 138 kV	Transferir a alimentação do consumidor LLX para a SE Mombaça.

- 5) A solução pelo recondutoramento do trecho (Alternativas 1 e 4 A) requer investimentos elevados para a modernização da SE UTEC.
- 6) A solução que contempla a transferência de carga de Italva para Campos não é viável, pois a Ampla, posteriormente às análises efetuadas, informou que a subestação Macabu 138 kV não comporta qualquer tipo de expansão; dessa forma, as Alternativas 1 e 4 **B**, sem a conexão com Macabu, **não** solucionam o problema de sobrecarga na ligação Campos – UTEC.
- 7) Nas Alternativas 1 e 4 são necessárias a construção de nova linha em 345 kV entre a SE Macaé e a nova SE Lagos.
- 8) A Alternativa 2 não é efetiva como solução dos problemas da região de Campos, tendo sido descartada das análises.
- 9) A Alternativa 3 permite a solução provisória de problemas de carregamento na transformação de Campos 345/138 kV, mas já no ano de 2021 é necessária a substituição de duas unidades de 225 MVA por duas unidades de 400 MVA.
- 10) A tabela abaixo é representativa dos carregamentos nas principais linhas e

transformadores da Ampla, nas Alternativas 1 e 4, que são praticamente similares quanto a esse aspecto, verificando-se que alguns elementos importantes do sistema de Distribuição apresentam sobrecargas desde o ano inicial da análise.

	Equipamento	Classe de Tensão (kV)	Limite		Carregamento (MVA corrigido pela tensão)				
			Normal (MVA)	Emergência (MVA)	2019	2020	2021	2022	2023
Linhas 138 kV	LT Adrianópolis / Imaculada D	138	146	207	141,4	99,9	107	111,7	119,2
	LT Adrianópolis / Imaculada C	138	146	207	145,2	103,7	111,1	115,8	123,7
	LT Imaculada D / Parada Angélica 2	138	146	207	141,4	99,9	107,1	117,7	119,2
	LT Imaculada C / Parada Angélica 2	138	146	207	145,2	103,8	111,2	115,8	123,8
	LT Zona Sul / Arsenal 1	138	194	194	214	126,5	130,4	135,4	140,7
	LT Zona Sul / Arsenal 2	138	194	194	213,1	125,6	129,4	134,1	139,6
	LT Arsenal 1 / Tap Venda das Pedras 1	138	194	194	237,6	150,9	156,1	162,8	170,4
	LT Arsenal 2 / Tap Venda das Pedras 2	138	194	194	237,9	151,3	156,4	163,2	170,8
	LT Campos / Mombaça 1	138	121	121	120,5	102,7	103,2	107,6	112,4
LT Campos / Mombaça 2	138	121	121	120,2	102,3	102,8	107,1	112	
Linhas 69 kV	LT Magé / Itamb 2	69	30	39	35,5	24,8	26	27,3	28,8
	LT Itamarati / Rio da Cidade 2	69	43	43	36	38,3	40	42	46,4
	LT Rocha Leão / Vila Verde	69	85	85	75,7	81,9	89,3	95,9	105,3
	LT Vila Verde / Rio das Ostras	69	61	61	55,1	59,3	63,7	68,5	74,8
	LT Rocha Leão / Tamoios	69	49	49	36,2	39,4	43,7	46,8	51,4
Transformadores	TR Magé - 1	138/69	67	67	87,4	66,4	69,6	73	76,9
	TR Magé - 2	138/69	67	67	87,4	66,4	69,6	73	76,9
	TR Itálva - 1	138/69	67	80	56,8	59,4	62,4	66,4	70,8
	TR Itálva - 2	138/69	67	80	56,1	58,6	61,5	65,5	69,9
	TR Rocha Leão - 2	138/69	73	73	65	75,7	82,6	89,3	99
	TR Rocha Leão - 3	138/69	73	73	64,7	75,4	82,3	89	98,6

Tabela 5-1 – Sobrecargas em Elementos de Distribuição

11) A comparação econômica dos valores presentes das Alternativas, referidos a 2019, utilizando-se o Método dos Rendimentos Necessários, e com a inclusão dos custos diferenciais das perdas elétricas, apresentou o seguinte resultado:

Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)
Alt 01 A - Bluejay	142.749,86	112,9%
Alt 01 B - Transf Itálva	139.108,72	110,0%
Alt 01 C - Transf Mombaça	126.482,56	100,0%
Alt 03 - Venda das Pedras	230.878,24	182,5%
Alt 04 A - Bluejay	151.605,13	119,9%
Alt 04 B - Transf Itálva	143.286,89	113,3%
Alt 04 C - Trans Mombaça	133.208,61	105,3%

A Alternativa 1 C, de menor custo global, apresenta investimentos totais de cerca de R\$ 223.500.000,00 (duzentos e vinte e três milhões e quinhentos mil reais), dos quais R\$ 164.500.000,00 (cento e sessenta e quatro milhões e quinhentos mil reais) correspondem às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e R\$ 59.000.000,00 (cinquenta e nove milhões) às obras no sistema de Distribuição.

12) Após a emissão original do presente estudo, a Ampla alegou impossibilidade de acessar a SE Lagos na forma pela qual foi indicada anteriormente. Logo, a alternativa 1C foi detalhada no que diz respeito ao seccionamento das linhas em

138 kV da Ampla. A comparação das alternativas de detalhamento resultou no seguinte:

Rendimentos Necessários + Perdas			
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt 01	122.672,76	100,0%	1º
Alt 02	140.838,70	114,8%	3º
Alt 03	123.639,62	100,8%	2º

A Alternativa 1 mostrou-se empatada tecnicamente com a Alternativa 3, correspondendo à implantação de uma SE seccionadora próxima ao ponto de seccionamento das LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2) e R. Leão Ampla – P. Carro (C1 e C2). A integração à SE Lagos se dará por meio de circuito duplo com cerca de 7 km de extensão.

Ainda assim, optou-se pela indicação da Alternativa 1 em função das dificuldades levantadas por Furnas para implantação dos reforços requeridos na Alternativa 3. Além disso, a Alternativa 1 possui a vantagem de flexibilidade operativa para atendimento às cargas da Ampla, uma vez que em caso de perda de suprimento pelo setor de 138 kV da SE Lagos parte da carga ainda estaria sendo alimentada via SE Coletora.

A nova alternativa (Alt 01), a qual representa um detalhamento da Alternativa 1 C, apresenta investimentos totais de cerca de R\$ 240.770.000,00 (duzentos e cinquenta e um milhões e setecentos mil reais), dos quais R\$ 180.770.000,00 (cento e noventa e um milhões e setecentos e doze mil reais) correspondem às obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira e R\$ 60.000.000,00 (sessenta milhões) às obras no sistema de Distribuição.

13) Durante a análise socioambiental do traçado da nova LT 345kV Lagos-Macaé C2 verificou-se a possibilidade de encurtar a distância desta linha em relação ao traçado que o C1 terá quando concluído o seccionamento da LT 345kV Adrianópolis-Macaé na SE Lagos. O circuito seccionado que comporá o C1 terá extensão de cerca de 22km, enquanto o C2 aproximadamente 16km.

Esta diferença de comprimento em linhas de transmissão paralelas que ligam mesmas subestações gera um desbalanço no carregamento de ambas, uma vez que as características elétricas de impedância que definem o carregamento da linha são inteiramente dependentes de sua extensão. Dessa forma, o C2 de menor

comprimento, e por consequência menor impedância, tende a apresentar carregamento proporcionalmente maior que o C1. Com a evolução do sistema e maiores solicitações nessa região, é possível que o C2 atinja sua capacidade máxima enquanto ainda houver capacidade ociosa no circuito paralelo C1.

Para evitar a formação de um futuro fator limitante à transmissão de energia nessa região que possui restrições consideráveis a novos empreendimentos, optou-se, ainda em fase de planejamento, por recomendar que este circuito específico (C2) possua capacidade proporcionalmente maior que o C1, para que com a evolução do fluxo o carregamento percentual de ambas as linhas permaneça aproximadamente igual.

6. Recomendações

Com base nas análises efetuadas, recomenda-se que:

- 1) Seja implantado o programa de obras da Alternativa 1 C, nova Subestação Lagos 345/138 kV, com localização à direita da Reserva de Poço das Antas, e a transferência da carga de Mombaça da SE UTEC para a SE Campos, para solucionar o problema da sobrecarga na LT Campos – UTEC.

O Programa de Obras indicado na Tabela 6-1 ao final deste item contempla as obras de Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Distribuição, que compõem a Alternativa Final recomendada. A mesma contempla a Alternativa 1C da emissão original juntamente com as obras indicadas na análise posterior, a qual corresponde à Alternativa 1 Ampla. As Tabela 6-2 e Tabela 6-3 apresentam de forma separada as obras da Rede Básica e Fronteira e as obras da Rede de Distribuição.

- 2) A localização geográfica da nova subestação Lagos 345/138 kV deve considerar espaço para duas entradas de linhas de transmissão em 345 kV, oito entradas de linhas de transmissão em 138 kV e dois transformadores 345/138 kV, além das obras recomendadas nesse estudo. Adicionalmente, deve ser previsto espaço para implantação de futuro pátio de 500 kV nesta SE e pelo menos duas entradas de linha neste nível de tensão, além de dois transformadores 500/345 kV, uma vez que poderão vir a ser necessários reforços em 500 kV em função da implantação de usinas térmicas na região de Campos/Macaé.
- 3) Haja interação entre Ampla e Furnas no sentido de implantar o mais rápido possível o conjunto de obras indicado no item 4 das conclusões.
- 4) A Ampla defina um programa de instalação de capacitores adicionais, principalmente nas regiões de Niterói e Teresópolis, otimizando os montantes e a localização indicados neste estudo, conforme Tabela 4-13 apresentada anteriormente.
- 5) A Ampla avalie a necessidade da instalação de capacitores na área Lagos, em acréscimo àqueles já indicados para o estudo (vide Tabela 4-11), uma vez que o perfil de tensões na região apresenta degradação progressiva ao longo dos anos da análise.
- 6) A Ampla desenvolva estudos de definição de reforços em seu sistema de Distribuição, para equacionar problemas de sobrecargas em linhas de 69 kV, e em transformadores 138/69 kV, conforme mostrado na Tabela 5.1 no item Conclusões.

- 7) A Ampla antecipe a entrada em operação da SE Itambi, como forma de eliminar sobrecarga em linhas de Distribuição de sua propriedade, além de reduzir significativamente o carregamento das linhas de 138 kV que atendem a região de Alcântara a partir de Adrianópolis.
- 8) A Ampla avalie a capacidade nominal de seus equipamentos e realize as eventuais substituições de equipamentos necessárias em função da evolução do nível de curto-circuito na região de Lagos, decorrente da entrada da SE Lagos seccionando as linhas em 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama e R. Leão Ampla – P. Carro.

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					240.773,74	240.773,74	21.387,31	133.604,15
SE 345/138 kV LAGOS (Nova)								
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	115.407,82	115.407,82	10.251,38	64.039,22
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM					1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4								
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8839,56	3,0			
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	2,0			
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	1,0			
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)								
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 4 km	2019	4,0	1,0	1381,97	16.618,92	16.618,92	1.476,22	9.221,75
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	5.527,89	5.527,89	491,03	3.067,40
					11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2 (Nova)								
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 16 km	2019	16,0	1,0	677,82	29.060,34	29.060,34	2.581,36	16.125,44
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	5545,51	10.845,11	10.845,11	963,34	6.017,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	4537,99	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
MIG-A // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	1600,73	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIM - 345 kV // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	985,48	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
					985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	13.446,18	13.446,18	1.194,39	7.461,22
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	97,46	97,46	8,66	54,08
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
					782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	13.446,18	13.446,18	1.194,39	7.461,22
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	97,46	97,46	8,66	54,08
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
					782,16	782,16	69,48	434,02
SE 138 kV SECCIONADORA AMPLA (Nova)								
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	6.234,18	6.234,18	553,77	3.459,32
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	4280,99	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	195,54	4.280,99	4.280,99	380,27	2.375,50
					195,54	195,54	17,37	108,50
LT 138 kV SECCIONADORA - LAGOS, C1, C2 (Nova)								
Circuito duplo 2x1000,6 MCM - Aero Z	2019	7,0	1,0	2000,00	26.860,18	26.860,18	2.385,92	14.904,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE SECCIONADORA	2019	2,0	1,0	3117,28	14.000,00	14.000,00	1.243,58	7.768,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE LAGOS	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MIM - 138 kV // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	391,08	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
					391,08	391,08	34,74	217,01
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS (Ampliação/Adequação)								
3º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2019	1,0	1,0	3150,27	5.462,64	5.462,64	485,23	3.031,19
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	2116,83	3.150,27	3.150,27	279,83	1.748,07
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	195,54	2.116,83	2.116,83	188,03	1.174,62
					195,54	195,54	17,37	108,50
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS, C2, NA SE IRIRI (Nova)								
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	182,06	182,06	16,17	101,02
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
					391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - MOMBAÇA, C1, C2 Transferência de Mombaça (Ampliação/Adequação)								
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE CAMPOS	2019	2,0	1,0	3117,28	7.603,87	7.603,87	675,43	4.219,35
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MIG-A // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	490,93	487,30	487,30	43,29	270,40
MIM - 138 kV // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	391,08	490,93	490,93	43,61	272,42
					391,08	391,08	34,74	217,01

Tabela 6-1 – Programa de Obras da Alternativa Final – Completo

Ano	Obra	Descrição/extensão
2019	SE 345/138 kV LAGOS (Nova)	
	1°, 2° e 3° ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	10 bancos monofásicos de 133,3 MVA
2019	SECC LT 345 kV COMPERU - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)	
	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	4 km
2019	LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2 (Nova)	
	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 16 km	16 km
2019	SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS (Ampliação/Adequação)	
	3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	1 capacitor trifásico em derivação de 50 Mvar
2019	SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS, C2, NA SE IRIRI (Nova)	
	Circuito Simples 138 kV, 1 x 556.5 MCM (Dove), 0,5 km	0,5 km
2019	LT 138 kV CAMPOS - MOMBACA, C1, C2 Transferência de Mombaca (Ampliação/Adequação)	
	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 1 km	1,0 km

Tabela 6-2 – Obras de Rede Básica de fronteira e DIT

Ano	Obra	Descrição/extensão
2019	SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)	
	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 0,2 km (*)	0,2 km
	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 0,2 km (*)	0,2 km
2019	SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)	
	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 0,2 km (*)	0,2 km
	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 0,2 km (*)	0,2 km
2019	SE 138 kV SECCIONADORA AMPLA (Nova)	
2019	LT 138 kV SECCIONADORA - LAGOS, C1, C2 (Nova)	
	Circuito duplo 2x1000,6 MCM - Aero Z	7 km

(*) Obs: O ponto indicado pela distribuidora para localização da SE Seccionadora encontra-se na mesma distância em relação aos pontos de seccionamento das linhas provenientes de E. Araruama e Porto do Carro.

Tabela 6-3 – Obras na Rede de Distribuição

- 9) Recomenda-se verificar as tabelas de comparação R1xR2, R1xR4 e R1xR3, as quais se encontram respectivamente nos anexos 5, 6 e no item 24 (Nota Técnica DEA 06/16 – Análise Socioambiental). As tabelas de comparação R1xR2 e R1xR4 encontram-se explicitadas abaixo:

Tabela de comparação R1xR2

LT 345 kV Lagos Macaé

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
Empreendimento: LT 345 kV Lagos - Macaé			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	16		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 2x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1926		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2427		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω/km)	0,0322		
Reatância, 60 Hz (Ω/km)	0,3571		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	11,6706		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	525 - normal 876 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
Empreendimento: LT 345 kV Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	4		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 2x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1428		
Capacidade operativa de curta duração (A)	1799		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω /km)	0,0322		
Reatância, 60 Hz (Ω /km)	0,3571		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	11,6706		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	390 - normal 850 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

Tabela de comparação R1xR4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4			
Empreendimento: SE Lagos 345/138 kV			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	250 mil m ²		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	3 bays em 345 kV + 2 bays em 138 kV bays para conexão de 3 ATR 345/138 kV		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	2 bays em 500 kV + 2 bays em 345 kV + 8 bays em 138 kV + bays para conexão de 2 ATR 500/345 kV + bays para conexão de 2 TR 345/138 kV		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	345 kV – 50 kA 138 kV – 40 kA		
OBSERVAÇÕES			

- 10) Recomenda-se que o C2 da LT 345kV Lagos-Macaé seja projetado de forma a possuir capacidade em regime normal de 1151MVA, e capacidade em regime de emergência de 1450MVA. Esta recomendação tem o propósito de evitar a formação de um futuro fator limitante à transmissão de energia nessa região que possui restrições socioambientais consideráveis a novos empreendimentos.

7. Descrição das Alternativas

7.1. Alternativas Analisadas

As alternativas foram concebidas com o objetivo de estabelecer um novo ponto de atendimento que possibilitasse um reforço no atendimento às cargas, principalmente da área Lagos, que atualmente são supridas quase que exclusivamente pela SE Rocha Leão 138 kV, da Ampla, através de dois circuitos duplos para atender às regiões de Cabo Frio e Araruama.

O novo ponto teria como função reduzir o carregamento da transformação 345/138 kV de Campos, principal fonte de suprimento à Rocha Leão, via linhas de 138 kV que conectam essa subestação pelos eixos Iriri e Macabu.

Dessa forma, considerando a impossibilidade de ampliações nas duas SEs Rocha Leão, de Furnas e da Ampla, foi concebido o estabelecimento de uma nova subestação 345/138 kV, suprida através do eixo em 345 kV entre Macaé e Comperj / Venda das Pedras, e que pudesse se conectar às linhas de 138 kV da Ampla que atendem à área Lagos.

Para essa solução, foram propostas duas alternativas, denominadas 1 e 4, bem similares em termos de concepção, distinguindo-se apenas pela posição da nova SE, à direita ou à esquerda da Reserva de Poço das Antas, para possibilitar sua conexão às linhas que suprem a área Lagos.

A seguir, são mostradas geograficamente as subestações e linhas envolvidas nessas duas alternativas, bem como um diagrama esquemático de suas configurações básicas.

- Alternativas 1 e 4 – Nova SE Lagos

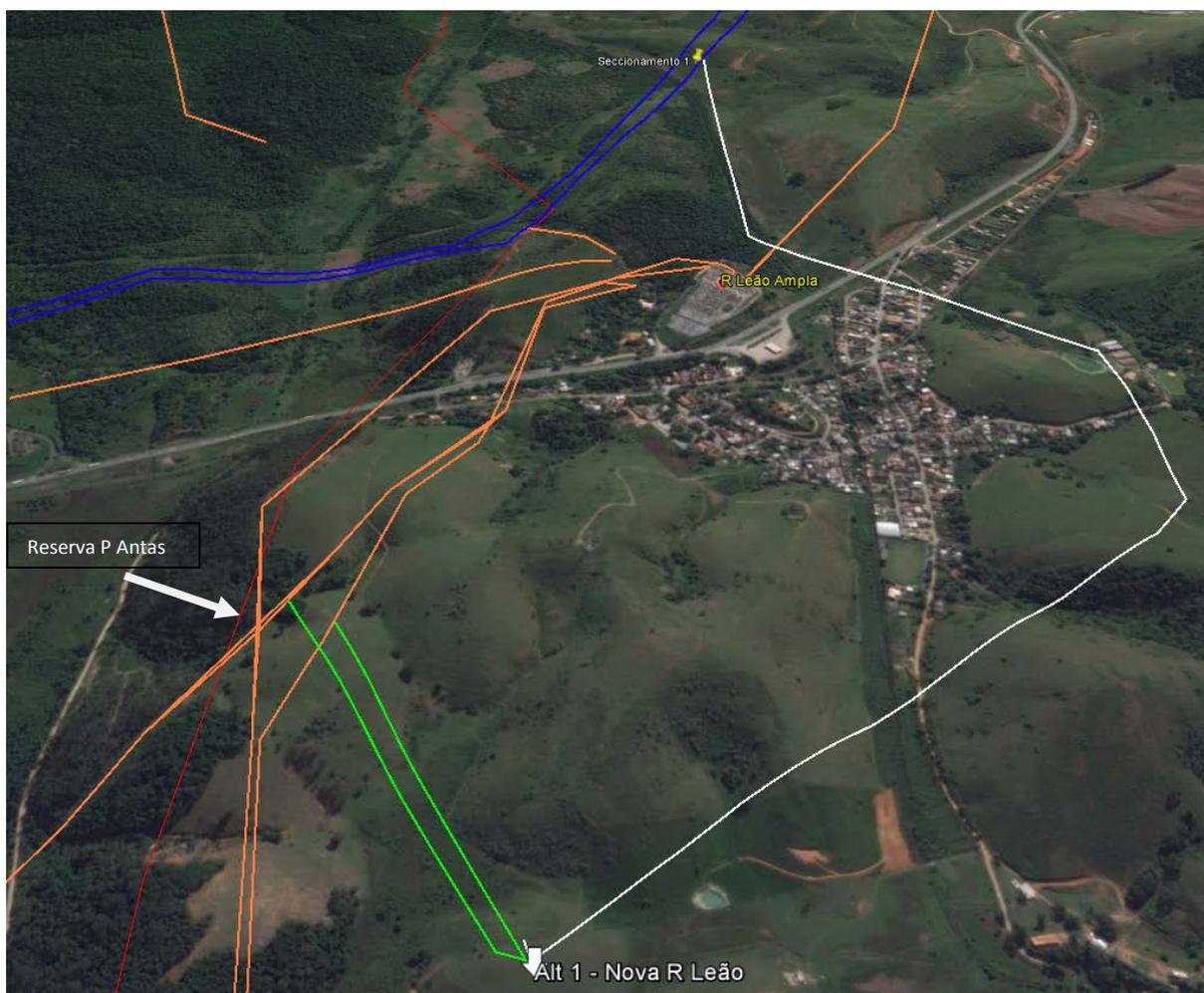


Figura 7-1 – Geográfico - Alternativa 1

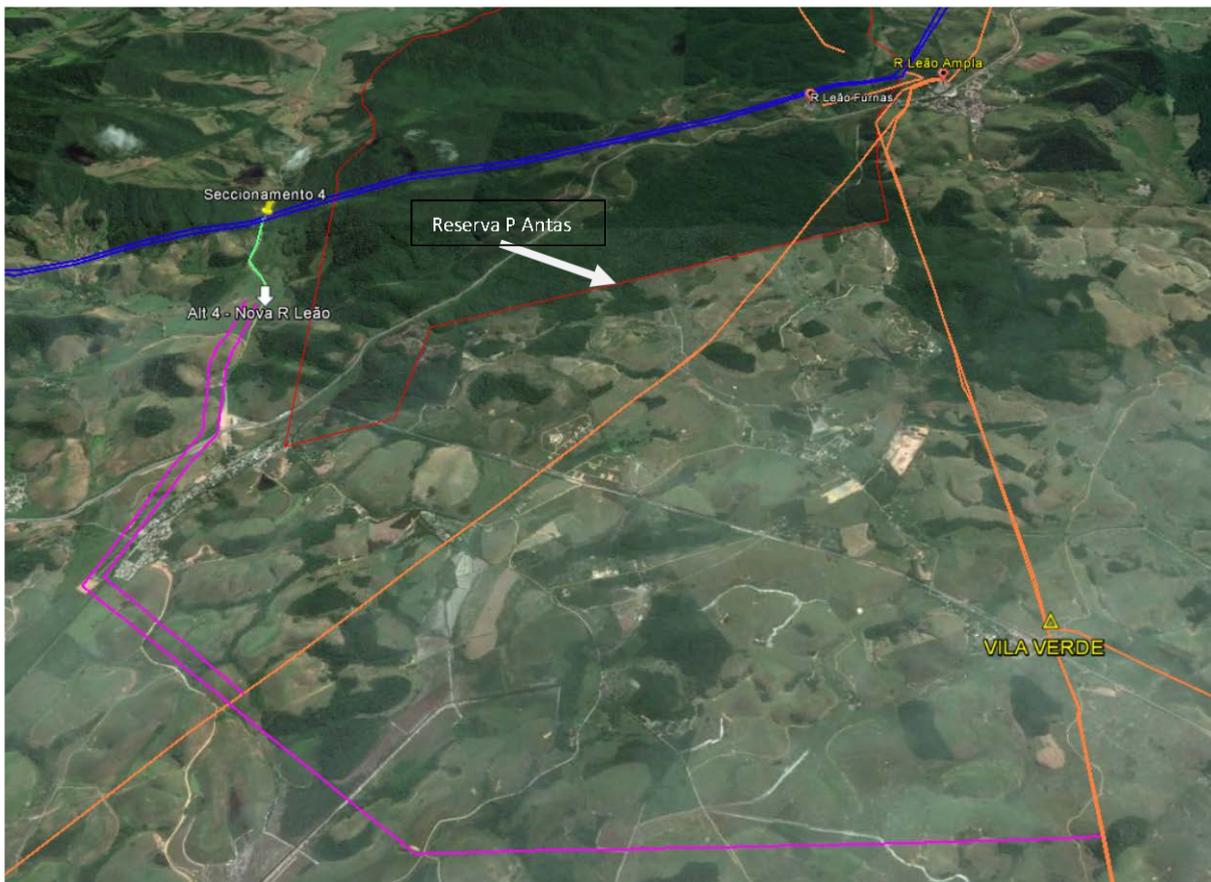


Figura 7-2 – Geográfico - Alternativa 4

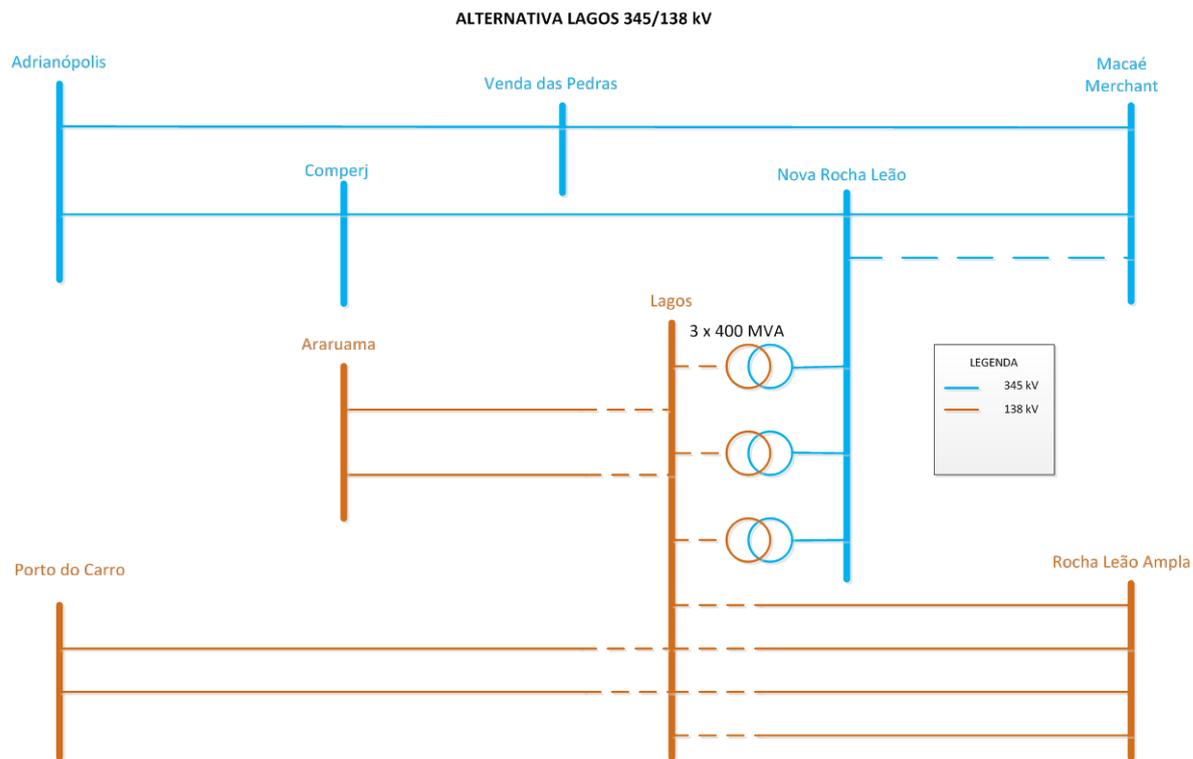


Figura 7-3 – Esquemático - Alternativas 1 e 4

Adicionalmente, foram propostas duas outras alternativas:

- **Alternativa 2 – SE Nova Carmo**

Nessa alternativa, o novo ponto de suprimento 345/138 kV, denominado Nova Carmo, foi considerado nas proximidades da região de Serrinha, conectado à subestação Carmo, da Ampla, por circuito duplo em 138 kV.

A concepção dessa alternativa objetivou avaliar a redução no suprimento a partir de Rocha Leão causada pela injeção de potência via Macaé, ponto mais ao Norte da área Lagos, em decorrência do novo ponto de suprimento que supre a área pela SE Carmo, da Ampla.

A localização geográfica e diagrama esquemático da Alternativa 2 são mostrados a seguir.

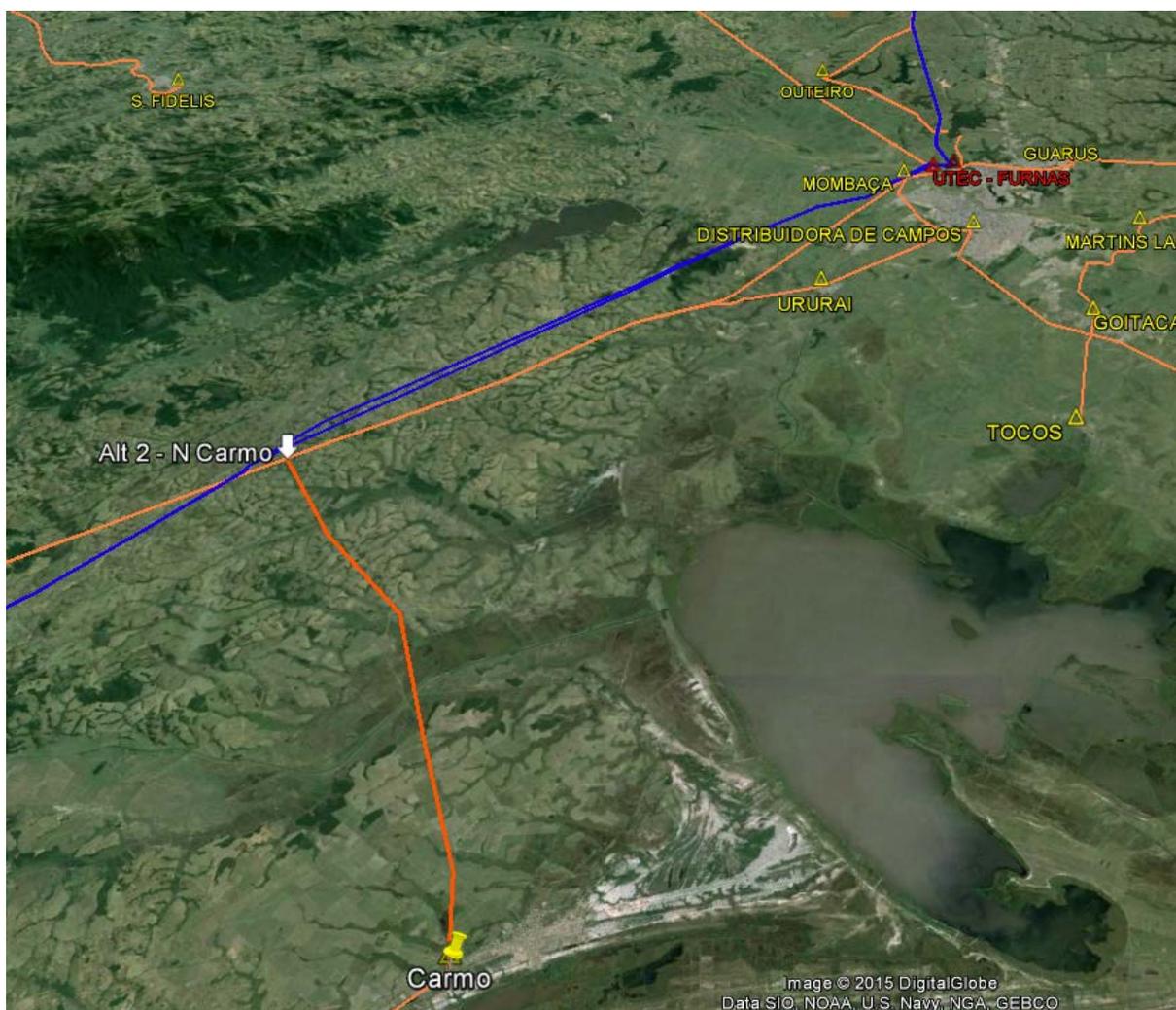


Figura 7-4 – Geográfico - Alternativa 2

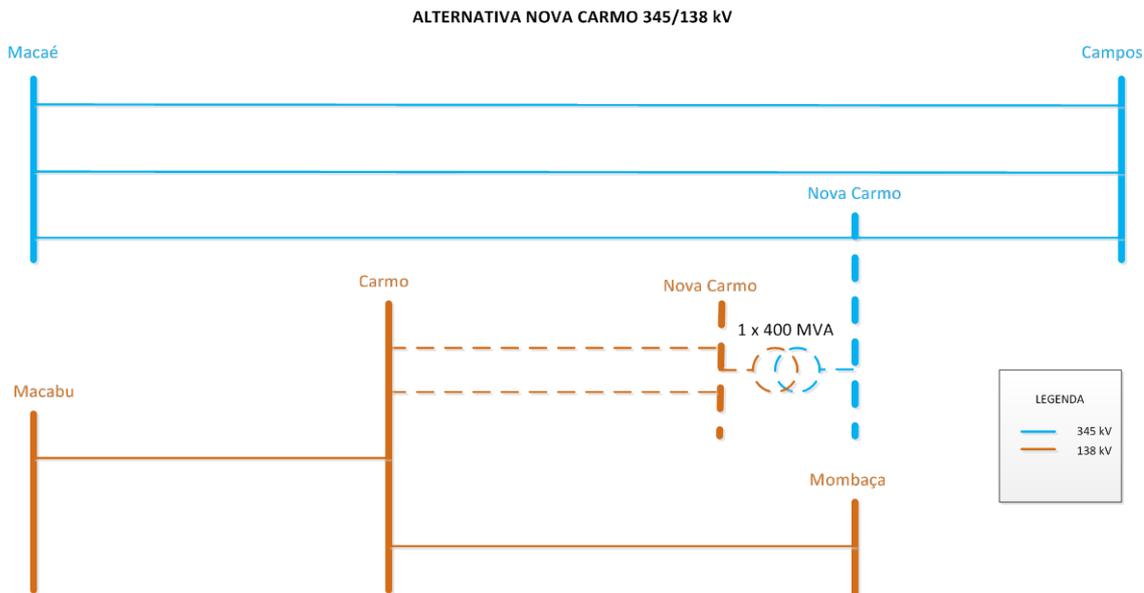


Figura 7-5 – Esquemático - Alternativa 2

- **Alternativa 3**

A alternativa 3 foi concebida procurando explorar a capacidade de injeção através dos transformadores 345/138 kV da subestação existente de Venda das Pedras, ao sul da área Lagos, conectando seu setor de 138 kV a essa região por circuitos duplos que se estendem até Cabo Frio, passando por Araruama, e atendendo às duas regiões, reduzindo dessa forma o carregamento nas linhas provenientes da SE Rocha Leão da Ampla.

A localização geográfica e diagrama esquemático da Alternativa 3 são mostrados a seguir.

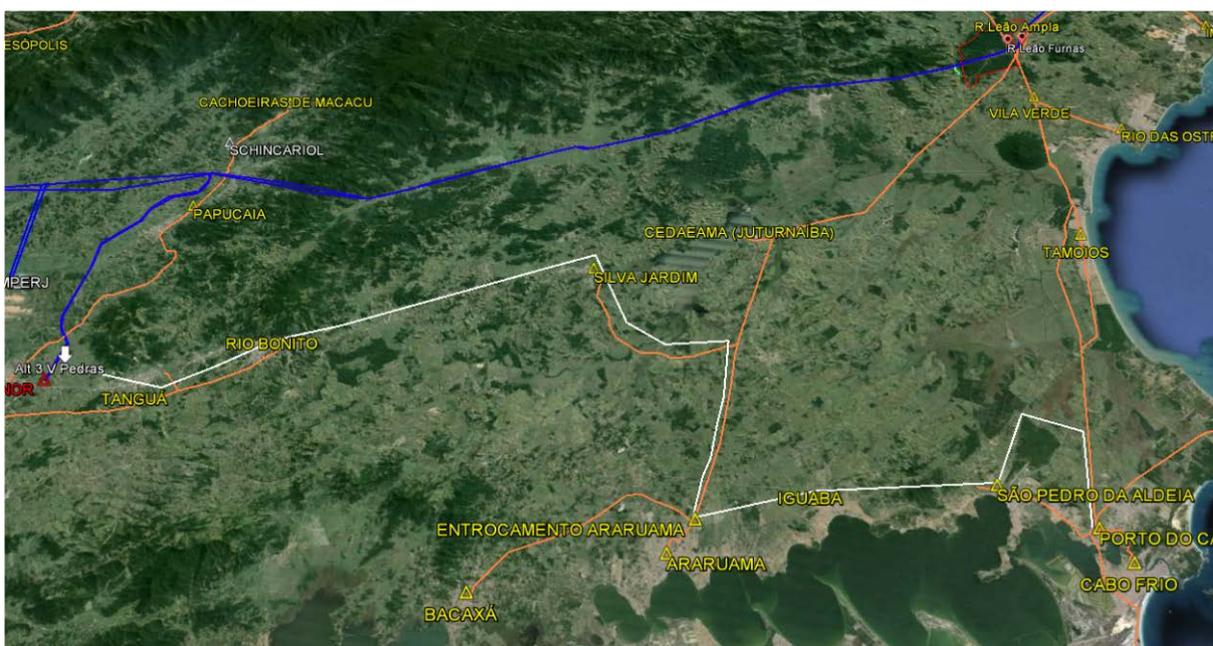


Figura 7-6 – Geográfico - Alternativa 3

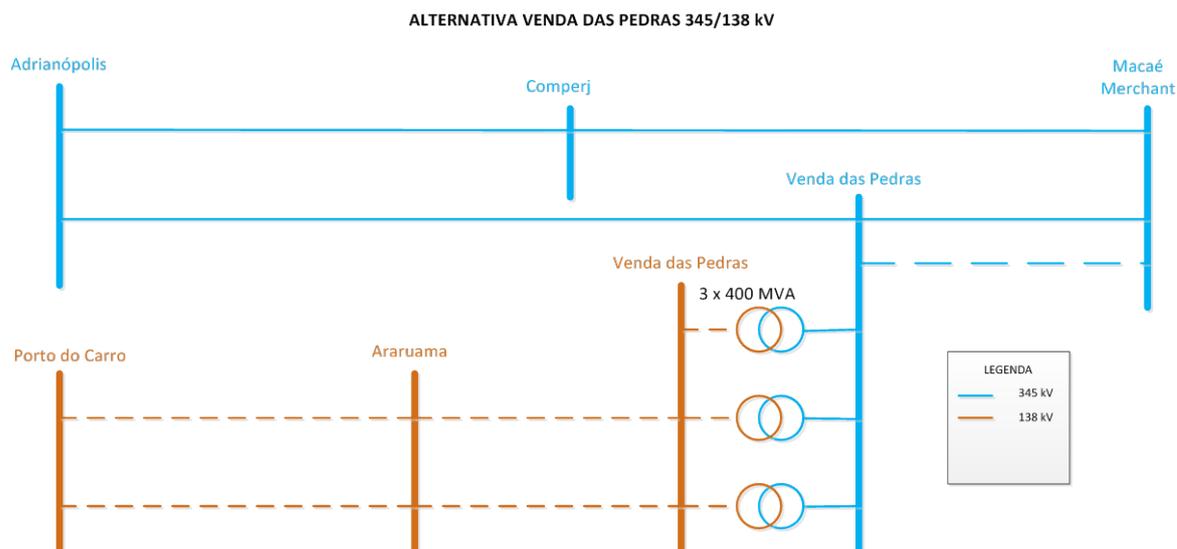


Figura 7-7 – Esquemático - Alternativa 3

- **Alternativas para solucionar sobrecarga na linha Campos – UTEC**

A eliminação da sobrecarga na linha de transmissão entre Campos e UTEC foi procurada utilizando-se três possibilidades:

A – recondutoramento da linha Campos – UTEC

B – suprimento à SE Italva a partir de Campos 138 kV

C – suprimento à Mombaça a partir de Campos 138 kV

Dessa forma, as alternativas nova SE Lagos 1 e 4, Nova Carmo e Venda das Pedras foram complementadas, quando necessário, gerando-se assim sub-alternativas, cuja denominação passou a incorporar as letras **A**, **B** ou **C**, dependendo de qual alternativa para o problema Campos – UTEC fosse implementada.

7.2. Parâmetros Elétricos – Linhas de Transmissão e Transformadores

Nas tabelas a seguir, são mostrados os parâmetros das linhas e transformadores incorporados ao estudo, no estabelecimento das alternativas analisadas.

ALTERNATIVA 1							
Linha de Transmissão	Parâmetros						
	Distância	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)	Cabo
LT Comperj - Macaé 345 Kv	119,5	0,3241	3,5855	62,579	850	1075	2 x 954
LT Comperj - Lagos 345 kV (Alt 01)	103,8	0,2815	3,1144	54,357	850	1075	2 x 954
LT Lagos - Macaé 345 kV (Alt 01)	22,3	0,0605	0,6691	11,678	850	1075	2 x 954
LT Rocha Leão Ampla - Lagos 138 kV (Araruama) (Alt 01)	2,5	0,2718	0,9201	0,1592	179	191	1 x 336.4 Tlinnet
LT Rocha Leão Ampla - Lagos 138 kV (Porto do Carro) (Alt 01)	2,3	0,2501	0,8465	0,1465	179	191	1 x 336.4 Tlinnet
LT Rocha Leão - Tap Cedae	33,8	3,377	8,729	2,153	129	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Cedae 138 kV (Alt 01)	34	3,397	8,7807	2,1657	129	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Silva Jardim 138 kV (Alt 01)	44,8	4,476	11,570	2,8537	129	129	1 x 336.4
LT Rocha Leão Ampla - Porto do Carro 138 kV	52	5,197	12,656	3,524	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Porto do Carro 138 kV (Alt 01)	50,5	5,0471	12,291	3,4223	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Perú 138 kV (Alt 01)	43,5	4,3774	10,498	2,9724	122	129	1 x 336.4
LT Tap Perú - Porto do Carro 138 kV (Alt 01)	7	0,6997	1,793	0,4499	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Macabu (Alt 01)	40	2,3164	9,8982	2,6815	118	166	1 x 556
LT Campos / Italva	60,5	6.365	16.066	4.223	110	120	1 x 336.4
LT Campos / Mombaça	3	0.08	0.2	0.052	121	121	1 x 336.4
LT Campos / UTEC (Bluejay)	1	0,0161	0,1588	0,1059	405	507	2 x 1113
LT Rocha Leão / Iriiri	12,7	0,7000	2,9600	0,8100	118	166	1 x 636
LT Iriiri / Campos	96,7	5,7300	24,1800	6,5700	118	166	1 x 636

Tabela 7-1 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 1

ALTERNATIVA 3							
Linha de Transmissão	Parâmetros						
	Distância	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)	Cabo
LT Venda das Pedras / Macaé	121	0,35	3,79	64,14	853	1075	2 x 954
LT Venda das Pedras / Araruama	75	3,3197	18,05	5,2056	170	213	1 x 795
LT Araruama / Porto do Carro	41	1,8188	9,8777	2,84	170	213	1 x 795
LT Campos / Mombaça (Bluejay)	2,5	0,0806	0,5925	0,18	203	253	1 x 1113
LT Rocha Leão / Iriiri	12,7	0,7000	2,9600	0,8100	118	166	1 x 636
LT Iriiri / Campos	96,7	5,7300	24,1800	6,5700	118	166	1 x 636

Tabela 7-2 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 3

ALTERNATIVA 4							
Linha de Transmissão	Parâmetros						
	Distância	R (%)	X (%)	B (Mvar)	Cn (MVA)	Ce (MVA)	Cabo
LT Comperj - Macaé 345 Kv	119,5	0,3241	3,5855	62,579	850	1075	2 x 954
LT Comperj - Lagos 345 kV (Alt 04)	94,2	0,2555	2,8264	49,33	850	1075	2 x 954
LT Lagos - Macaé 345 kV (Alt 04)	27,9	0,0757	0,8371	14,61	850	1075	2 x 954
LT Rocha Leão Ampla - Lagos 138 kV (Araruama) (Alt 04)	14	1,3988	3,6156	0,8918	129	129	1 x 336.4
LT Rocha Leão Ampla - Lagos 138 kV (Porto do Carro) (Alt 04)	19,6	1,95826	5,061787	1,248485	122	129	1 x 336.4
LT Rocha Leão - Tap Cedae	33,8	3,377	8,729	2,153	129	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Cedae 138 kV (Alt 04)	29	2,8974	7,4894	1,8472	129	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Silva Jardim 138 kV (Alt 04)	39,9	3,9865	10,304	2,5416	129	129	1 x 336.4
LT Rocha Leão Ampla - Porto do Carro 138 kV	52	5,197	12,656	3,524	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Porto do Carro 138 kV (Alt 04)	54	5,3969	13,143	3,6595	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Tap Perú 138 kV (Alt 04)	47	4,6973	11,439	3,1852	122	129	1 x 336.4
LT Tap Perú - Porto do Carro 138 kV (Alt 04)	7	0,6997	1,793	0,4499	122	129	1 x 336.4
LT Lagos - Macabu (Alt 04)	34	1,9689	8,4135	2,2792	118	166	1 x 556
LT Campos / Italva	60,5	6.365	16.066	4.223	110	120	1 x 336.4
LT Campos / Mombaça	3	0.08	0.2	0.052	121	121	1 x 336.4
Campos / UTEC (Bluejay)	1	0,0161	0,1588	0,1059	405	507	2 x 1113
LT Rocha Leão / Iriiri	12,7	0,7000	2,9600	0,8100	118	166	1 x 636
LT Iriiri / Campos	96,7	5,7300	24,1800	6,5700	118	166	1 x 636

Tabela 7-3 – Dados das Linhas de Transmissão / Distribuição – Alt 4

Os dados correspondentes à Alternativa 2 não estão apresentados, uma vez que a mesma foi descartada por razões de desempenho elétrico, conforme será apresentado na sequência do relatório.

Para os transformadores 345/138 kV, 400 MVA, com capacidade de sobrecarga de curta duração de 20%, adotou-se para a impedância Xps o valor de 2,5 %, correspondente a

10 % na base própria, e com faixa de tapas variável de 0,9 a 1,1 no lado de baixa tensão.

Para os transformadores de Campos, foram consideradas as seguintes impedâncias:

Transformador	Impedâncias (%)		
	Xp	Xs	Xt
AT01 - existente	4,478	-0,386	10,529
AT02 - existente	4,478	-0,386	10,529
Especificação AT04 (*)	10,305	-0,248	7,358
AT03 (espec. AT04 -10%)	4,122	-0,099	8,830
AT04 (espec. AT04 + 10%)	5,038	-0,121	10,792

(*) na base própria - 225 MVA

Para os transformadores AT03 e AT04, em processo autorizativo e em aquisição, respectivamente, foram adotadas impedâncias correspondentes a -10% e +10% em relação dos valores especificados para o AT04, de forma a considerar os efeitos da incerteza de parâmetros em transformadores novos.

Por serem todos transformadores novos, será admitido como limite da capacidade de sobrecarga um valor 20% acima da capacidade do transformador.

8. Análise Técnica das Alternativas

8.1. Diagnóstico Inicial

Para o diagnóstico relativo ao esgotamento da capacidade da transformação de Campos, foram ainda adotados os limites de carregamento correspondentes à configuração atual.

Pela tabela abaixo, verifica-se que os carregamentos dos transformadores de Campos são mais elevados no cenário Norte Úmido, e que, em regime normal, surgem sobrecargas no ano de 2019.

Cenário	Regime Normal - MVA/Vd (% do Cn)						Limites do Transformador (MVA)	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Normal	Emergência
N Seco	74,42	91,32	83,01	84,64	87,46	90,93	225	270
N Úmido	73,17	91,97	84,88	87,55	91,31	95,31		
N Seco	74,42	93,44	83,01	85,54	89,47	92,89	225	259
N Úmido	73,43	93,55	84,88	88,61	93,39	97,54		
N Seco	83,36	102,29	92,98	94,80	97,97	101,85	225	270
N Úmido	81,99	102,99	95,07	98,06	102,28	106,76		
N Seco	74,42	93,44	83,01	85,54	87,46	92,89	225	259
N Úmido	73,43	93,55	84,88	88,61	91,31	97,54		

Tabela 8-1 – Carregamentos em Campos – Regime Normal

Efetuada-se a análise de contingências, no cenário Norte Úmido, confirma-se o esgotamento da transformação de Campos em 2019, ano para o qual serão recomendados os reforços definidos no estudo.

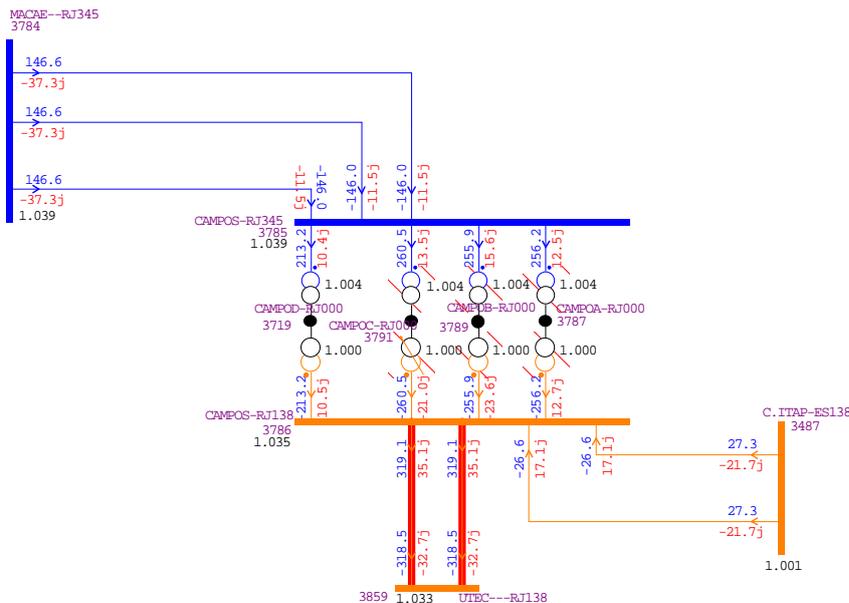
Os carregamentos foram determinados considerando o despacho de geração indicado no item 4.1 do relatório.

Cenário	Perda de 1 Transformador - MVA/Vd (% do Ce)						Limites do Transformador (MVA)	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Normal	Emergência
N Úmido	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	225	270
N Úmido	81,0	103,2	94,1	97,9	103,1	108,0	225	259
N Úmido	90,8	114,3	105,4	108,8	113,6	118,9	225	270
N Úmido	77,7	99,0	90,3	93,9	97,3	103,6	225	259

Tabela 8-2 – Carregamentos em Campos – Contingências

É importante ressaltar que os carregamentos indicados acima foram determinados antes da inclusão da Área Lagos representada em detalhe, com a demanda máxima da região.

Com a configuração definitiva utilizada nessa etapa dos estudos, a situação se agrava significativamente, inclusive considerando a substituição de todos os transformadores na SE Campos, conforme pode ser visualizado no diagrama a seguir, que apresenta a condição de carregamento desses transformadores, em regime normal, no ano de 2019.

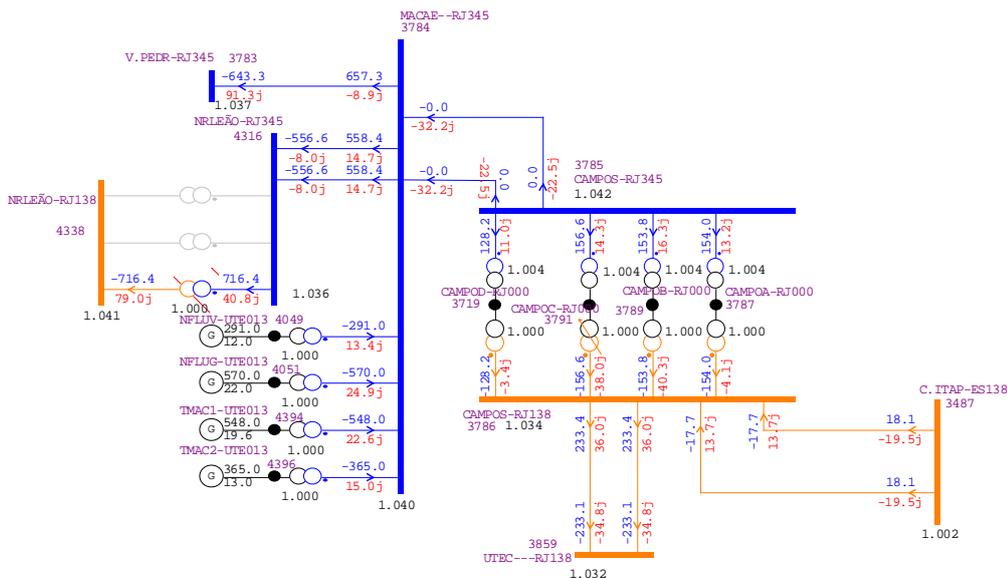


8.2. Modulação dos Novos Transformadores 345/138 kV

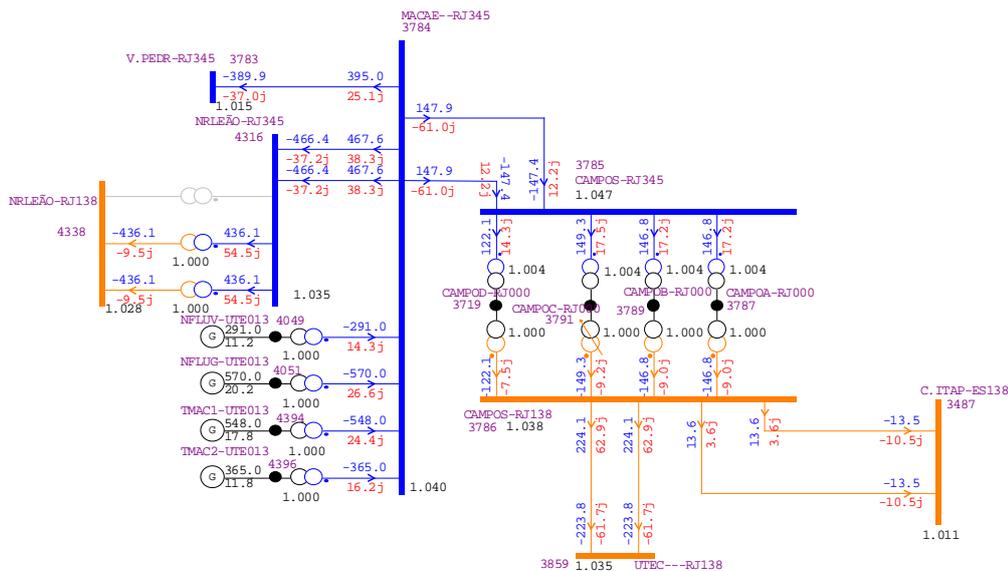
Nas alternativas que consideram a implantação da nova SE Lagos, avaliou-se a utilização de módulos de 400, 500 ou 600 MVA.

- Módulos de 400 MVA:

Em 2019, são necessárias três unidades, como pode ser visualizado abaixo, onde se simula a perda de uma de duas unidades de 400 MVA:

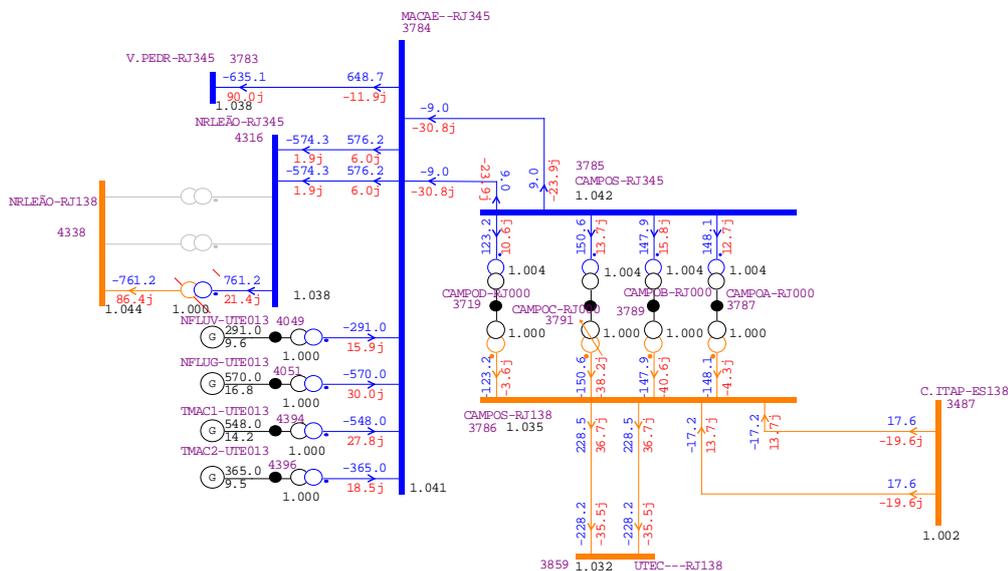


As três unidades de 400 MVA são suficientes até o ano horizonte de 2023, indicando-se no diagrama a seguir o carregamento na perda de uma das três unidades nesse ano.



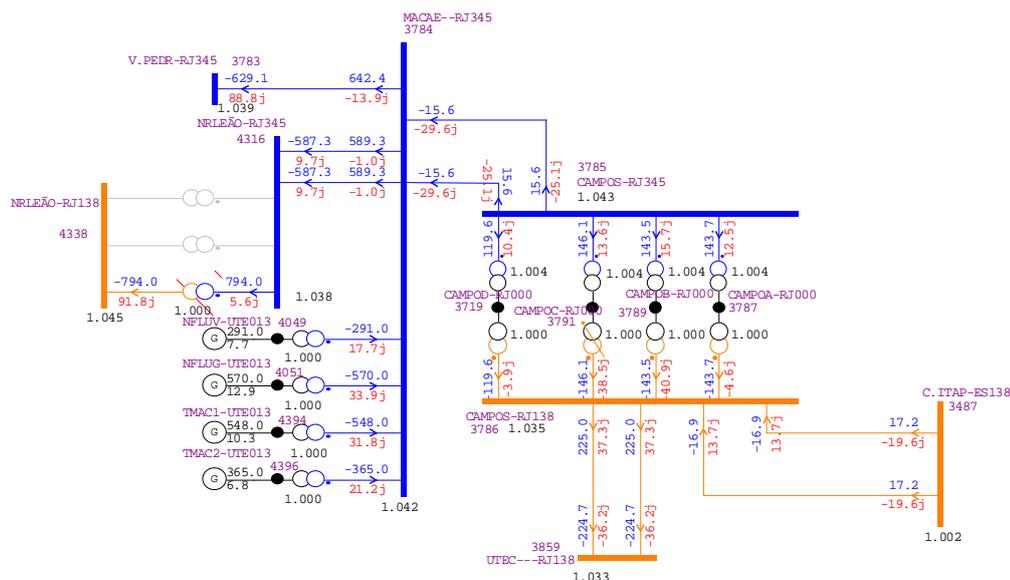
- Módulos de 500 MVA:

Com unidades de 500 MVA, também são necessários três transformadores já no ano de 2019, conforme mostrado abaixo.



- Módulos de 600 MVA:

A utilização de módulos de 600 MVA também não elimina a necessidade de três unidades de transformação, também em 2019, como pode ser visto na figura a seguir.



Em decorrência, adotou-se no estudo a modulação de 400 MVA para os transformadores da nova SE 345/138 kV, com a entrada em operação de três unidades, no ano de 2019.

Na alternativa Nova Carmo, apenas um transformador de 400 MVA atende às condições de carregamento verificadas.

Na alternativa Venda das Pedras, não há necessidade de reforço na transformação 345/138 kV existente (3x400 MVA).

8.3. Alternativas 1 (A, B e C)

A Alternativa 1 consiste em nova subestação de 345/138 kV, denominada SE Lagos, à direita da Reserva de Poço das Antas, com três transformadores de 400 MVA cada, seccionando a linha Macaé – Comperj 345 kV, e os dois circuitos duplos da Ampla que conectam a SE Rocha Leão Ampla 138 kV às subestações de Porto do Carro e Araruama.

As simulações indicaram a necessidade de se implantar o segundo circuito em 345 kV entre as SEs Macaé e SE Lagos, para eliminar sobrecargas na contingência da linha Macaé – Venda das Pedras, além de um capacitor adicional de 50 MVAR no setor de 138 kV de Venda das Pedras também para, nessa mesma contingência, evitar violação de tensões na área.

Verificou-se a necessidade do seccionamento do segundo circuito Rocha Leão Furnas – Campos em Iriri, para evitar sobrecargas em contingências dessa DIT.

O problema de sobrecargas na DIT Campos – UTEC não é eliminado com essas obras, o que conduziu à avaliação de três novas possibilidades de solução, associadas às obras de

reforço da Alternativa 1, e que são indicadas a seguir:

- Recondutoramento da ligação Campos – UTEC 138 kV;
- Transferência da carga de Italva para Campos 138 kV;
- Transferência da carga de Mombaça para Campos 138 kV.

Complementarmente, foi concebida a implantação de nova linha em circuito duplo de 138 kV entre as subestações Lagos e Macabu, e/ou o seccionamento do circuito duplo Rocha Leão Furnas – Magé 138 kV na SE Lagos, como complemento, caso se verificasse a eventual necessidade de redução de carregamentos, mesmo com as obras indicadas acima.

As análises complementares para a linha Campos – UTEC apresentaram os seguintes resultados:

O recondutoramento para condutor bluejay (Alternativa 1 A), com dois condutores por fase, resolve o problema de sobrecarga, sem necessidade da linha Lagos – Macabu ou do seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, constatando-se a existência de sobrecarga marginal em um circuito duplo Lagos – Rocha Leão Ampla, em regime normal, apenas no ano de 2019.

É importante ressaltar a informação de Furnas de que o recondutoramento implica na necessidade da construção de novo pátio de 138 kV na SE UTEC, com seus custos associados, uma vez que o pórtico dessa subestação não suporta acréscimo de carga mecânica.

A transferência da carga de Italva (Alternativa 1 B) implica na necessidade da linha Lagos – Macabu 138 kV, para evitar a ocorrência de sobrecarga na contingência de um circuito Campos – UTEC, não sendo necessário o seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, verificando-se apenas em 2019 uma sobrecarga marginal, na situação mencionada.

A transferência da carga de Mombaça (Alternativa 1 C) soluciona os problemas de sobrecarga, também sem necessidade da linha Lagos – Macabu ou do seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, não ocorrendo problemas inclusive em 2019.

Considerando-se que os carregamentos na conexão Lagos – Rocha Leão Ampla encontram-se bastante elevados em todo o período da análise, foi considerada como parte da solução o recondutoramento dos dois circuitos duplos do trecho para condutor TLInnet (1x336,4 MCM), tendo em vista a folga de capacidade de transmissão propiciada com essa obra, e o baixo custo de investimento envolvido, por se tratar de trechos com

comprimento reduzido, de cerca de dois km de extensão.

8.4. Alternativa 2

Nessa alternativa, o novo ponto de suprimento 345/138 kV, denominado Nova Carmo, foi considerado nas proximidades de Serrinha, conectado à subestação Carmo, da Ampla, por circuito duplo em 138 kV.

As análises indicaram que a SE Nova Carmo não é efetiva para reforçar o atendimento à área Lagos, pois a conexão estabelecida na região de Macaé, não assume carregamento que propicie o alívio de fluxo a partir da SE Rocha Leão Ampla, apenas desviando parte do fluxo através da transformação de Campos 345/138 kV para o eixo Nova Carmo – Rocha Leão Ampla, via Mombaça / Macabu.

Essa configuração, apesar de eliminar sobrecargas em contingência na transformação de Campos 345/138 kV, apresenta sobrecargas significativas em regime normal nas linhas de 138 kV Campos – UTEC / Iriri e Nova Carmo – Mombaça – Macabu – Rocha Leão Ampla, bem como em contingências em DITs de 138 kV.

Adicionalmente, foram verificados problemas sérios de tensão na área de Rocha Leão em qualquer tipo de distúrbio no sistema, com indicação de necessidade de compensação reativa variável de porte significativo para sua solução, além de até dois novos bancos de capacitores de 75 MVAR cada na subestação Rocha Leão Furnas.

Pelo exposto, a Alternativa 2 foi descartada das análises do estudo.

8.5. Alternativa 3

A Alternativa 3 consiste no suprimento à área Lagos através da conexão do setor de 138 kV da SE à parte mais ao sul da região, por circuitos duplos que se estendem até Cabo Frio, passando por Araruama, e atendendo às duas regiões, com o objetivo de reduzir o carregamento nas linhas provenientes da SE Rocha Leão da Ampla bem como na transformação 345/138 kV de Campos.

As simulações indicaram a necessidade de se implantar o segundo circuito em 345 kV entre as SEs Macaé e Venda das Pedras, para o sistema suportar a perda de um circuito entre as SEs.

A transformação de Campos não apresenta problemas nos anos iniciais, entretanto a sobrecarga em contingência de um circuito Campos- UTEC não é contornada.

O recondutoramento da linha para cabo Bluejay 2x1113 MCM por fase não é suficiente,

sendo necessária a utilização do cabo Bluebird, com 2x2156 MCM por fase, eliminando assim o problema no trecho Campos – UTEC, mas verificando-se sobrecarga em regime nos trechos UTEC – Mombaça – Macabu.

A transferência da carga de Italva para Campos não resolve esse problema, o que é conseguido com a transferência da carga de Mombaça, mas ainda com sobrecarga na ligação Campos – Mombaça.

Considerando que a transferência da carga de Mombaça para Campos elimina sobrecargas no trecho Campos – UTEC, mesmo mantendo o condutor atual de 1x954 MCM, na Alternativa 3 foi incluída a recomendação de recondutoramento da ligação Campos – Mombaça 138 kV, sendo suficiente a utilização de condutor Bluejay, 1x1113 MCM por fase.

Para as novas conexões em 138 kV de Venda das Pedras para a área Lagos foi suficiente a utilização de condutores Drake, com 1x795 MCM por fase.

Com esses reforços, ainda assim a Alternativa 3 apresentou degradação no perfil de tensões da área, havendo necessidade de três bancos de capacitores de 50 MVAR em Venda das Pedras no ano de 2019, e do quarto banco em 2023.

A transformação de Campos se esgota no ano de 2021, na emergência de um dos bancos, propondo-se então a troca de dois transformadores 345/138 kV de 225 MVA por duas unidades de 400 MVA, conforme configuração já proposta em estudos anteriores sobre a região.

Além dos problemas indicados anteriormente, ainda ocorre sobrecarga em regime normal e emergência no circuito Campos – Iriri em 2019, e em regime normal no horizonte do estudo, em 2023.

8.6. Alternativas 4 (A, B e C)

A Alternativa 4 consiste em nova subestação de 345/138 kV, denominada SE Lagos, à esquerda da Reserva de Poço das Antas, com três transformadores de 400 MVA cada, seccionando a linha Macaé – Comperj 345 kV, e os dois circuitos duplos da Ampla que conectam a SE Rocha Leão Ampla 138 kV às subestações de Porto do Carro e Araruama.

As simulações indicaram a necessidade de se implantar o segundo circuito em 345 kV entre as SEs Macaé e Lagos, para eliminar sobrecargas na contingência da linha Macaé – Venda das Pedras.

Verificou-se a necessidade do seccionamento do segundo circuito Rocha Leão Furnas –

Campos em Iriri, para evitar sobrecargas em contingências dessa DIT.

O problema de sobrecargas na DIT Campos – UTEC não é eliminado com essas obras, o que conduziu à avaliação de três novas possibilidades de solução, associadas às obras de reforço da Alternativa 1, e que são indicadas a seguir:

- Recondutoramento da ligação Campos – UTEC 138 kV;
- Transferência da carga de Italva para Campos 138 kV;
- Transferência da carga de Mombaça para Campos 138 kV.

Complementarmente, foi concebida a implantação de nova linha em circuito duplo de 138 kV entre as subestações de Lagos e Macabu, e/ou o seccionamento do circuito duplo Rocha Leão Furnas – Magé 138 kV na SE Lagos, como complemento, caso se verificasse a eventual necessidade de redução de carregamentos, mesmo com as obras indicadas acima.

As análises complementares para a linha Campos – UTEC apresentaram os seguintes resultados:

O recondutoramento para condutor bluejay (Alternativa 4 A), com dois condutores por fase, resolve o problema de sobrecarga, sem necessidade da linha Lagos – Macabu ou do seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, constatando-se a existência de sobrecarga marginal em um circuito duplo Lagos – Rocha Leão Ampla, em regime normal, apenas no ano de 2019.

É importante ressaltar a informação de Furnas de que o recondutoramento implica na necessidade da construção de um novo pátio na SE UTEC, com seus custos associados, conforme já destacado nesse relatório.

A transferência da carga de Italva (Alternativa 4 B) implica na necessidade da linha Lagos – Macabu 138 kV, para evitar a ocorrência de sobrecarga na contingência de um circuito Campos – UTEC, não sendo necessário o seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, verificando-se apenas em 2019 uma sobrecarga marginal, na situação mencionada.

A transferência da carga de Mombaça (Alternativa 4 C) soluciona os problemas de sobrecarga, também sem necessidade da linha Lagos – Macabu ou do seccionamento da linha Rocha Leão Furnas – Magé, não ocorrendo problemas inclusive em 2019.

Observação Importante:

A Ampla, posteriormente às análises efetuadas, informou que a subestação Macabu 138 kV não comporta qualquer tipo de expansão; dessa forma, as Alternativas 1 e 4 B, que contemplam a transferência da carga de Italva, **não** irão solucionar o problema de sobrecarga na ligação Campos – UTEC.

No Anexo 2 - “Diagramas de Fluxo de Potência” - são mostrados os carregamentos e tensões das Alternativas analisadas.

9. Curto-circuito

Os níveis de curto-circuito máximo nos principais barramentos em 345 kV e 138 kV das subestações da região analisada foram calculados com e sem as obras de reforços, para se averiguar a conformidade da capacidades dos disjuntores aos novos valores de nível de curto circuito.

Os resultados estão mostrados na tabela abaixo.

Subestação	Tensão	Com reforços				Sem reforços				Disjuntor(kA)
		3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
LAGOS-RJ345	345.0	17,42	14,54	14,47	7,83					ND
LAGOS-RJ138	138.0	29,72	12,38	25,69	8,82					ND
MACAE--RJ345	345.0	21,03	19,32	23,74	21,47	19,59	22,00	22,34	25,25	40,00
COMPRJ-RJ345	345.0	9,39	12,50	5,16	5,29	9,14	12,72	5,03	5,32	ND
CAMPOS-RJ345	345.0	14,38	12,00	12,54	9,40	14,29	12,05	12,49	9,43	25,00
V.PEDR-RJ345	345.0	10,12	10,94	7,43	11,60	10,11	10,96	7,35	11,33	50,00
P.CARRO 138	138.0	6,35	3,18	5,68	4,29	4,58	3,26	4,41	4,35	24,00
ENTR.ARA-138	138.0	4,96	3,02	3,91	4,29	3,89	3,08	3,22	4,51	ND
R.LEAO-RJ138 Ampla	138.0	28,27	9,66	22,21	6,94	11,28	4,63	7,56	4,37	25,00
MACABU-RJ138	138.0	14,60	3,63	9,00	4,18	11,92	3,83	7,82	4,27	25,00
ROC.LE-RJ138 Furnas	138.0	25,27	7,83	18,47	6,04	11,18	4,64	7,41	4,38	40,00
IRIRI--RJ138	138.0	14,92	5,69	10,49	4,92	9,33	4,65	6,63	4,55	40,00
CAMPOS-RJ138	138.0	23,36	10,89	24,93	10,98	23,26	11,20	24,83	11,24	40,00
VITORI-ES345	345.0	11,62	11,60	10,51	10,23	11,61	11,60	10,50	10,23	25,00

Tabela 9-1 - Níveis de Curto-circuito

Dos resultados acima, verifica-se que a corrente de curto-circuito na subestação Rocha Leão Ampla ultrapassou 25 kA, chegando a 28,3 kA; portanto, as chaves seccionadoras e disjuntores de 25 kA dessa subestação deverão ser substituídos antes da entrada em operação da nova SE Lagos e obras associadas.

Os níveis de curto-circuito nos demais barramentos estão compatíveis com a capacidade de interrupção dos disjuntores das subestações, situando-se na faixa de 50% desses valores.

10. Avaliação socioambiental

A avaliação socioambiental da alternativa selecionada encontra-se na Nota Técnica DEA 06/16, “Análise socioambiental do atendimento à região de Campos”, que está incorporada ao final do texto deste relatório.

11. Perdas Elétricas das Alternativas

11.1. Determinação das Perdas

O custo marginal de expansão utilizado para a valoração das perdas foi de 193 R\$ / MWh.

As perdas instantâneas obtidas nas simulações de fluxo de potência nos três patamares de carga foram ponderadas pela seguinte duração em horas dos patamares, para obtenção das perdas diárias de energia, em MWh:

PESADA	3 HS
MÉDIA	14 HS
LEVE	7 HS

A partir desses valores, foram determinadas as perdas diferenciais médias horárias das alternativas, nos cenários Norte Úmido e Seco, mostradas a seguir.

	PERDA DIFERENCIAL MÉDIA [MWh/h] - Norte Úmido				
	2019	2020	2021	2022	2023
ALT 1 A - Bluejay	0,636958	0,533742	0,638225	1,607188	0,000000
ALT 1 B - Transf Italva	0,000000	0,000000	0,000000	0,504121	0,373821
ALT 1 C - Transf Mombaça	0,939146	0,591204	0,696433	0,000000	0,492546
ALT 3 - Venda das Pedras	17,743617	15,685200	15,980783	20,021279	20,756967
ALT 4 A - Bluejay	2,937446	1,816879	1,854554	4,298133	4,191900
ALT 4 B - Transf Italva	1,457004	0,945567	0,833921	3,254537	3,414550
ALT 4 C - Transf Mombaça	2,904825	1,806988	1,844679	4,293125	4,227063

Tabela 11-1 - Perdas Horárias Médias – Norte Úmido

	PERDA DIFERENCIAL MÉDIA [MWh/h] - Norte Seco				
	2019	2020	2021	2022	2023
ALT 1 A - Bluejay	0,000000	0,684788	0,206512	1,298792	0,359613
ALT 1 B - Transf Itálva	0,080604	0,000000	0,175767	0,673646	0,000000
ALT 1 C - Transf Mombaça	0,555721	0,614471	0,805067	0,000000	0,058038
ALT 3 - Venda das Pedras	3,422704	3,422917	3,118442	5,065238	3,952188
ALT 4 A - Bluejay	0,650479	0,895908	1,072467	2,579842	2,507775
ALT 4 B - Transf Itálva	0,048837	0,153329	0,000000	1,888133	2,023092
ALT 4 C - Transf Mombaça	0,870792	1,640633	0,549783	3,297429	2,537754

Tabela 11-2 - Perdas Horárias Médias – Norte Seco

11.2. Custeio das Perdas

A partir das perdas diferenciais médias foram determinados os custos das perdas diferenciais, correspondentes a 50% de cada ano, para os dois cenários de intercâmbio.

	CUSTO DAS PERDAS DIFERENCIAIS [R\$] - Norte Seco				
	2019	2020	2021	2022	2023
ALT 1 A - Bluejay	538446,36	451193,18	539517,12	1358619,88	0,00
ALT 1 B - Transf Itálva	0,00	0,00	0,00	426153,51	316005,70
ALT 1 C - Transf Mombaça	793897,54	499768,53	588722,95	0,00	416368,69
ALT 3 - Venda das Pedras	14999388,91	13259326,97	13509195,38	16924788,13	17546694,20
ALT 4 A - Bluejay	2483140,46	1535880,63	1567728,82	3633384,03	3543580,75
ALT 4 B - Transf Itálva	1231663,90	799325,33	704946,64	2751190,73	2886455,70
ALT 4 C - Transf Mombaça	2455564,77	1527518,81	1559381,09	3629150,29	3573305,01

Tabela 11-3 – Custo das Perdas Diferenciais – Norte Úmido – 50%

	CUSTO DAS PERDAS DIFERENCIAIS [R\$] - Norte Úmido				
	2019	2020	2021	2022	2023
ALT 1 A - Bluejay	0,00	578878,27	174573,28	1097920,55	303994,83
ALT 1 B - Transf Itálva	68137,93	0,00	148582,59	569459,77	0,00
ALT 1 C - Transf Mombaça	469773,05	519436,77	680555,06	0,00	49061,42
ALT 3 - Venda das Pedras	2893348,74	2893528,37	2636143,48	4281847,87	3340942,18
ALT 4 A - Bluejay	549876,06	757347,15	906598,97	2180843,35	2119922,52
ALT 4 B - Transf Itálva	41284,29	129615,28	0,00	1596114,63	1710200,31
ALT 4 C - Transf Mombaça	736115,03	1386892,98	464753,84	2787448,77	2145265,11

Tabela 11-4 – Custo das Perdas Diferenciais – Norte Seco – 50%

Os custos totais anualizados das perdas diferenciais das alternativas é mostrado na tabela a seguir.

	Custo Anual das Perdas Diferenciais [R\$ $\times 10^6$]				
	2019	2020	2021	2022	2023
ALT 1 A - Bluejay	0,538	1,030	0,714	2,457	0,304
ALT 1 B - Transf Itálva	0,068	0,000	0,149	0,996	0,316
ALT 1 C - Transf Mombaça	1,264	1,019	1,269	0,000	0,465
ALT 3 - Venda das Pedras	17,893	16,153	16,145	21,207	20,888
ALT 4 A - Bluejay	3,033	2,293	2,474	5,814	5,664
ALT 4 B - Transf Itálva	1,273	0,929	0,705	4,347	4,597
ALT 4 C - Transf Mombaça	3,192	2,914	2,024	6,417	5,719

Tabela 11-5 – Custo Total Anualizado das Perdas Diferenciais

Para a comparação econômica das alternativas, os custos anualizados diferenciais de cada uma delas foram referidos ao ano de 2019, com a taxa de atualização de 8% a.a.:

	Custo das Perdas [R\$ $\times 10^6$]
ALT 1 A - Bluejay	4,278
ALT 1 B - Transf Itálva	1,218
ALT 1 C - Transf Mombaça	3,638
ALT 3 - Venda das Pedras	78,879
ALT 4 A - Bluejay	16,056
ALT 4 B - Transf Itálva	9,567
ALT 4 C - Transf Mombaça	16,923

Tabela 11-6 – Custos das Perdas Diferenciais Anualizadas Referidos a 2019

12. Investimentos das Alternativas

Para os investimentos, foi adotado o Método dos Rendimentos Necessários, onde se determina, para cada ano em que ocorre um investimento, um valor de desembolsos para um período de 30 anos, os quais, atualizados para o ano inicial do estudo, correspondem ao valor de investimento em questão.

Em seguida, a série de desembolsos é truncada no décimo ano do período, e cada uma dessas parcelas é trazida a valor presente, para o ano inicial da análise.

Para realização dos cálculos econômicos foram considerados para todas as alternativas os dados da Tabela abaixo:

Parcelas	30
Taxa de Juros	8% a.a
Ano Inicial	2019
Truncamento	2028

Dados para Análise Econômica

Para os custos dos equipamentos foi utilizada a “Base de Referência de Preços ANEEL”, Ref.06/2014.

A seguir, são apresentados os programas de obras das alternativas analisadas, com seus respectivos custos.

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					251.741,39	251.741,39	22.361,54	139.690,04
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1°, 2° e 3° ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1, NA SE LAGOS					15.651,53	15.651,53	1.390,29	8.684,96
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 3,3 km	2019	3,3	1,0	1381,97	4.560,51	4.560,51	405,10	2.530,61
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ C2					33.330,60	33.330,60	2.960,67	18.494,99
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 22,3 km	2019	22,3	1,0	677,82	15.115,38	15.115,38	1.342,66	8.387,45
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Lagos	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Recondutoramento para Bluejay					598,99	598,99	53,21	332,38
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636,0 MCM (Grosbeak), 1 km	2019	1,0	1,0	598,99	598,99	598,99	53,21	332,38
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C1, C2 - Recondutoramento cabo T-Linnet					296,72	296,72	26,36	164,65
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C1 e C2 (Araruama) - 1,5 km	2019	1,5	1,0	197,81	296,72	296,72	26,36	164,65
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA C1, C2, NA SE LAGOS					14.101,54	14.101,54	1.252,60	7.824,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	575,54	460,43	460,43	40,90	255,49
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					13.782,68	13.782,68	1.224,28	7.647,94
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	575,54	287,77	287,77	25,56	159,68
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C3, C4 - Recondutoramento cabo T-Linnet					356,06	356,06	31,63	197,58
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C3 e C4 (Porto do Carro) - 1,8 km	2019	1,8	1,0	197,81	356,06	356,06	31,63	197,58
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					16.387,93	16.387,93	1.455,70	9.093,58
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 138 kV, 3 x 50 Mvar 3Φ	2019	3,0	1,0	3150,27	9.450,82	9.450,82	839,49	5.244,22
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2116,83	6.350,49	6.350,49	564,10	3.523,86
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	586,62	586,62	586,62	52,11	325,51
SE 138 kV UTEC - Modernização da Subestação					35.167,00	35.167,00	3.123,79	19.513,99
Modernização da Subestação UTEC	2019	1,0	1,0	35167,00	35.167,00	35.167,00	3.123,79	19.513,99

Tabela 12-1 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 A (com Bluejay)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
				Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					250.693,77	250.693,77	22.268,48	139.108,72
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1, NA SE LAGOS					15.651,53	15.651,53	1.390,29	8.684,96
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 3,3 km	2019	3,3	1,0	1381,97	4.560,51	4.560,51	405,10	2.530,61
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ C2					33.330,60	33.330,60	2.960,67	18.494,99
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 22,3 km	2019	22,3	1,0	677,82	15.115,38	15.115,38	1.342,66	8.387,45
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Lagos	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Transferência de carga de Italva					7.603,87	7.603,87	675,43	4.219,35
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE Campos	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	487,30	487,30	43,29	270,40
MIG-A // SE Campos	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV // SE Campos	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV LAGOS - MACABU C1, C2					27.114,51	27.114,51	2.408,51	15.045,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 40 km	2019	40,0	1,0	374,85	14.993,94	14.993,94	1.331,87	8.320,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Lagos	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Macabu	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA, C1, C2, NA SE LAGOS					14.101,54	14.101,54	1.252,60	7.824,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	575,54	460,43	460,43	40,90	255,49
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					13.782,68	13.782,68	1.224,28	7.647,94
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	575,54	287,77	287,77	25,56	159,68
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C1, C2 - Recondutoramento cabo T-Linnet					296,72	296,72	26,36	164,65
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C1 e C2 (Araruama) - 1,5 km	2019	1,5	1,0	197,81	296,72	296,72	26,36	164,65
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C3, C4 - Recondutoramento cabo T-Linnet					356,06	356,06	31,63	197,58
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C3 e C4 (Porto do Carro) - 1,8 km	2019	1,8	1,0	197,81	356,06	356,06	31,63	197,58
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					16.387,93	16.387,93	1.455,70	9.093,58
1º, 2º e 3º Capacitor em Derivação 138 kV, 3 x 50 Mvar 3Φ	2019	3,0	1,0	3150,27	9.450,82	9.450,82	839,49	5.244,22
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2116,83	6.350,49	6.350,49	564,10	3.523,86
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	586,62	586,62	586,62	52,11	325,51

Tabela 12-2 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 B (transfere Italva)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					223.579,26	223.579,26	19.859,97	124.063,02
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1°, 2° e 3° ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1 NA SE LAGOS					15.651,53	15.651,53	1.390,29	8.684,96
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 3,3 km	2019	3,3	1,0	1381,97	4.560,51	4.560,51	405,10	2.530,61
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ C2					33.330,60	33.330,60	2.960,67	18.494,99
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 22,3 km	2019	22,3	1,0	677,82	15.115,38	15.115,38	1.342,66	8.387,45
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Lagos	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Transferência de carga de Mombaça					7.603,87	7.603,87	675,43	4.219,35
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE Campos	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	487,30	487,30	43,29	270,40
MIG-A // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA C1, C2, NA SE LAGOS					14.101,54	14.101,54	1.252,60	7.824,87
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	575,54	460,43	460,43	40,90	255,49
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					13.782,68	13.782,68	1.224,28	7.647,94
Circuito Duplo 138 kV, 1 X 336,4 MCM (TLinnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	575,54	287,77	287,77	25,56	159,68
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C1, C2 - Recondutoramento cabo T-Linnet					296,72	296,72	26,36	164,65
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C1 e C2 (Araruama) - 1,5 km	2019	1,5	1,0	197,81	296,72	296,72	26,36	164,65
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS C3, C4 - Recondutoramento cabo T-Linnet					356,06	356,06	31,63	197,58
Recondutoramento, CD LT Rocha Leão Ampla / Lagos C3 e C4 (Porto do Carro) - 1,8 km	2019	1,8	1,0	197,81	356,06	356,06	31,63	197,58
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					16.387,93	16.387,93	1.455,70	9.093,58
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 138 kV, 3 x 50 Mvar 3Φ	2019	3,0	1,0	3150,27	9.450,82	9.450,82	839,49	5.244,22
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	3,0	1,0	2116,83	6.350,49	6.350,49	564,10	3.523,86
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	586,62	586,62	586,62	52,11	325,51

Tabela 12-3 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 1 C (transfere Mombaça)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					302.699,39	289.416,42	26.888,01	153.217,73
LT 138 kV VENDA DAS PEDRAS - ENTRONCAMENTO DE ARARUAMA								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795,0 MCM (Drake), 75 km	2019	75,0	1,0	503,03	51.611,93	51.611,93	4.584,56	28.639,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE ENTRONCAMENTO DE ARARUAMA	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
MIM - 138 kV // SE ENTRONCAMENTO DE ARARUAMA	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
MIG-A // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIG-A // SE ENTRONCAMENTO DE ARARUAMA	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
LT 138 kV ARARUAMA - PORTO DO CARRO								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795,0 MCM (Drake), 41 km	2019	41,0	1,0	503,03	20.624,28	20.624,28	1.832,00	11.444,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE ARARUAMA	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE PORTO DO CARRO	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV // SE ARARUAMA	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
MIM - 138 kV // SE PORTO DO CARRO	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
MIG-A // SE ARARUAMA	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIG-A // SE PORTO DO CARRO	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
LT 345 kV VENDA DAS PEDRAS - MACAÉ								
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 121 km	2019	121,0	1,0	616,20	74.560,16	74.560,16	6.622,99	41.373,06
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE VENDA DAS PEDRAS	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIG-A // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI								
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SE 345/138 kV CAMPOS								
1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 133,333 MVA 1Φ	2021	7,0	1,0	6708,18	46.957,28	40.258,30	4.171,09	18.618,19
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	4674,64	9.349,28	8.015,50	830,47	3.706,92
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2021	2,0	1,0	2117,61	4.235,22	3.631,02	376,20	1.679,23
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2021	2,0	1,0	4537,99	9.075,99	7.781,19	806,20	3.598,56
MIG-A	2021	1,0	1,0	2091,66	2.091,66	1.793,27	185,80	829,33
MIM - 138 kV	2021	1,0	1,0	391,08	391,08	335,29	34,74	155,06
MIM - 345 kV	2021	1,0	1,0	1970,95	1.970,95	1.689,77	175,07	781,47
LT 138 kV CAMPOS - MOMBAÇA C1, C2 - Recondutoramento para Bluejay								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795,0 MCM (Drake), 2,5 km	2019	2,5	0,6	389,15	972,87	972,87	86,42	539,84
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Transferência de carga de Mombaça								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	487,30	487,30	43,29	270,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE CAMPOS	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MIG-A // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS (Ampliação/Adequação)								
1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2019	2,0	1,0	3150,27	6.300,55	6.300,55	559,66	3.496,14
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2022	1,0	1,0	3150,27	3.150,27	2.500,79	279,83	1.026,92
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2116,83	4.233,66	4.233,66	376,07	2.349,24
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2022	1,0	1,0	2116,83	2.116,83	1.680,41	188,03	690,04
MIG-A	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
MIG-A	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV	2022	1,0	1,0	195,54	195,54	155,23	17,37	63,74
SE 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS (Ampliação/Adequação)								
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 75 Mvar 3Φ	2019	1,0	1,0	3686,90	3.686,90	3.686,90	327,50	2.045,84
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 75 Mvar 3Φ	2023	1,0	1,0	3686,90	3.686,90	2.709,98	327,50	961,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	1,0	1,0	2116,83	2.116,83	2.116,83	188,03	1.174,62
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2023	1,0	1,0	2116,83	2.116,83	1.555,93	188,03	551,83
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	195,54	195,54	195,54	17,37	108,50
MIM - 138 kV	2023	1,0	1,0	195,54	195,54	143,73	17,37	50,97

Tabela 12-4 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 3 (Venda das Pedras)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					246.474,00	246.474,00	21.893,65	136.767,20
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1, NA SE LAGOS					12.818,49	12.818,49	1.138,63	7.112,92
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 1,25 km	2019	1,25	1,0	1381,97	1.727,47	1.727,47	153,45	958,56
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ C2					37.126,39	37.126,39	3.297,84	20.601,25
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 27,9 km	2019	27,9	1,0	677,82	18.911,17	18.911,17	1.679,83	10.493,71
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Lagos	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA C1, C2, NA SE LAGOS					14.030,95	14.030,95	1.246,33	7.785,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					13.738,57	13.738,57	1.220,36	7.623,46
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2					598,99	598,99	53,21	332,38
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636,0 MCM (Grosbeak), 1 km	2019	1,0	1,0	598,99	598,99	598,99	53,21	332,38
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					10.925,29	10.925,29	970,47	6.062,39
1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2019	2,0	1,0	3150,27	6.300,55	6.300,55	559,66	3.496,14
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2116,83	4.233,66	4.233,66	376,07	2.349,24
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SE 138 kV UTEC - Modernização da Subestação					35.167,00	35.167,00	3.123,79	19.513,99
Modernização da Subestação UTEC	2019	1,0	1,0	35167,00	35.167,00	35.167,00	3.123,79	19.513,99

Tabela 12-5 – Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 A (com Bluejay)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					243.177,29	243.177,29	21.600,81	134.937,87
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1, NA SE LAGOS					12.818,49	12.818,49	1.138,63	7.112,92
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 1,25 km	2019	1,25	1,0	1381,97	1.727,47	1.727,47	153,45	958,56
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2					37.126,39	37.126,39	3.297,84	20.601,25
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 27,9 km	2019	27,9	1,0	677,82	18.911,17	18.911,17	1.679,83	10.493,71
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Transferência de carga de Itaiwa					7.603,87	7.603,87	675,43	4.219,35
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE Campos	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	487,30	487,30	43,29	270,40
MIG-A // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV // SE CAMPOS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV LAGOS - MACABU C1, C2					24.865,42	24.865,42	2.208,73	13.797,69
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 34 km	2019	34,0	1,0	374,85	12.744,85	12.744,85	1.132,09	7.072,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE LAGOS	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT // SE Macabu	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA C1, C2, NA SE LAGOS					14.030,95	14.030,95	1.246,33	7.785,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					13.738,57	13.738,57	1.220,36	7.623,46
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					10.925,29	10.925,29	970,47	6.062,39
1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2019	2,0	1,0	3150,27	6.300,55	6.300,55	559,66	3.496,14
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2116,83	4.233,66	4.233,66	376,07	2.349,24
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01

Tabela 12-6 - Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 B (transfere Itaiwa)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					211.759,25	211.759,25	18.810,03	117.504,16
SE 345/138 kV LAGOS					115.434,90	115.434,90	10.253,79	64.054,25
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1φ	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8866,64	8.866,64	8.866,64	787,60	4.920,06
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ C1, NA SE LAGOS					12.818,49	12.818,49	1.138,63	7.112,92
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 1,25 km	2019	1,25	1,0	1381,97	1.727,47	1.727,47	153,45	958,56
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ C2					37.126,39	37.126,39	3.297,84	20.601,25
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 27,9 km	2019	27,9	1,0	677,82	18.911,17	18.911,17	1.679,83	10.493,71
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Lagos	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE Macaé	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE Macaé	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE Macaé	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - CAMPOS C2, NA SE IRIRI					6.633,42	6.633,42	589,23	3.680,85
Circuito Simples 138 kV, 1 x 556,5 MCM (Dove), 0,5 km	2019	0,5	1,0	364,12	182,06	182,06	16,17	101,02
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
LT 138 kV CAMPOS - UTEC C1, C2 - Transferência de Carga de Mombaça					7.603,87	7.603,87	675,43	4.219,35
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 1 km	2019	1,0	1,0	487,30	487,30	487,30	43,29	270,40
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE Campos	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MIG-A // SE Campos	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV // SE Campos	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARUAMA C1, C2, NA SE LAGOS					14.030,95	14.030,95	1.246,33	7.785,70
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,8 km	2019	0,8	1,0	487,30	389,84	389,84	34,63	216,32
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO C1, C2, NA SE LAGOS					7.185,94	7.185,94	638,31	3.987,44
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,5 km	2019	0,5	1,0	487,30	243,65	243,65	21,64	135,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	3030,14	6.060,28	6.060,28	538,32	3.362,82
MIG-A	2019	1,0	1,0	490,93	490,93	490,93	43,61	272,42
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SE 138 kV VENDA DAS PEDRAS					10.925,29	10.925,29	970,47	6.062,39
1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3φ	2019	2,0	1,0	3150,27	6.300,55	6.300,55	559,66	3.496,14
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2019	2,0	1,0	2116,83	4.233,66	4.233,66	376,07	2.349,24
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01

Tabela 12-7 - Programa de Obras e Custos da Alternativa 4 C (transfere Mombaça)

13. Comparação Econômica

A tabela a seguir apresenta os custos das obras das alternativas, indicando o valor total e o valor utilizando o Método dos Rendimentos Necessários, conforme descrito no item 10 anterior.

Os valores apresentados estão referidos ao ano de 2019.

Custo Total (VP)			Rendimentos Necessários	
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Custos (R\$ x 1000)	(%)
ALT 1 A - Bluejay	251.741,39	118,88%	139.690,04	118,88%
ALT 1 B - Transf Italva	250.693,77	118,39%	139.108,72	118,39%
ALT 1 C - Transf Mombaça	223.579,26	105,58%	124.063,02	105,58%
ALT 3 - Venda das Pedras	289.416,42	136,67%	153.217,73	130,39%
ALT 4 A - Bluejay	246.474,00	116,39%	136.767,20	116,39%
ALT 4 B - Transf Italva	243.177,29	114,84%	134.937,87	114,84%
ALT 4 C - Transf Mombaça	211.759,25	100,00%	117.504,16	100,00%

Tabela 13-1 - Custo das Obras Referido a 2019

A tabela a seguir mostra os valores finais dos custos das alternativas, referidos a 2019, correspondentes à soma dos custos obtidos com o Método dos Rendimentos Necessários com o custo diferencial das perdas elétricas de cada uma delas.

Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)
Alt 01 A - Bluejay	142.749,86	112,9%
Alt 01 B - Transf Italva	139.108,72	110,0%
Alt 01 C - Transf Mombaça	126.482,56	100,0%
Alt 03 - Venda das Pedras	230.878,24	182,5%
Alt 04 A - Bluejay	151.605,13	119,9%
Alt 04 B - Transf Italva	143.286,89	113,3%
Alt 04 C - Trans Mombaça	133.208,61	105,3%

Tabela 13-2 - Custos das Obras e Perdas Referidos a 2019

A alternativa de menor custo total é a denominada Alternativa 1 C, que consiste basicamente na implantação da nova subestação Lagos 345/138 kV, com 3 autotransformadores de 400 MVA cada, e conectada à Rede Básica pelo seccionamento da linha Macaé – Comperj 345 kV e por nova linha em 345 kV para a subestação Macaé, com cerca de 22 km. O setor de 138 kV conecta-se ao sistema de Distribuição através do seccionamento dos dois circuitos duplos que suprem respectivamente as subestações de Porto do Carro e Araruama a partir da subestação Rocha Leão, da Ampla.

A seguir é mostrado, graficamente, o resultado da comparação econômica realizada.

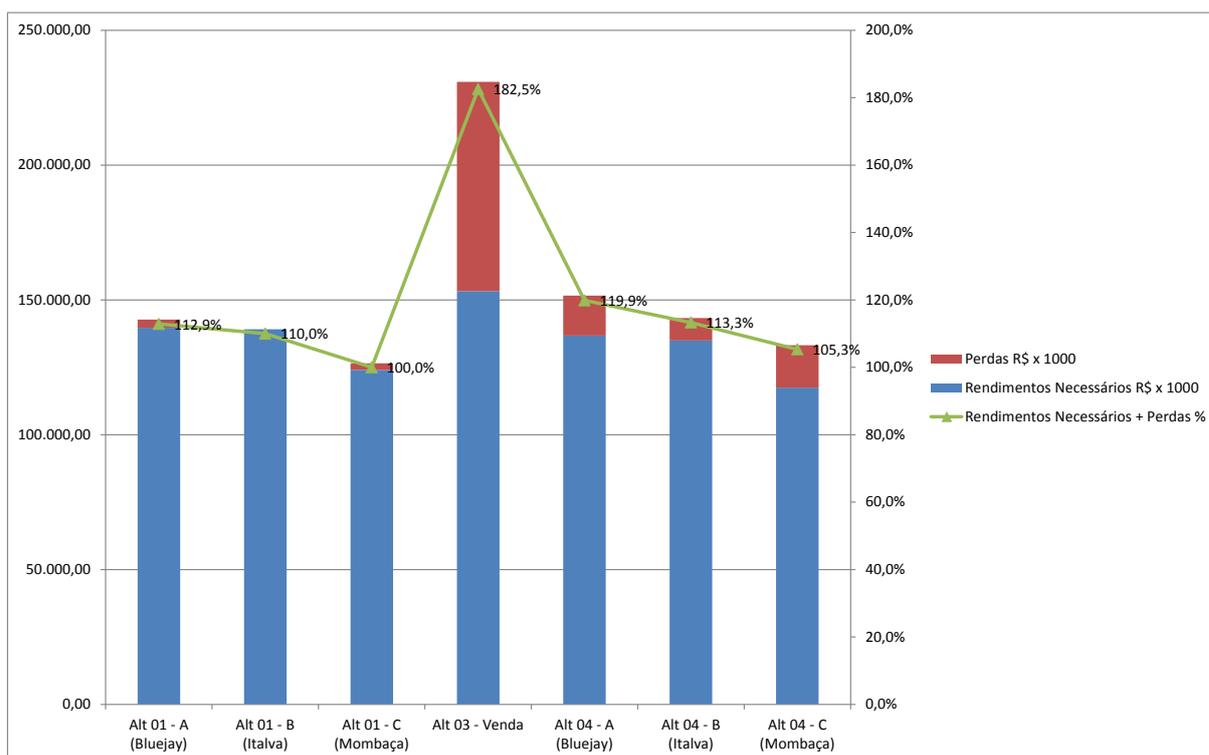


Gráfico 13-1 - Custos das Obras e Perdas Referidos a 2019

13.1. Sensibilidade ao Horizonte das Perdas

Os custos indicados no item anterior foram elaborados para as perdas obtidas das simulações de fluxo de potência para os cinco anos analisados.

Considerando que o truncamento dos investimentos será efetuado no décimo ano, foi avaliado o impacto de se considerar o custo das perdas diferenciais no mesmo horizonte.

Para isso, foi determinada a perda média anual de cada uma das alternativas, nos cinco anos simulados, e esse valor foi considerado para as perdas dos cinco anos subsequentes.

Conforme pode ser visualizado na tabela a seguir, não há alteração na ordem de mérito na comparação econômica das alternativas, mantendo-se as conclusões já apresentadas.

Rendimentos Necessários + Perdas (10 Anos)		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)
Alt 01 A - Bluejay	144.812,88	113,2%
Alt 01 B - Transf Italva	139.108,72	108,7%
Alt 01 C - Transf Mombaça	127.943,63	100,0%
Alt 03 - Venda das Pedras	284.148,18	222,1%
Alt 04 A - Bluejay	162.023,51	126,6%
Alt 04 B - Transf Italva	149.345,68	116,7%
Alt 04 C - Trans Mombaça	144.206,37	112,7%

Tabela 13-3 - Custos com Perdas de 10 Anos

14. Desdobramentos em função da impossibilidade da Ampla em acessar a SE 345/138 kV Lagos por meio de quatro circuitos duplos em 138 kV

14.1. Introdução

Posteriormente à emissão original do presente relatório, a qual ocorreu em abril de 2016, a Ampla alegou impossibilidade de acessar a SE Lagos na forma pela qual estava prevista na indicação inicial, ou seja, por meio de 4 circuitos duplos que acessariam a SE Lagos no ponto originalmente indicado (vide Anexo 3). A distribuidora comprovou esta impossibilidade submetendo à EPE relatório físico (com fotos) com a avaliação dos seccionamentos das linhas em 138 kV em questão (R. Leão – Porto do Carro e R. Leão – E. Araruama) no trecho entre a SE Lagos e os pontos de seccionamento das mesmas. Este relatório encontra-se no Anexo 3 do presente relatório.

14.2. Apresentação de novas alternativas pela Ampla

Em função desta inviabilidade, a Ampla propôs três novas alternativas para o seccionamento das linhas em 138 kV, a fim de que as mesmas fossem avaliadas no horizonte do estudo (2019-2023). As figuras abaixo mostram as alternativas propostas pela Ampla.

A Figura 14-1 mostra alternativa semelhante à indicada na emissão original deste relatório, com a implantação de uma SE seccionadora próxima ao ponto de seccionamento das LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2) e R. Leão Ampla – P. Carro (C1 e C2). A integração à SE Lagos ocorre por meio de circuito duplo com cerca de 7 km de extensão.

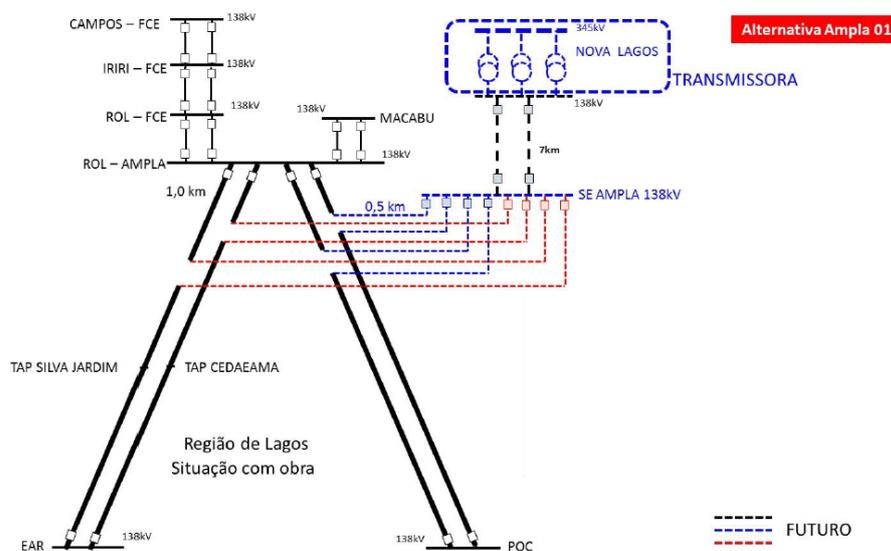


Figura 14-1 – Alternativa Ampla 1

A Figura 14-2 apresenta a alternativa 2 da Ampla, a qual consiste no seccionamento da LT R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2) e LT 138 kV Iriri – R. Leão (C1 e C2). Foi inserida também a previsão de conexão da SE 138 kV Nova Rio das Ostras a cerca de 10 km da SE Lagos.

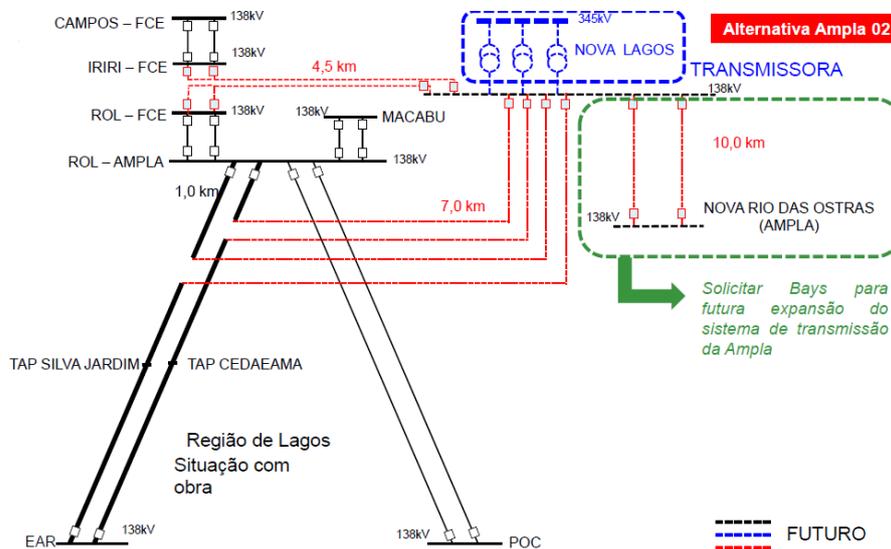


Figura 14-2 – Alternativa Ampla 2

Por fim, a Figura 14-3 apresenta a alternativa 3 da Ampla, a qual consiste no seccionamento da LT R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2), LT 138 kV Iriri – R. Leão, bem como no seccionamento de um circuito da LT 138 kV R. Leão Ampla – P. Carro, com integração das novas subestações da Ampla de Nova Rio das Ostras e Nova Vila Verde.

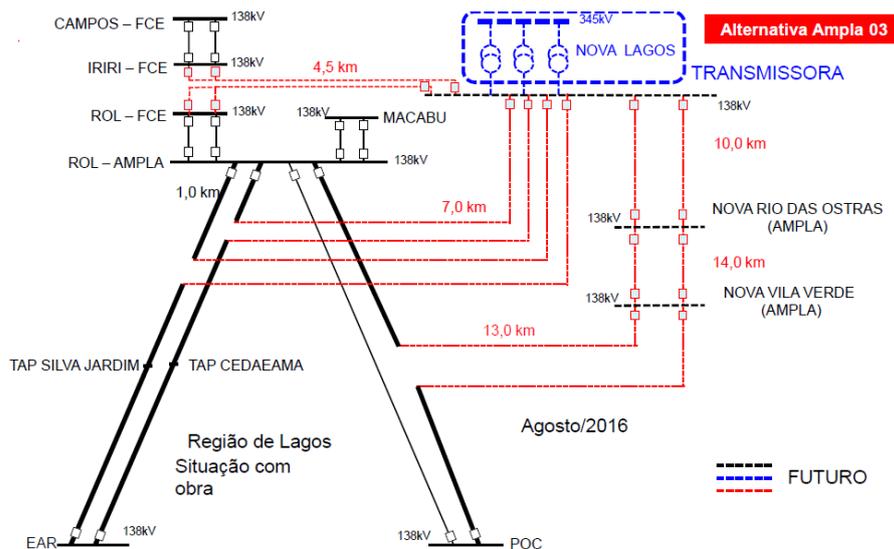


Figura 14-3 – Alternativa Ampla 3

Este fato motivou a revisão do presente estudo, a qual foi caracterizada como um detalhamento da Alternativa 1C recomendada originalmente (transferência da carga de Mombaça para Campos 138 kV).

Posteriormente, ainda no contexto das alternativas propostas pela Ampla, a EPE solicitou à distribuidora a apresentação da evolução do suprimento às suas cargas a partir das SEs Nova Rio das Ostras (alternativa 2) e das SEs Nova Rio das Ostras e Nova Vila Verde (alternativa 3). No entanto, em função da incerteza quanto à data de implantação das mesmas, a distribuidora reapresentou as alternativas 2 e 3 sem as futuras subestações em 138 kV. Com isso, o conjunto de alternativas apresentado pela Ampla ficou composto pela Alternativa 1 e pela Alternativa 2 modificada.

14.3. Descrição das Alternativas a serem comparadas

Paralelamente a isto, a EPE incorporou à análise de alternativas a implantação da SE Lagos em localização distinta em relação à considerada na emissão original deste relatório, uma vez que houve sinalização da área de meio ambiente da EPE sobre um ponto favorável para implantação da SE Lagos. Sendo assim, conforme apresentado nas Figura 14-4, Figura 14-5 e Figura 14-6, foram comparadas 3 alternativas de conexão da SE Lagos ao SIN, a saber:

- Alternativa 1: apresentada pela Ampla, contemplando a implantação de uma SE Coletora Ampla, seccionando as linhas em 138 kV R. Leão – E. Araruama e R. Leão – P. Carro;
- Alternativa 2: configuração idêntica à Alternativa 1, diferindo apenas na localização da SE Lagos, a qual está a cerca de 7 km ao sul em relação à localização da Alternativa 1. A necessidade da SE Coletora Ampla nesta alternativa justificou-se pela distribuidora em função das dificuldades relacionadas ao terreno que teria que ser atravessado pelo seccionamento dos quatro circuitos duplos originais;
- Alternativa 3: corresponde à alternativa 2 apresentada pela Ampla, no entanto com a alteração mencionada anteriormente, ou seja, sem a SE Nova Rio das Ostras.

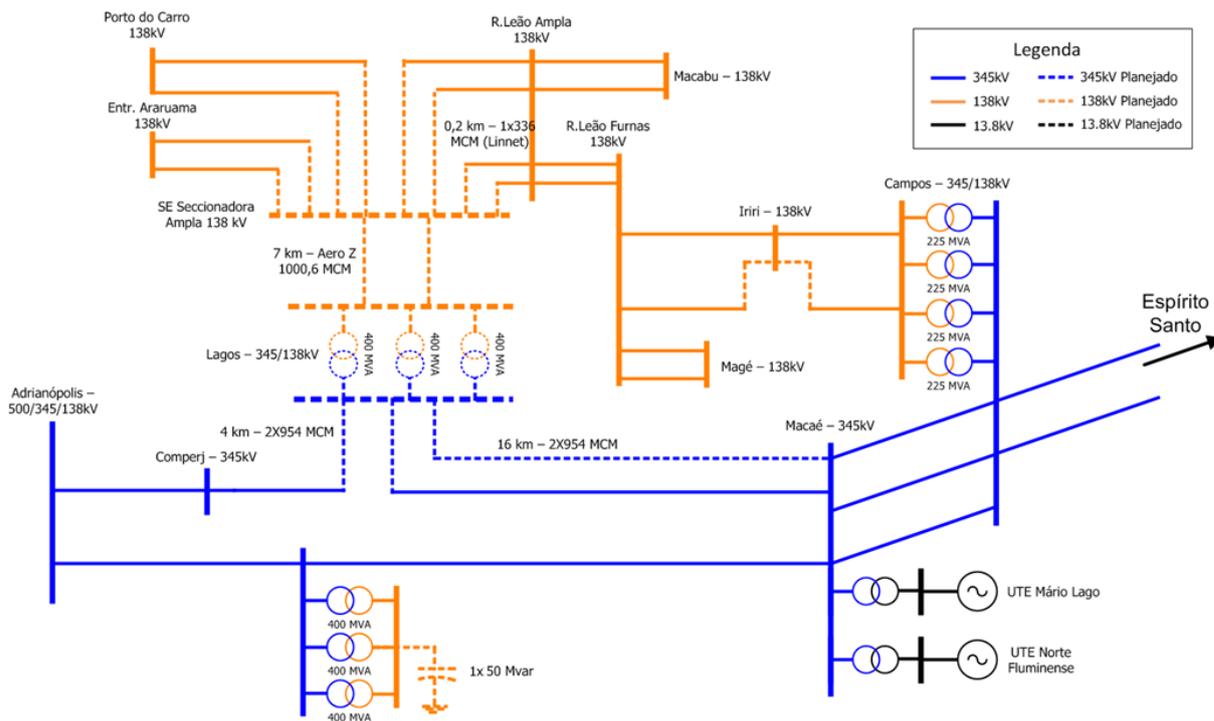


Figura 14-4 – Alternativa 1

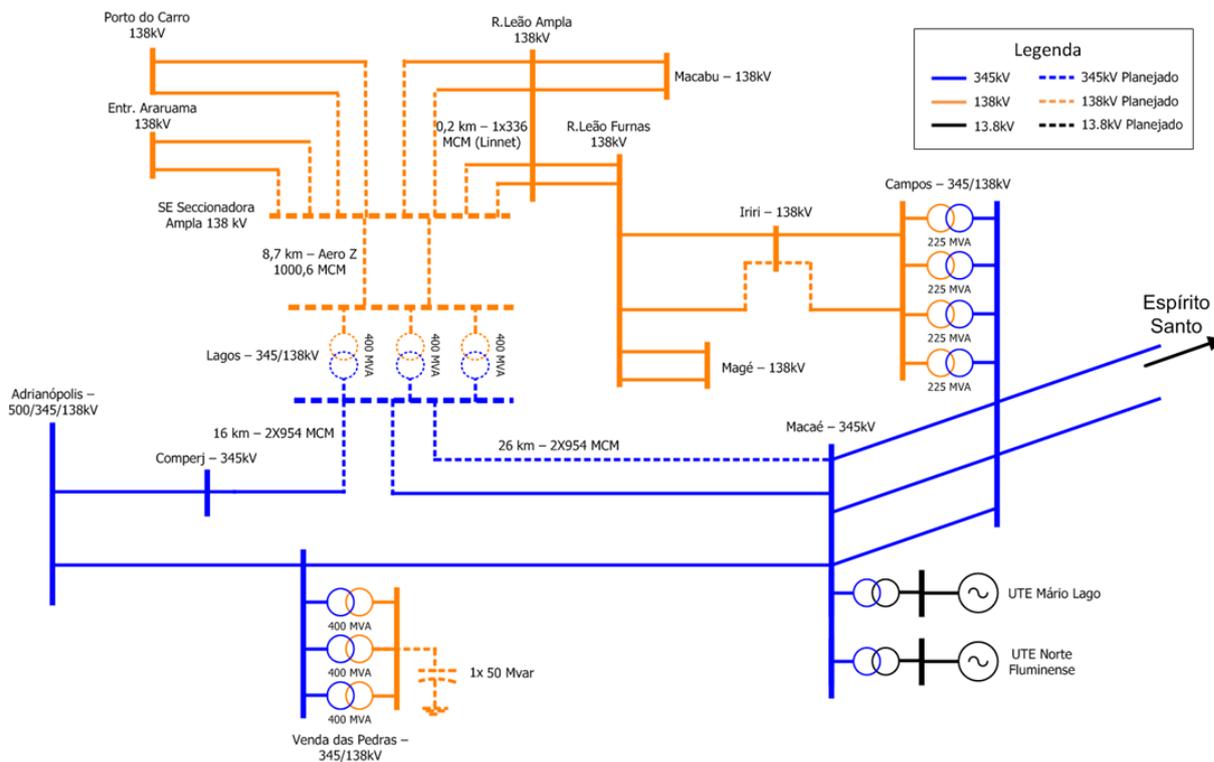


Figura 14-5 – Alternativa 2

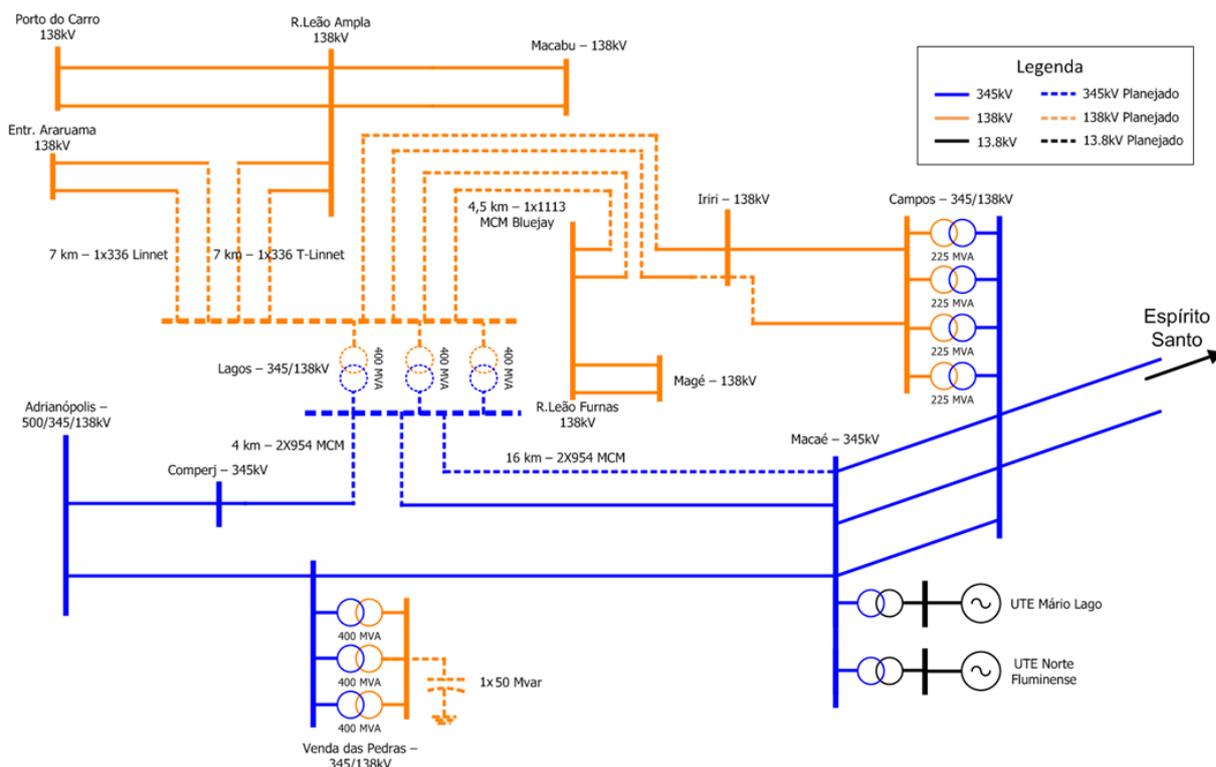


Figura 14-6 – Alternativa 3

Cabe ressaltar que a coordenada da SE Coletora Ampla foi informada pela própria distribuidora, correspondendo à mesma localização nas alternativas 1 e 2. A figura apresenta o posicionamento desta SE da Ampla. A coordenada de referência é 22°25'42.17"S (Latitude) e 42° 0'51.75"O (Longitude).

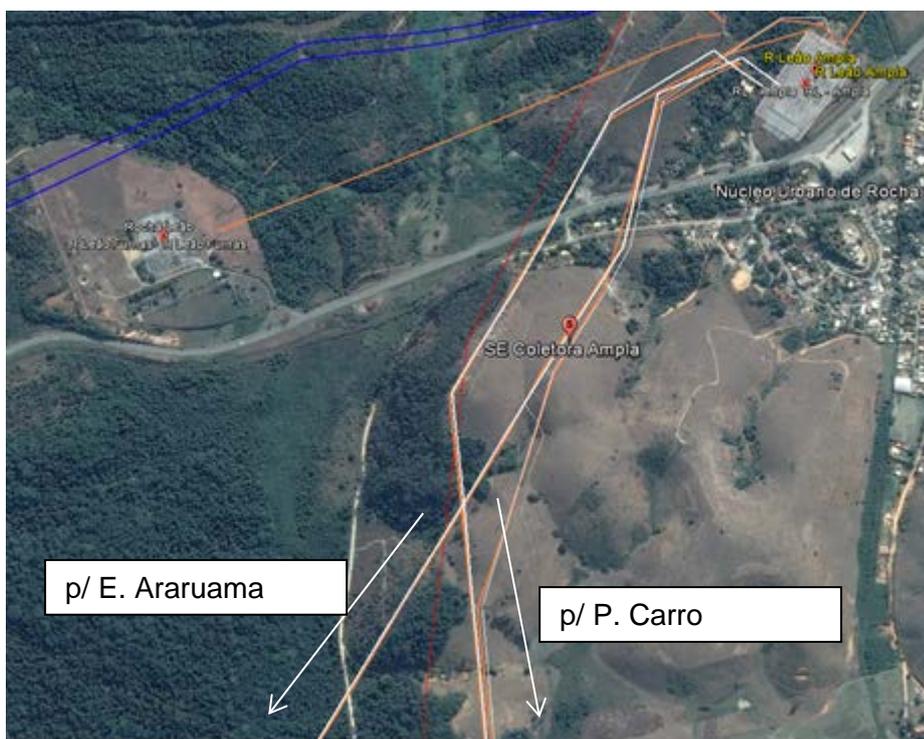


Figura 14-7 – SE Coletora Ampla 138 kV

14.4. Análise Técnica das Alternativas

Uma vez vislumbrado o conjunto final de alternativas a serem comparadas, foram definidas as obras necessárias em cada uma delas em função do cenário dimensionador definido no item 4, ou seja, patamar de carga pesada norte úmido, com despacho máximo das térmicas conectadas a SE Macaé. Os itens a seguir descrevem as obras necessárias em cada uma das alternativas.

Para as três alternativas analisadas não foram identificadas alterações tanto nas obras de rede básica propriamente ditas quanto na cronologia de entrada das mesmas, em relação à alternativa vencedora da emissão original (alternativa 1C).

14.4.1. Alternativa 1

A Alternativa 1 consiste na implantação da SE Coletora Ampla 138 kV no seccionamento das linhas originalmente propostas, ou seja, R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2) e R. Leão Ampla – P. Carro (C1 e C2). Por sua vez, a SE Coletora se ligará a SE Lagos por meio de circuito duplo com cerca de 7 km de extensão, com cabo 2x1000,6 MCM Aero Z, conforme informado pela distribuidora. Este cabo possui capacidade de 700 MVA por circuito (1.400 MVA no total) e custo de R\$2 milhões/km, já considerando circuito duplo. Os parâmetros elétricos do circuito foram calculados pela EPE com base na silhueta da torre fornecida pela Ampla e estão indicados na Tabela 14-1.

Tabela 14-1 – Parâmetros de referência utilizados para a LT 138 kV Coletora Ampla - Lagos

R (Ω /km)	X (Ω /km)	B (μ S/km)
0,03337	0,32329	5,1517

Em função da redistribuição de fluxo decorrente da alteração na conexão de Lagos ao sistema de distribuição, não foi identificada necessidade de reconduzir os trechos entre o ponto de seccionamento e a SE R. Leão Ampla.

14.4.2. Alternativa 2

A Alternativa 2 é semelhante à Alternativa 1 (diferindo apenas na localização da SE Lagos), o que reflete no aumento das extensões das linhas em 345 kV e nas distâncias ao seccionamento da linha de rede básica. Com isso, esta alternativa acaba por apresentar perdas mais elevadas em relação à anterior.

14.4.3. Alternativa 3

A Alternativa 3, a qual consiste no seccionamento da LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama (C1 e C2) e LT 138 kV R. Leão Furnas – Iriri (C1 e C2), requer obras adicionais em relação às alternativas anteriores, principalmente em função do elevado fluxo de carga observado em direção à R. Leão Furnas. No entanto, para esta alternativa não se faz necessária a implantação da SE Coletora Ampla 138 kV, uma vez que haveria somente a passagem de 2 circuitos duplos seccionados no trecho entre Lagos e o ponto de seccionamento da LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama.

Foi observada a necessidade de recapitação/recondutoramento da LT 138 kV R. Leão Furnas – Iriri (C1 e C2) para valores de capacidade equivalentes à do cabo 1x1113 MCM Bluejay (a linha original possui cabo 1x556,5 Dove). A viabilidade desta obra foi verificada junto a Furnas, a qual apontou grande dificuldade para implantação da mesma em função da necessidade de completa reconstrução da linha (o que implicaria em desligamentos prolongados) e pelo fato de que a SE R. Leão Furnas está localizada dentro da Reserva Biológica da União (Rebio). Com isso, foi considerado para fins de comparação o custo de uma linha nova com cabo 1x1113 MCM Bluejay para o trecho entre Iriri – R. Leão. No anexo 1 está formalmente registrada a resposta da transmissora acerca desta obra.

Além disso, para esta alternativa foi necessário indicar o recondutoramento do trecho entre o ponto de seccionamento da LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama em direção a R. Leão Ampla, bem como a implantação de cabo de maior capacidade (T-Linnet) nos novos trechos entre Lagos e o ponto de seccionamento da LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama em direção a R. Leão Ampla (Figura 14-6).

14.5. Análise econômica das alternativas

A análise econômica das novas alternativas foi realizada com a mesma base de preços da Aneel [3] e com as mesmas premissas de permanência dos intercâmbios e de duração dos patamares de carga, conforme descrito em nos itens 4.2 e 11.

A seguir são apresentados os programas de obras das alternativas analisadas, com seus respectivos custos de implantação.

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					221.073,81	221.073,81	19.637,42	122.672,76
SE 345/138 kV LAGOS (Nova)					115.407,82	115.407,82	10.251,38	64.039,22
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Ø	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interfusão de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interfusão de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				3,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				2,0				
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8839,56	8.839,56	8.839,56	785,20	4.905,03
MM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)					16.618,92	16.618,92	1.476,22	9.221,75
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 4 km	2019	4,0	1,0	1381,97	5.527,89	5.527,89	491,03	3.067,40
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2 (Nova)					29.060,34	29.060,34	2.581,36	16.125,44
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 16 km	2019	16,0	1,0	677,82	10.845,11	10.845,11	963,34	6.017,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interfusão de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MM - 345 kV // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,04
SECC LT 138 kV ROCHA LÉAO AMPLA - ARARIUAMA, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)					13.446,18	13.446,18	1.194,39	7.461,22
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LÉAO AMPLA - PORTO DO CARRO, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)					13.446,18	13.446,18	1.194,39	7.461,22
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SE 138 kV SECCIONADORA AMPLA (Nova)					6.234,18	6.234,18	553,77	3.459,52
IB (Interfusão de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	4280,99	4.280,99	4.280,99	380,27	2.375,50
MM - 138 kV	2019	1,0	1,0	195,54	195,54	195,54	17,37	108,50
LT 138 kV SECCIONADORA - LAGOS, CC1 e C2 (Nova)					26.860,18	26.860,18	2.385,92	14.904,58
Circuito duplo 2x1000,6 MCM - Aero Z	2019	7,0	1,0	2000,00	14.000,00	14.000,00	1.243,58	7.788,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE SECCIONADORA	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE LAGOS	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MM - 138 kV // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01

Figura 14-8 – Programa de obras e custos da Alternativa 1 (com SE Coletora Ampla e SE Lagos na localização da emissão original)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					242.733,01	242.733,01	21.561,35	134.691,34
SE 345/138 kV LAGOS (Nova)								
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Ø	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				3,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				6,0				
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8839,56	8.839,56	8.839,56	785,20	4.905,03
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2 (Nova)								
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 26 km	2019	26,0	1,0	677,82	17.623,31	17.623,31	1.565,43	9.779,09
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARIUAMA, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - PORTO DO CARRO, C1, C2, NA SE SECCIONADORA (Ampliação/Adequação)								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 0,2 km	2019	0,2	1,0	487,30	97,46	97,46	8,66	54,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SE 138 kV SECCIONADORA AMPLA (Nova)								
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	4280,99	4.280,99	4.280,99	380,27	2.375,50
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	195,54	195,54	195,54	17,37	108,50
LT 138 kV SECCIONADORA - LAGOS, CC1 e C2 (Nova)								
Circuito duplo 2x1000,6 MCM, 8,7 km - Aero Z	2019	8,7	1,0	2000,00	17.400,00	17.400,00	1.545,60	9.655,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE SECCIONADORA	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4 // SE LAGOS	2019	2,0	1,0	3117,28	6.234,55	6.234,55	553,80	3.459,52
MIM - 138 kV // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	391,08	391,08	391,08	34,74	217,01
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ, C1, NA SE SE LAGOS (Nova)								
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 16 km	2019	16,0	1,0	1063,06	17.008,90	17.008,90	1.510,86	9.438,15
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35

Figura 14-9 – Programa de obras e custos da Alternativa 2 (com SE Coletora Ampla e SE Lagos em localização cerca de 7 km ao sul em relação à posição original)

Descrição	Ano	Qtde.	Fator	Custo Unitário x Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)			
					Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
					203.746,55	203.746,55	18.098,28	113.057,94
SE 345/138 kV LAGOS (Nova)								
1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Ø	2019	10,0	1,0	6708,13	67.081,29	67.081,29	5.958,66	37.223,07
CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4674,64	14.023,92	14.023,92	1.245,71	7.781,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD4	2019	3,0	1,0	2117,61	6.352,83	6.352,83	564,31	3.525,15
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2019	3,0	1,0	4537,99	13.613,98	13.613,98	1.209,29	7.554,33
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD4	2019	1,0	1,0	1757,65	1.757,65	1.757,65	156,13	975,31
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM				3,0				
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4				6,0				
MIG (Terreno Rural)	2019	1,0	1,0	8839,56	8.839,56	8.839,56	785,20	4.905,03
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
MIM - 345 kV	2019	1,0	1,0	2956,43	2.956,43	2.956,43	262,61	1.640,51
SECC LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ, C1, NA SE LAGOS (Nova)								
Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 4 km	2019	4,0	1,0	1381,97	5.527,89	5.527,89	491,03	3.067,40
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM	2019	2,0	1,0	5545,51	11.091,02	11.091,02	985,19	6.154,35
LT 345 kV LAGOS - MACAÉ, C2 (Nova)								
Circuito Simples 345 kV, 2 x 954,0 MCM (Rail), 16 km	2019	16,0	1,0	677,82	10.845,11	10.845,11	963,34	6.017,90
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE LAGOS	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
EL (Entrada de Linha) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	5545,51	5.545,51	5.545,51	492,59	3.077,18
IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	4537,99	4.537,99	4.537,99	403,10	2.518,11
MIG-A // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	1600,73	1.600,73	1.600,73	142,19	888,24
MIM - 345 kV // SE MACAÉ	2019	1,0	1,0	985,48	985,48	985,48	87,54	546,84
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - ARARIUAMA, C1, C2, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)								
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (Linnet), 7 km	2019	7,0	1,0	449,82	3.148,73	3.148,73	279,69	1.747,21
Circuito Duplo 138 kV, 1x336,4 MCM (T-Linnet), 7 km	2019	7,0	1,0	531,24	3.718,68	3.718,68	330,32	2.063,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
SECC LT 138 kV ROCHA LEÃO FURNAS - IRIRI, C1, C2, NA SE LAGOS (Ampliação/Adequação)								
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD4	2019	4,0	1,0	3117,28	12.469,11	12.469,11	1.107,60	6.919,04
MIM - 138 kV	2019	1,0	1,0	782,16	782,16	782,16	69,48	434,02
Circuito duplo 138 kV, 1x1113 MCM (Bluejay), 4,5 km	2019	4,5	1,0	539,03	2.425,61	2.425,61	215,46	1.345,96
Recapacitação LT 138 kV Iriri - R. Leão C1 e C2, 12 km	2019	12,0	1,0	539,03	6.468,30	6.468,30	574,56	3.589,23
LT 138 kV ROCHA LEÃO AMPLA - LAGOS, C1, C2 Recondução cabo T-Linnet (Ampliação/Adequação)								
Recondução, CD, LT Rocha Leão Ampla / Seccionamento p Lagos (LT Araruama) - 2x1 km	2019	2,0	1,0	197,81	395,62	395,62	35,14	219,53

Figura 14-10 – Programa de obras e custos da Alternativa 3 (sem SE Coletora Ampla, SE Lagos na localização da emissão original e seccionamento da LT 138 kV Iriri – R. Leão Furnas)

Assim como na comparação de alternativas da análise que constou na emissão original do presente relatório, as perdas elétricas foram estimadas para o horizonte de 5 e de 10 anos, com o intuito de verificar a permanência do mérito entre as alternativas.

A Tabela 14-2 apresenta a comparação econômica das alternativas (investimento e perdas) para o horizonte de 5 anos.

Verifica-se empate técnico entre as Alternativas 1 e 3, com diferença inferior a 1% entre as mesmas.

Tabela 14-2 – Comparação econômica (investimento + perdas) para horizonte de 5 anos (2019-2023)

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt 01	221.073,81	109%	2º	122.672,76	109%	2º	10.712.027,86	0,00	1º	122.672,76	100,0%	1º
Alt 02	242.733,01	119%	3º	134.691,34	119%	3º	10.718.175,21	6.147,36	2º	140.838,70	114,8%	3º
Alt 03	203.746,55	100%	1º	113.057,94	100%	1º	10.722.609,54	10.581,68	3º	123.639,62	100,8%	2º

A Tabela 14-3 mostra a mesma comparação econômica entre alternativas, no entanto com horizonte de 10 anos (2019-2028).

Em função da extensão do horizonte, como a Alternativa 3 tinha perdas diferenciais superiores em relação às demais, a diferença percentual dela em relação à vencedora (Alternativa 1) elevou-se, tendo inclusive saído da faixa do empate técnico (7% mais cara).

Logo, recomenda-se a implantação da Alternativa 1, isto é, SE Lagos 345/138 kV seccionando as LT 138 kV R. Leão Ampla – E. Araruama e R. Leão Ampla – P. Carro por meio da SE Coletora Ampla.

Tabela 14-3 – Comparação econômica (investimento + perdas) para horizonte de 10 anos (2019-2028)

Custo total (PV)				Rendimentos Necessários			Perdas			Rendimentos Necessários + Perdas		
Alternativa	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
Alt 01	221.073,81	109%	2º	122.672,76	109%	2º	17.959.753,78	0,00	1º	122.672,76	100,0%	1º
Alt 02	242.733,01	119%	3º	134.691,34	119%	3º	17.970.196,22	10.442,44	2º	145.133,78	118,3%	3º
Alt 03	203.746,55	100%	1º	113.057,94	100%	1º	17.977.987,97	18.234,19	3º	131.292,14	107,0%	2º

14.6. Curto-circuito – nova topologia

Em função da alteração na forma pela qual a SE Lagos se conectará à rede de distribuição da Ampla, é necessária a atualização do caso de curto-circuito. A Tabela 14-4 apresenta a evolução nos níveis de curto-circuito para a região de interesse no último ano de análise (2023).

Tabela 14-4 - Níveis de curto-circuito com a configuração da alternativa final (SE coletora Ampla)

Subestação	Tensão	Com reforços				Sem reforços				Disjuntor(kA)
		3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
LAGOS-RJ345	345	18,07	15,79	15,82	8,84					ND
LAGOS-RJ138	138	29,55	14,32	26,36	10,52					ND
MACAE--RJ345	345	20,95	19,60	23,65	21,91	19,59	22,00	22,34	25,25	40,00
COMPERJ-RJ345	345	9,22	12,54	5,05	5,29	9,14	12,72	5,03	5,32	ND
CAMPOS-RJ345	345	14,37	12,00	12,53	9,40	14,29	12,05	12,49	9,43	25,00
V,PEDR-RJ345	345	10,12	10,94	7,43	11,60	10,11	10,96	7,35	11,33	50,00
P,CARRO 138	138	6,37	3,22	5,69	4,37	4,58	3,26	4,41	4,35	24,00
ENTR,ARA-138	138	4,92	3,05	3,88	4,35	3,89	3,08	3,22	4,51	ND
R,LEAO-RJ138 Ampla	138	25,67	9,18	19,30	7,26	11,28	4,63	7,56	4,37	25,00
MACABU-RJ138	138	14,39	3,67	8,91	4,22	11,92	3,83	7,82	4,27	25,00
ROC,LE-RJ138 Furnas	138	23,30	7,69	16,56	6,33	11,18	4,64	7,41	4,38	40,00
IRIRI--RJ138	138	14,34	5,72	10,04	5,05	9,33	4,65	6,63	4,55	40,00
CAMPOS-RJ138	138	23,34	10,92	24,91	11,01	23,26	11,20	24,83	11,24	40,00
VITORI-ES345	345	11,63	11,59	10,51	10,23	11,61	11,60	10,50	10,23	25,00
COLETORA Ampla	138	25,88	9,70	19,84	7,71					ND

Dos resultados acima, verifica-se que a corrente de curto-circuito na subestação Rocha Leão Ampla ultrapassou 25 kA, chegando a 25,67 kA. Este resultado demonstra aumento da impedância “vista” a partir da SE Rocha Leão Ampla em relação à análise da emissão original (item 9). Este aumento deve-se à implantação da SE Coletora a cerca de 7 km de Lagos.

Diante do exposto, recomenda-se que devem ser verificados os níveis de curto-circuito e realizadas as substituições/adequações necessárias nessa subestação antes da entrada em operação da nova SE Lagos e demais obras associadas.

15.Participantes

Nome	Empresa
Sandro Areias Figueira	Ampla
Ana Cristina A Ferreira	Ampla
Luiza Maria de S Carijó	Furnas
Yuri Rosenblum de Souza	Furnas
Renata Ribeiro Silva	Furnas
André Luiz Guimarães	ONS
Alexandre de Melo Silva	EPE
Beatriz Nogueira Levy	EPE
Carolina Moreira Borges	EPE
João M Caruso	EPE
Tiago Veiga Madureira	EPE

16.Referências

- [1] “EPE-DEE-RE-029/2012 - Atendimento à Região Norte do Estado do Rio de Janeiro”, Março de 2016.
- [2] “EPE-DEE-RE-094/2013-rev0 – Estudo de Atendimento à Região Sul do Estado do Espírito Santo”, Setembro de 2013.
- [3] “Base de Preços de Referência ANEEL” – Ref. 06/2014.

17. Fichas do Programa de Expansão da Transmissão – PET

Empreendimento: Subestação Lagos 345/138 kV (Nova Subestação)	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019
	Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

10 Autotransformadores monofásicos, 345/138 kV, 133,3 MVA, LTC e Terciário	67.081,29
3 Conexões de Autotransformador, 345 kV, DJM	14.023,92
3 Conexões de Autotransformador, 138 kV, BD4	6.352,83
3 Interligações de Barra, 345 kV, DJM	13.613,98
1 Interligação de Barra, 138 kV, BD4	1.757,65
Módulo de Infraestrutura de Manobra 345 kV	2.956,43
Módulo de Infraestrutura de Manobra 138 kV	782,16
Módulo de Infraestrutura Geral	8.866,64

Investimentos previstos: R\$ 115.434,90

Situação atual:

Observações: Deverá ser previsto espaço para implantação de pátio em 500 kV na SE Lagos, bem como pelo menos duas entradas linha neste nível de tensão.

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento: Linha de Transmissão 345 kV Lagos - Macaé	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019 Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 16 km	10.845,11
1 Entrada de Linha, 345 kV, DJM, (Lagos)	5.545,51
1 Entrada de Linha, 345 kV, DJM, (Macaé),	5.545,51
1 Interligação de Barra, 345 kV, DJM (Macaé)	4.537,99
Módulo de Infraestrutura de Manobra 345 kV (Macaé)	985,48
Módulo de Infraestrutura Geral – Acessante (Macaé)	1.600,73

Investimentos previstos: R\$ 29.060,34

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014”

Empreendimento: Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019 Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

Circuito Duplo, 345 kV 2 x 954.0 MCM, 4,0 km	11.055,79
2 Entradas de Linha, 345 kV, DJM	11.091,02

Investimentos previstos: R\$ 22.146,81

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento: SE Iriri	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019 Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

Módulo de Infraestrutura de Manobra 138 kV	391,08
--	--------

Investimentos previstos: R\$ 391,08

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento: Seccionamento da DIT 138 kV Rocha Leão / Campos C2 em Iriri	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019 Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

Circuito Simples, 138 kV 1 x 556.5 MCM, 0,5 km	182,06
2 Entradas de Linha, 138 kV, BPT	6.060,28

Investimentos previstos: R\$ 6.242,34

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento: LT 138 kV Campos – Mombaça C1 e C2	Estado: RJ
	Data de Necessidade: 2019 Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

2 Entradas de Linha, 138 kV, BD4	6.234,55
Circuito Duplo, 138 kV 1 x 336,4 MCM, 1,0 km	487,30
Módulo de Infraestrutura Geral Acessante 138 kV, SE Campos	490,93
Módulo de Infraestrutura de Manobra 138 kV, SE Campos	391,08

Investimentos previstos: R\$ 7.603,87

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

Empreendimento:

SE Venda das Pedras 138 kV

Pedra Transmissora de Energia

Estado: RJ

Data de Necessidade: 2019

Prazo de execução: 42 meses

Justificativa:

Reforço no Suprimento à Região de Campos.

Obras e Investimentos Previstos (R\$ x1000):

3° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	3.150,27
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2.116,83
MIM - 138 kV	195,54

Investimentos previstos: R\$ 5.462,64

Situação atual:

Observações:

Documentos de referência:

- [1] Estudo de Atendimento à Região de Campos - EPE-DEE-RE-008/2016-rev 1, de 13 de dezembro de 2016
- [2] "Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2014"

18. Anexo 1 – Informações das Empresas

A seguir são apresentadas as informações das empresas quanto à possibilidade de expansão nas subestações na área de abrangência do estudo, onde se visualizou a possibilidade de obras de reforço. Está apresentado também o posicionamento de Furnas com relação à recapacitação da LT 138 kV Iriri – Rocha Leão.

- **Informações de Furnas**



Rua René Guarnizez, 119 - Botafogo
 Rio de Janeiro - RJ - Brasil
 CEP: 2.201-900
 Tel: 55-21-2520-2512
 Fax: 55-21-2520-5050

Ao Senhor
 José Marcos Bressane
 Superintendente de Transmissão de Energia
 Empresa de Pesquisa Energética - EPE
 Avenida Rio Branco 1, 11º andar - Centro
 20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Viabilidade de expansão da SE Iriri e Rocha Leão

Prezado Senhor

1. Em atendimento a solicitação da EPE no âmbito do estudo de atendimento à região de Campos, informamos que há espaço disponível para a instalação de um Banco de Transformadores (3F+1R), 345/138 kV de 250 MVA, com seus vãos de manobra em 345 kV associados, além de três entradas de linha em 345 kV, dois Interligadores de Barra em 345 kV e quatro entradas de linha em 138 kV, na SE Iriri.
2. O formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações com as informações acima descritas, bem como as observações pertinentes, encontra-se em anexo.
3. Com relação a SE Rocha Leão, há impedimento para implantação de um novo vão por questões ambientais que envolvem a região onde a subestação está localizada - RESERVA BIOLÓGICA DA UNIÃO.
4. Colocamo-nos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,



Claudio G. Branco da Motta
 Superintendência de Estudos e Projetos

Anexo

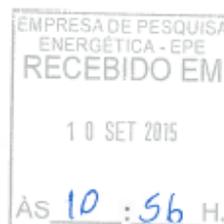
Empresa de Pesquisa Energética - EPE



Rio de Janeiro, 04 de setembro de 2015

N.Ref. SE.E.E.017.2015

S.Ref.



	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 01/07/2015
		Revisão:
		Página: 1-3

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS

itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 345 Arranjo : DJM

EL Quantidade: 4 Tensão (kV): 138 Arranjo : BD4

CT Quantidade: 1 Tensão (kV) 345 Arranjo : DJM

CT Quantidade: 1 Tensão (kV) 138 Arranjo : BD4

IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM

CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CCS Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____

Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____

Autotransformadores Quantidade: 4 Potência (MVA): 250 Tensão Prim./Sec. (kV) 345/138 Fase: ____

Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV) ____ Fase: ____

Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

Capacitor Shunt Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

Capacitor Série Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: _____

Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____

Não _____

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 01/07/2015
		Revisão:
		Página: 2-3

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações:

5.1 Como a SE Iriri está localizada em uma região cuja topografia é muito acidentada, existindo taludes em todos os lados do terreno da área energizada, será necessário serviços de terraplenagem.

5.2 Será necessário estender os barramentos principais tubulares de 138kV para atender à expansão .

5.3 Deverá ser verificado o traçado das duas futuras LTs 138kV Rocha Leão (Ampla) – Iriri , uma vez que já existem duas LTs 345kV (Venda das Pedras – Macaé Merchant e Comperj – Macaé Merchant) e duas LTs 138kV (Iriri – Campos e Rocha Leão (Furnas) – Campos) passando do mesmo lado da SE Iriri, bem como, duas LTs 138kV Tecab-Iriri e duas LTs 138kV Imboassica – Iriri, sendo uma futura.

5.4 Será necessário fazer cruzamento das LTs existentes, sendo duas 345kV e duas 138kV, mencionadas acima e passando do mesmo lado da SE Iriri, para possibilitar as entradas destas LTs 345kV na SE Iriri (Nova), considerando, também, a futura LT 345kV Macaé Merchant – Iriri (Nova).



Empresa de Pesquisa Energética

Ofício nº 1064/EPE/2015

Rio de Janeiro, 08 de setembro de 2015.

A Sua Senhoria o Senhor
GUILHERME BRANCO DA MOTTA
Superintendente de Estudos e Projetos
ELETROBRAS FURNAS
Rua Real Grandeza, 219 – 16º andar – Bloco C - Botafogo
22281-900 Rio de Janeiro RJ

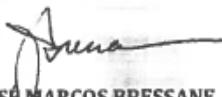
Assunto: Consulta de viabilidade de expansão da Subestação de Macaé

Senhor Superintendente,

O Estudo de suprimento a região de Campos está em estudo na EPE.

2. O formulário solicita um levantamento de informações pelas áreas de Engenharia e Projetos da ELETROBRAS FURNAS quanto à viabilidade de expansão da Subestação de Macaé.
3. Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo de forma a dar solidez na definição das alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.
4. É importante mencionar que os dados informados por V.Sa. serão levados ao conhecimento do MME e da ANEEL com o objetivo de tornar o processo da expansão da transmissão mais célere, consistente e transparente em todas as suas etapas.
5. Por fim, solicitamos que as informações requisitadas sejam encaminhadas à EPE em um prazo máximo de 15 dias, contados a partir da data de envio deste ofício, de forma a não comprometer o andamento das atividades subsequentes previstas para o estudo citado.

Atenciosamente,



JOSE MARCOS BRESSANE
Superintendente de Transmissão de Energia

Escritório Central:
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 08/09/2015
Revisão:
Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- EL Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CT Quantidade: ___ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___
- CT Quantidade: ___ Tensão Prim./Sec./Ter (kV) ___ Arranjo Prim.: ___ Sec.: ___ Ter: ___
- IB Quantidade: 1 Tensão (kV): 345 Arranjo: DJM
- CCP Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CCS Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CRL Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CRB Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CTA Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___
- CC Quantidade: ___ Tensão (kV): ___ Arranjo: ___

2. Módulos de Equipamentos

- Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Transformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Autotransformadores Quantidade: ___ Potência (MVA): ___ Tensão Prim./Sec. (kV) ___ Fase: ___
- Reator Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___
- Capacitor Shunt Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___
- Capacitor Série Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___
- Compensador Estático Quantidade: ___ Potência (Mvar): ___ Tensão (kV): ___ Fase: ___

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? Sim Área Prevista: 7.000 M²
 Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? Sim Equipamentos Necessários: _____
 Não _____

\$ 17

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 08/09/2015
		Revisão:
		Página: 3 - 4

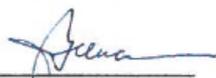
INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações

Foi avaliada a possibilidade de implantação de um vão de 345kV na SE Macaé e foi verificado que existe a condições técnicas para implantação deste vão, mediante extensão do barramento de 345kV. Entretanto essa extensão ocorreria em área externa ao terreno de Furnas, sendo necessária uma negociação de terreno com a Petrobrás.

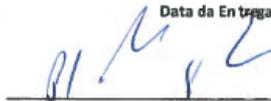
Rio de Janeiro, 08 de setembro de 2015

Data da Solicitação



Amílcar Gonçalves Guerreiro
Diretor de Estudos de Energia Elétrica
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário



Marcelo Guimarães dos Santos
Metr. 20213-7

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: SERGIO MOREIRA NEVES
Cargo: ENGENHEIRO



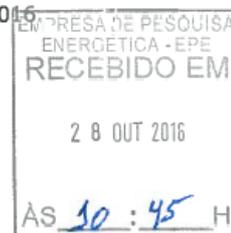
Rua Real Grandeza: 219 Botafogo
Rio de Janeiro RJ Brasil
CEP 22281-900
Tel 55 21 2528-3112
Fax 55 21 2528-5858

Ao Senhor
José Marco Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Avenida Rio Branco nº 1, 11º andar - Centro
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro, 25 de outubro de 2016

N.Ref. SE.E.E.004.2016

S.Ref. Ofício 1076/EPE/2016



Assunto: Consulta sobre a viabilidade de alteração nos limites de transmissão da LT Iriri-Rocha Leão C1 e C2.

Prezado Senhor

1. Com relação ao Ofício 1076/EPE/2016 de 06/10/2016, referente à consulta sobre a viabilidade de alteração nos limites de transmissão da LT 138 kV Iriri-Rocha Leão C1 e C2, seguem abaixo nossas considerações:

1.1. Para as capacidades informadas no ofício citado, o cabo mais adequado seria o Bluejay (1113 kcmil), tendo como balizador a capacidade de emergência de 240 MVA. As temperaturas de projeto seriam de 60 °C e 75 °C para condição normal e de emergência, respectivamente.

1.2. Por se tratar de uma LT com mais de 40 anos de construção e seu projeto ter sido concebido para o cabo Dove (556 kcmil), será necessária a completa reconstrução da LT, envolvendo a substituição de praticamente todas as estruturas.

1.3. A princípio, a reconstrução da LT implica no desligamento dos dois circuitos, simultaneamente, por um tempo estimado de 12 meses. Portanto, é necessário que a EPE analise a viabilidade dos dois circuitos ficarem desligados por este período.

1.4. Entretanto, poderá ser estudada uma solução de reconstrução não convencional, na qual apenas um dos circuitos seria desligado de cada vez, com eventuais desligamentos dos dois circuitos, o que poderia ser feito em fins de semana. Porém, esta solução exige um prazo maior para a sua avaliação, pois requer o detalhamento pelos órgãos de projeto e construção e a análise e aprovação dos órgãos de manutenção e de segurança do trabalho, pois envolveria a montagem das novas torres entre os dois circuitos energizados, com afastamento das fases nos locais de trabalho com o auxílio de bastões de linha viva. Este tipo de trabalho já foi realizado pontualmente e seria necessário o seu detalhamento e análise dos riscos para um trabalho em larga escala. Para tanto, seriam necessários de dois a três meses para os devidos estudos.

1.5. Parte da LT está localizada dentro da Reserva Biológica União - Rebio. Desta forma, a reconstrução da LT na área deverá exigir ações adicionais quanto ao processo de licenciamento, com impacto direto no cronograma.



N.Ref. SE.E.E.004.2016

Pág. 02/02

1.6. Adicionalmente, algumas dificuldades já foram enfrentadas por Furnas em outros empreendimentos com o órgão responsável pela reserva. Por exemplo, a conexão da UHE Simplício teve que ser alterada para a SE Rocha Leão (Ampla) devido a não autorização de conexão na SE Rocha Leão (Furnas) que se localiza dentro da reserva.

1.7. Para avaliação de qualquer outra solução não convencional, por exemplo, reconduzimento utilizando o cabo HTLS (High Temperature Low Sag), é necessário realizar uma avaliação mais detalhada com consulta a fornecedores. Estimamos em até 6 meses o prazo para esta avaliação, em virtude da necessidade de interação com os fabricantes.

2. Sendo o que tínhamos a apresentar nesta oportunidade, colocamo-nos à disposição para quaisquer esclarecimentos e/ou informações adicionais que se façam necessários.

Atenciosamente,



Gilson Machado Bastos
Superintendência de Estudos e Projetos

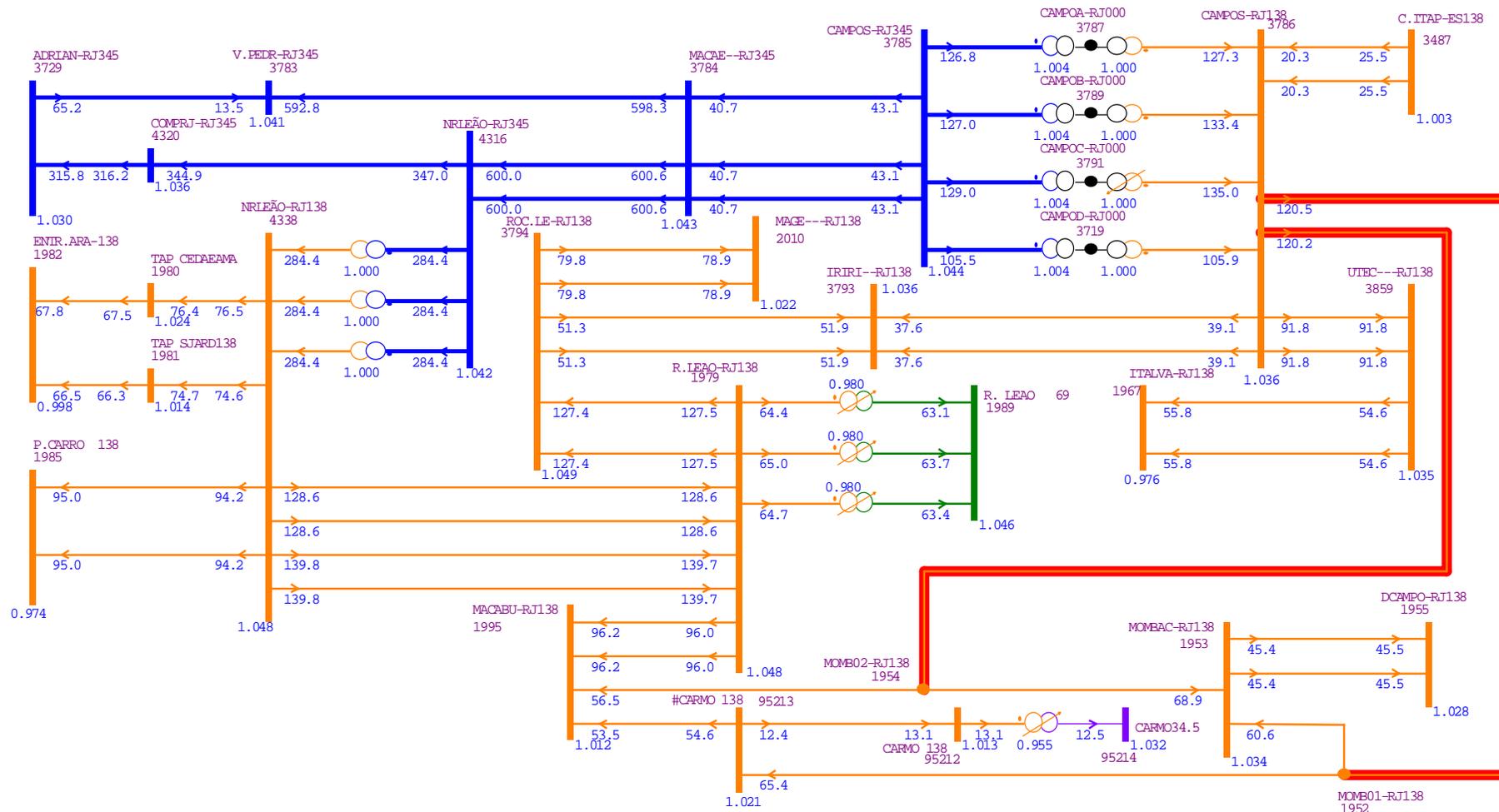
- **Informações da Ampla**

A Ampla informou através de e-mails que:

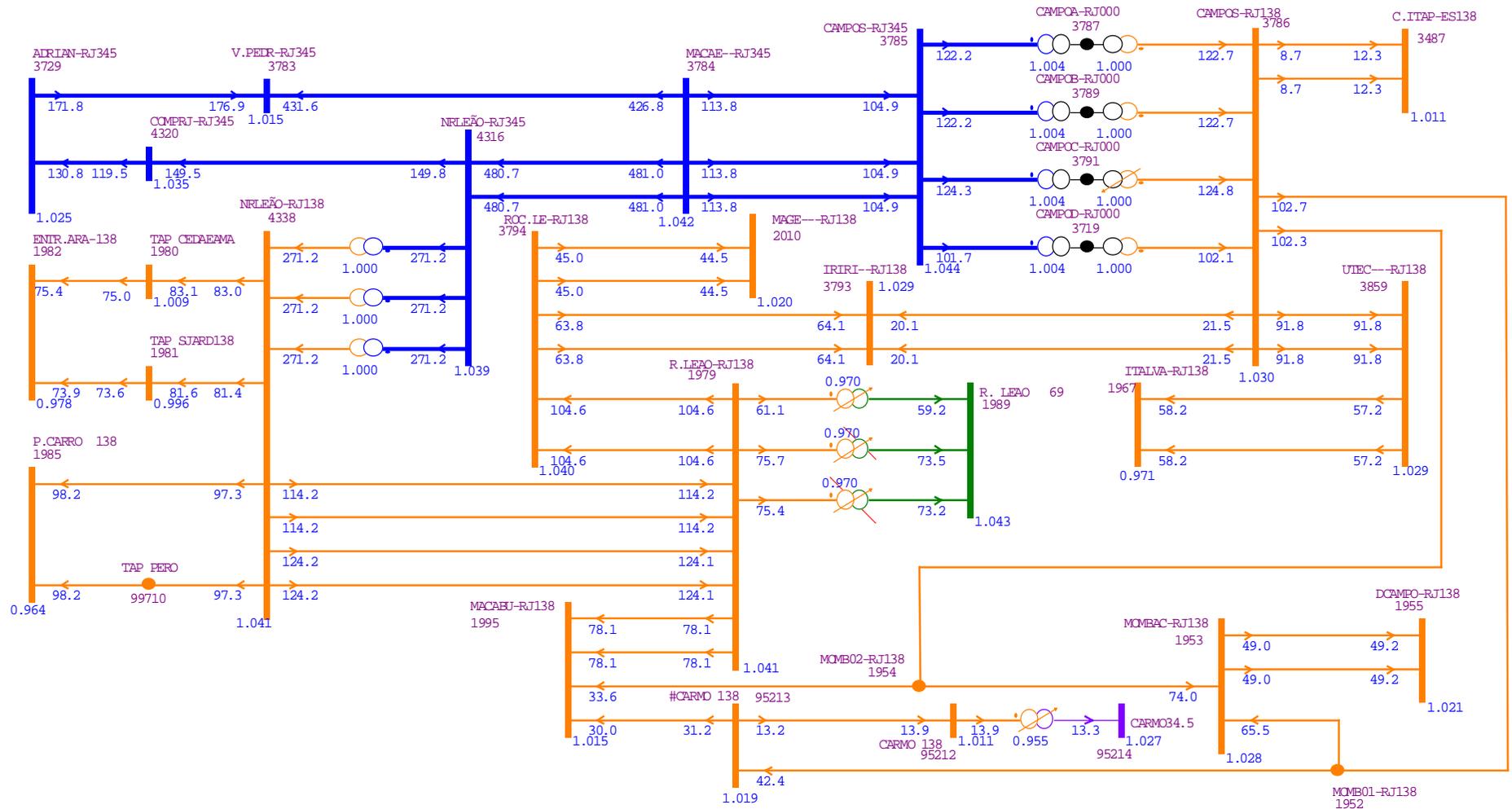
- a SE Rocha Leão (Ampla) não possui espaço para ampliações;
- na SE Macabu não há espaço para bays novos de 138 kV.

19. Anexo 2 – Diagramas de Fluxo de Potência – alternativas anteriores à alteração na forma de acesso a SE Lagos pela Ampla

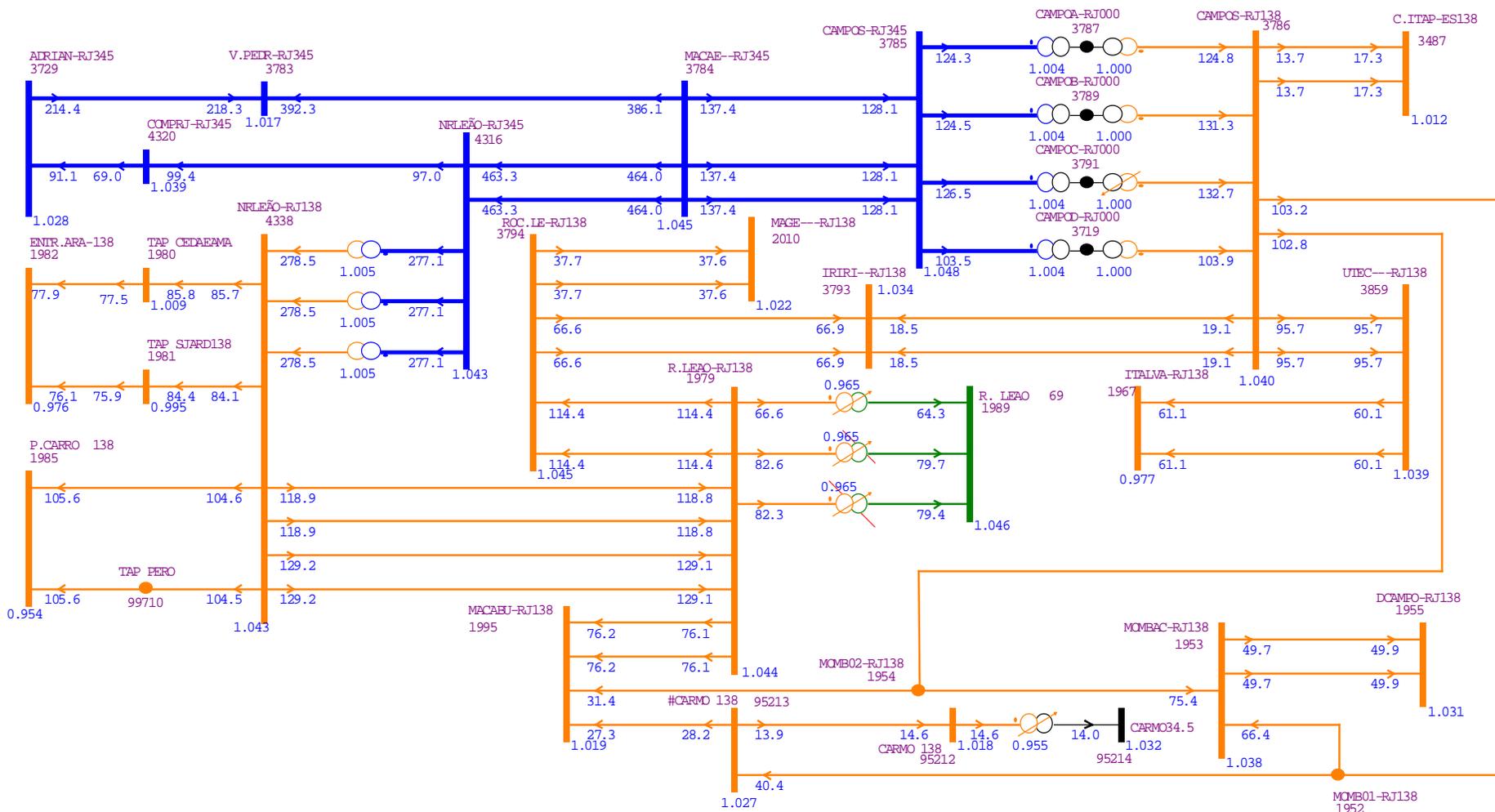
Nos diagramas a seguir são mostrados os diagramas de fluxo de potência das alternativas para o período analisado.



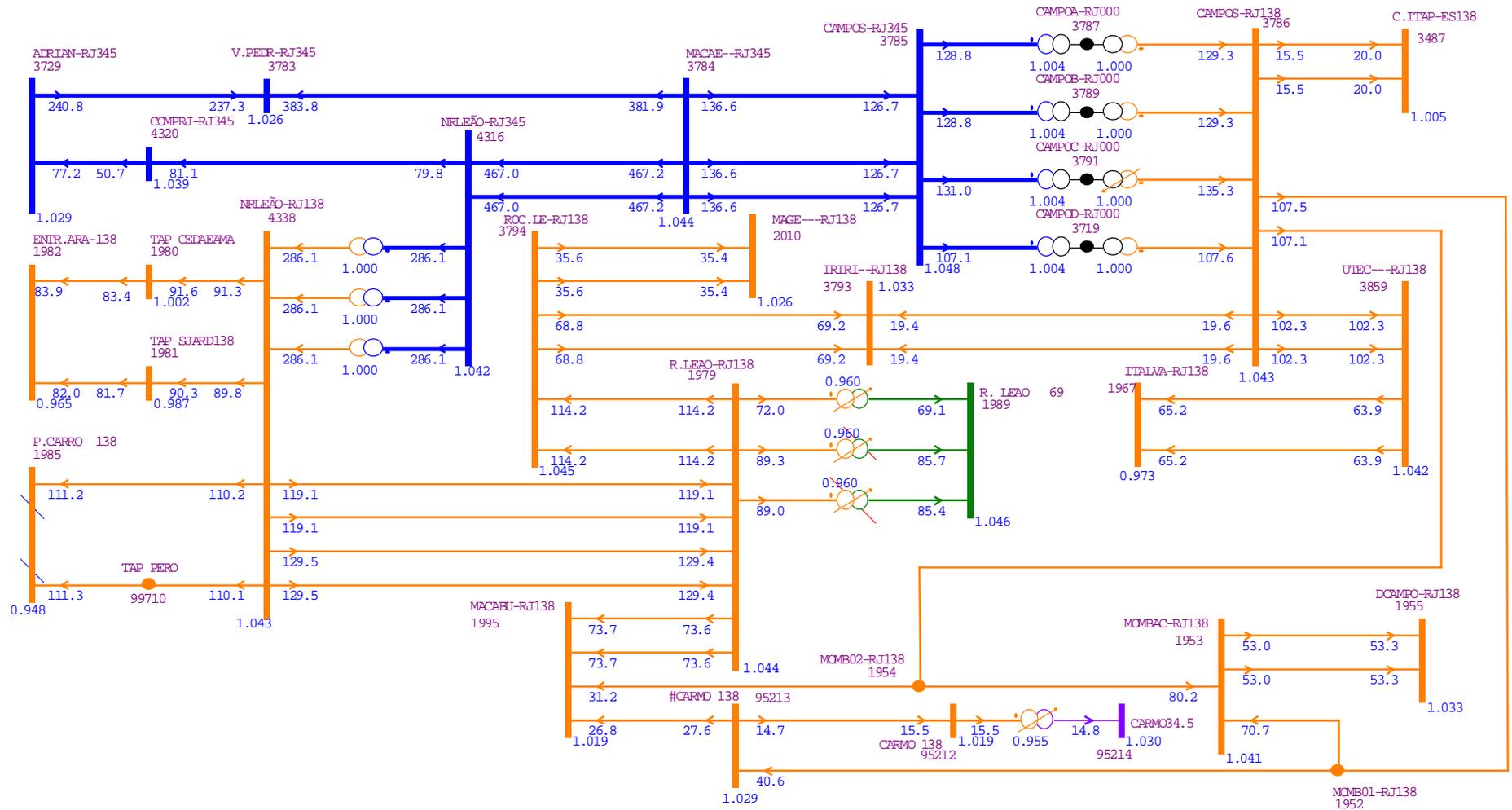
Alternativa 1 C – Carga Pesada – 2019



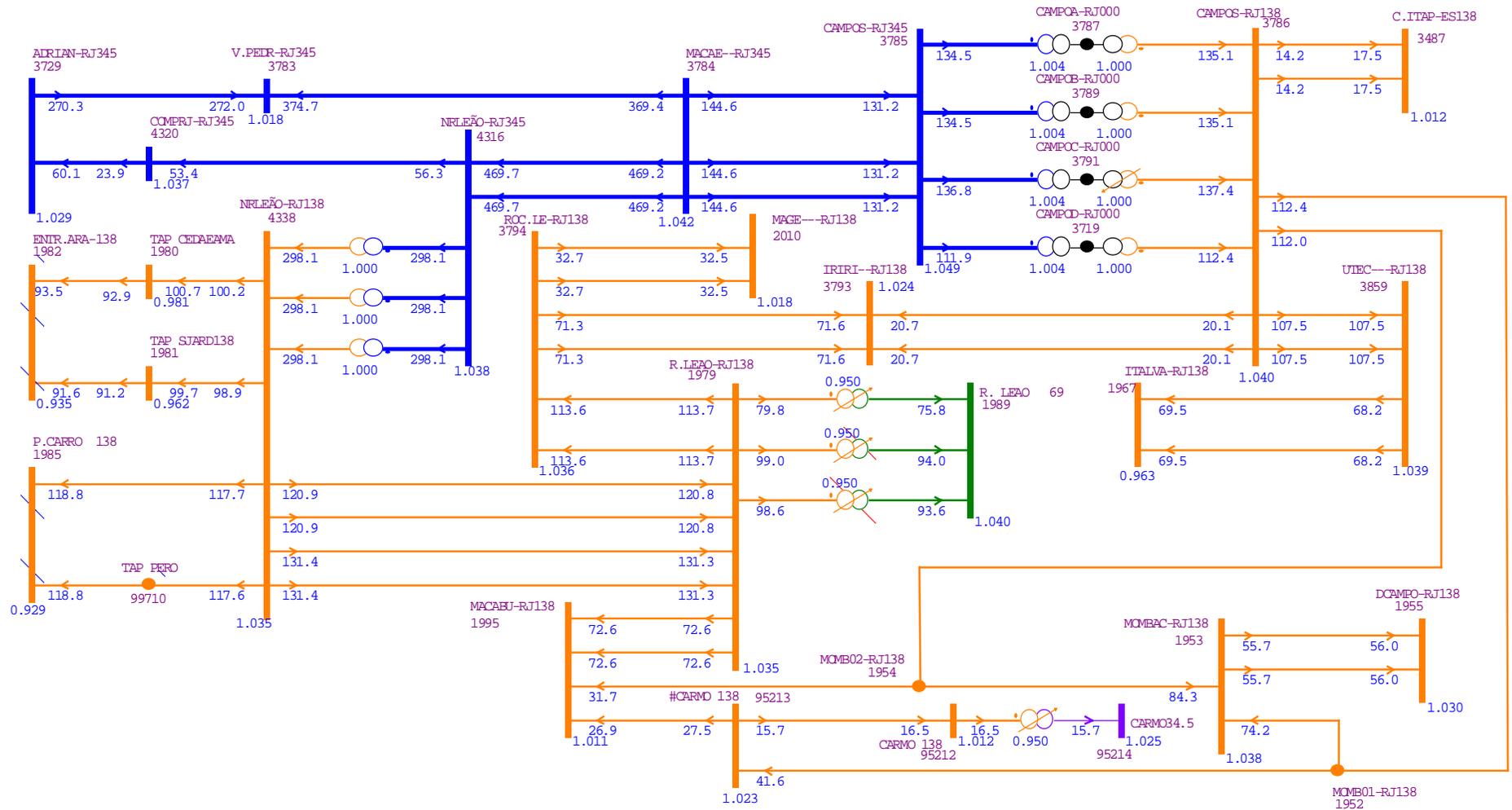
Alternativa 1 C – Carga Pesada – 2020



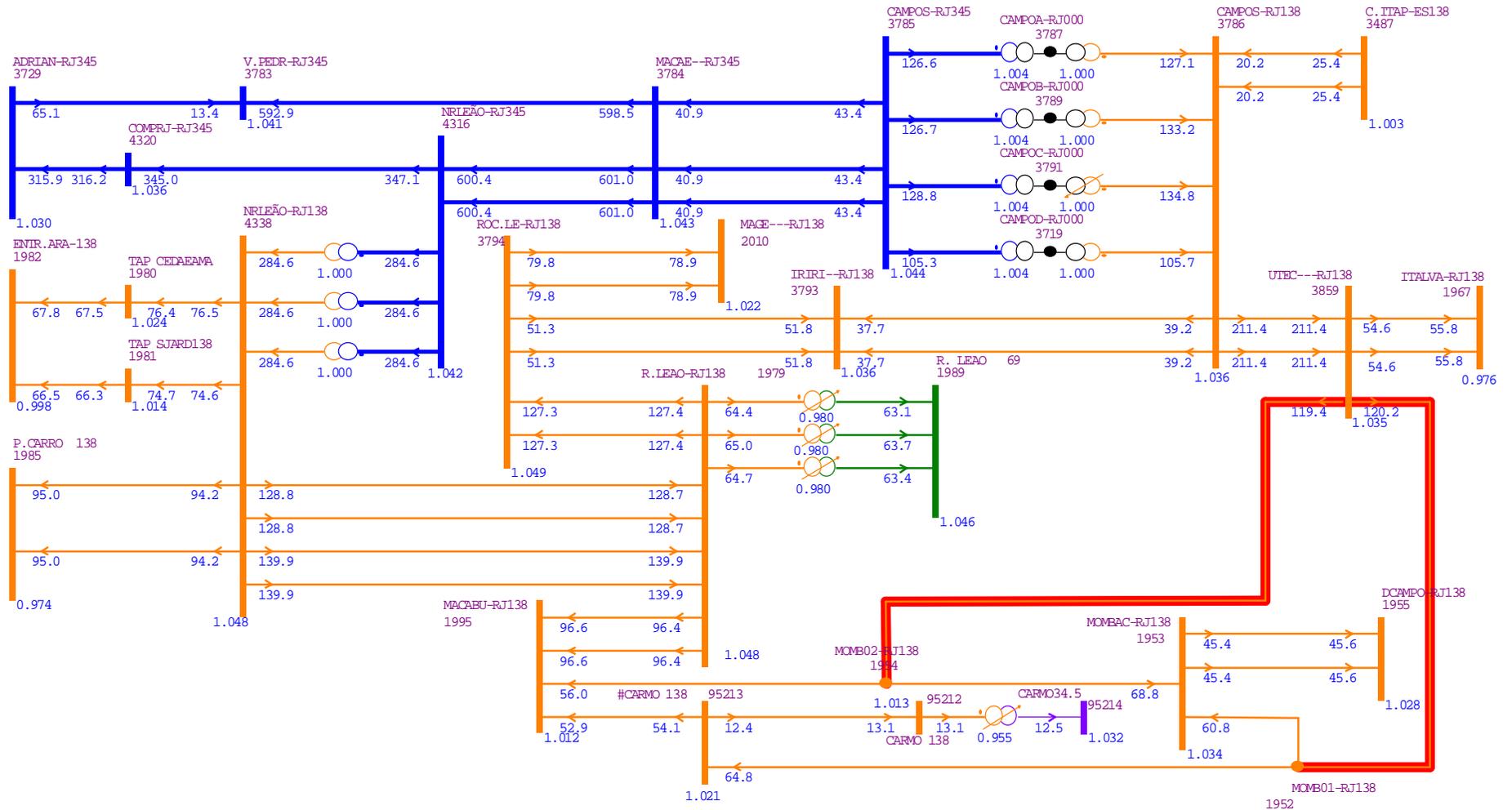
Alternativa 1 C – Carga Pesada – 2021



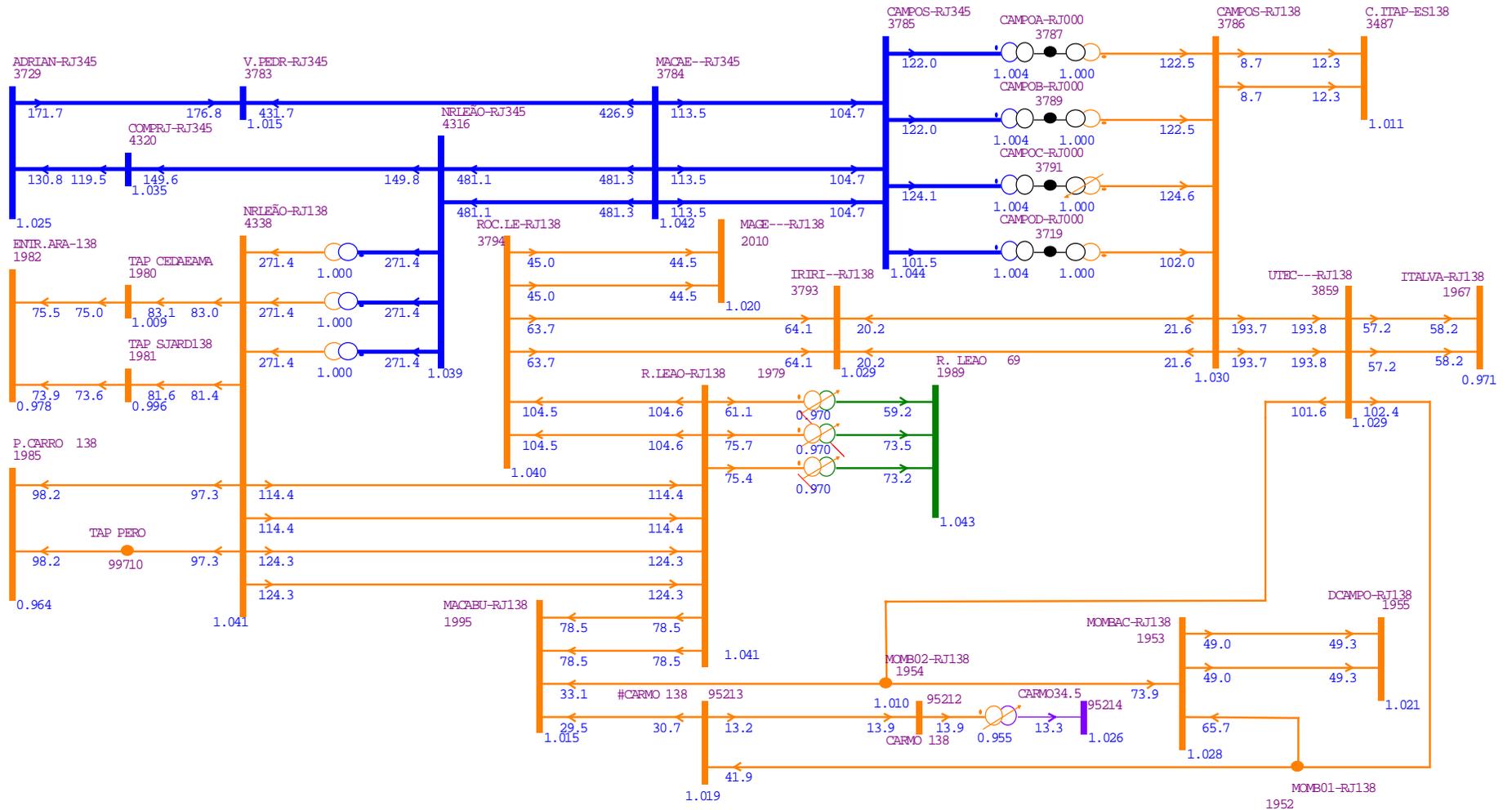
Alternativa 1 C – Carga Pesada - 2022



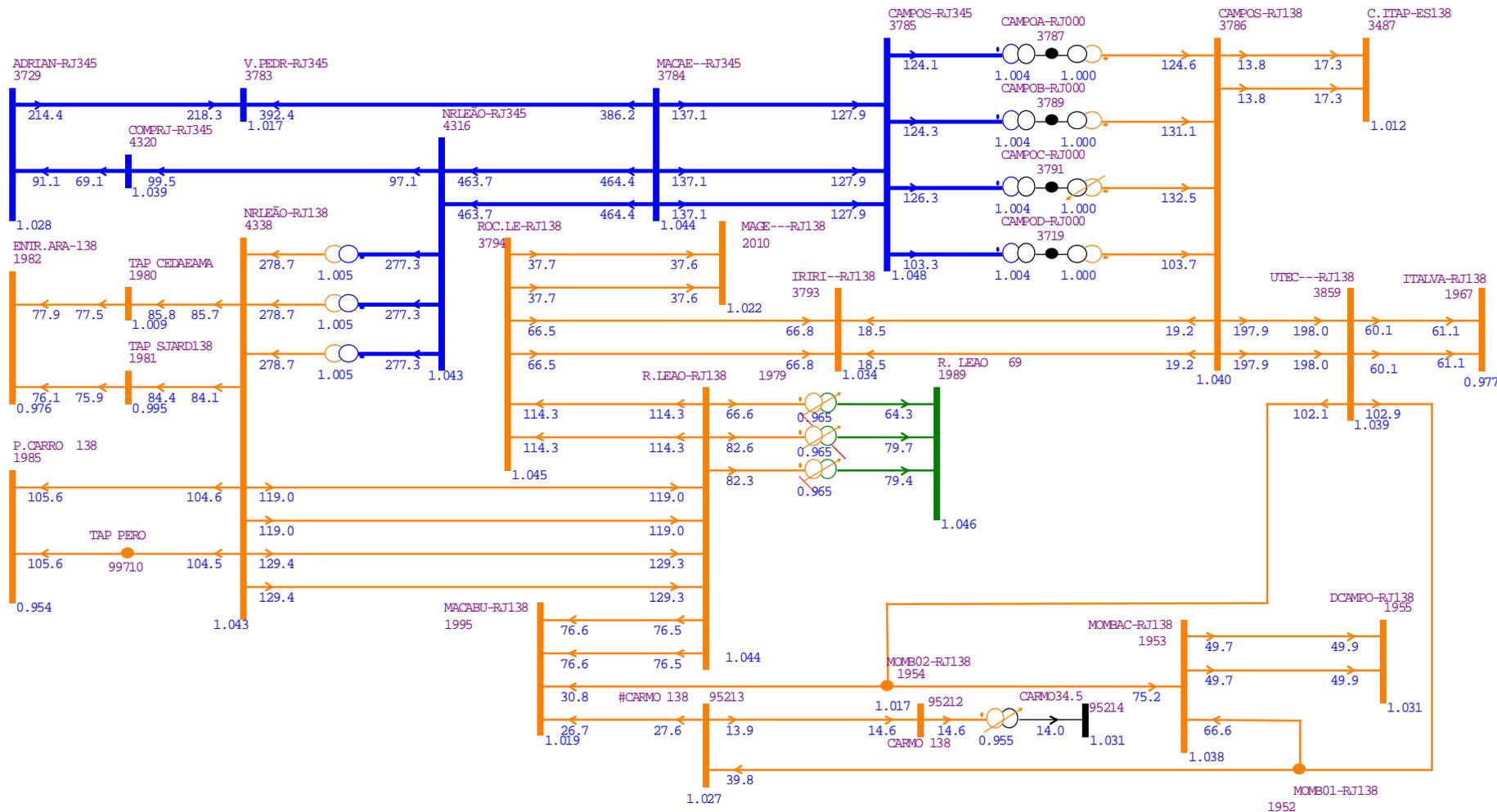
Alternativa 1 C – Carga Pesada – 2023



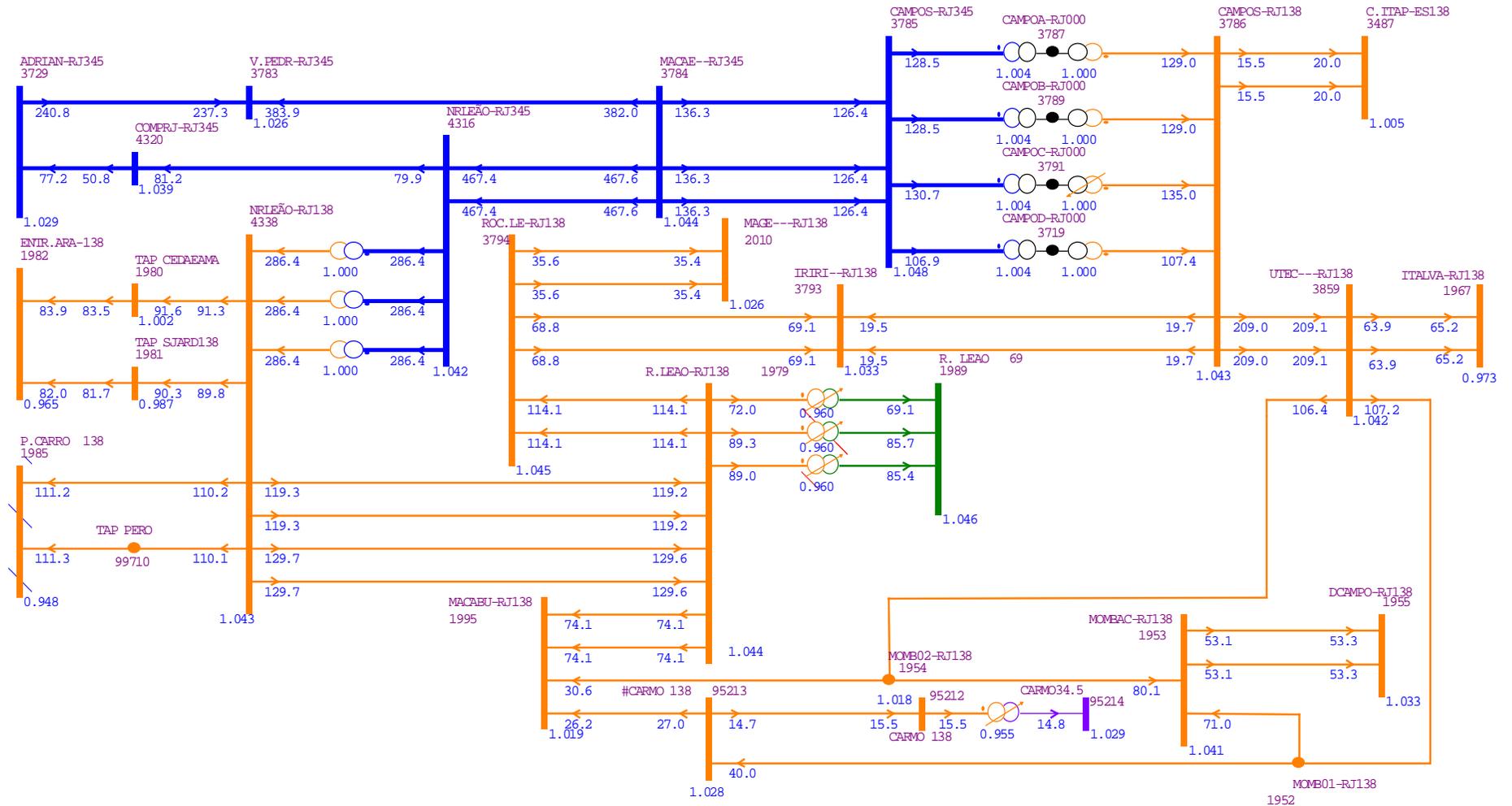
Alternativa 1 A – Carga Pesada – 2019



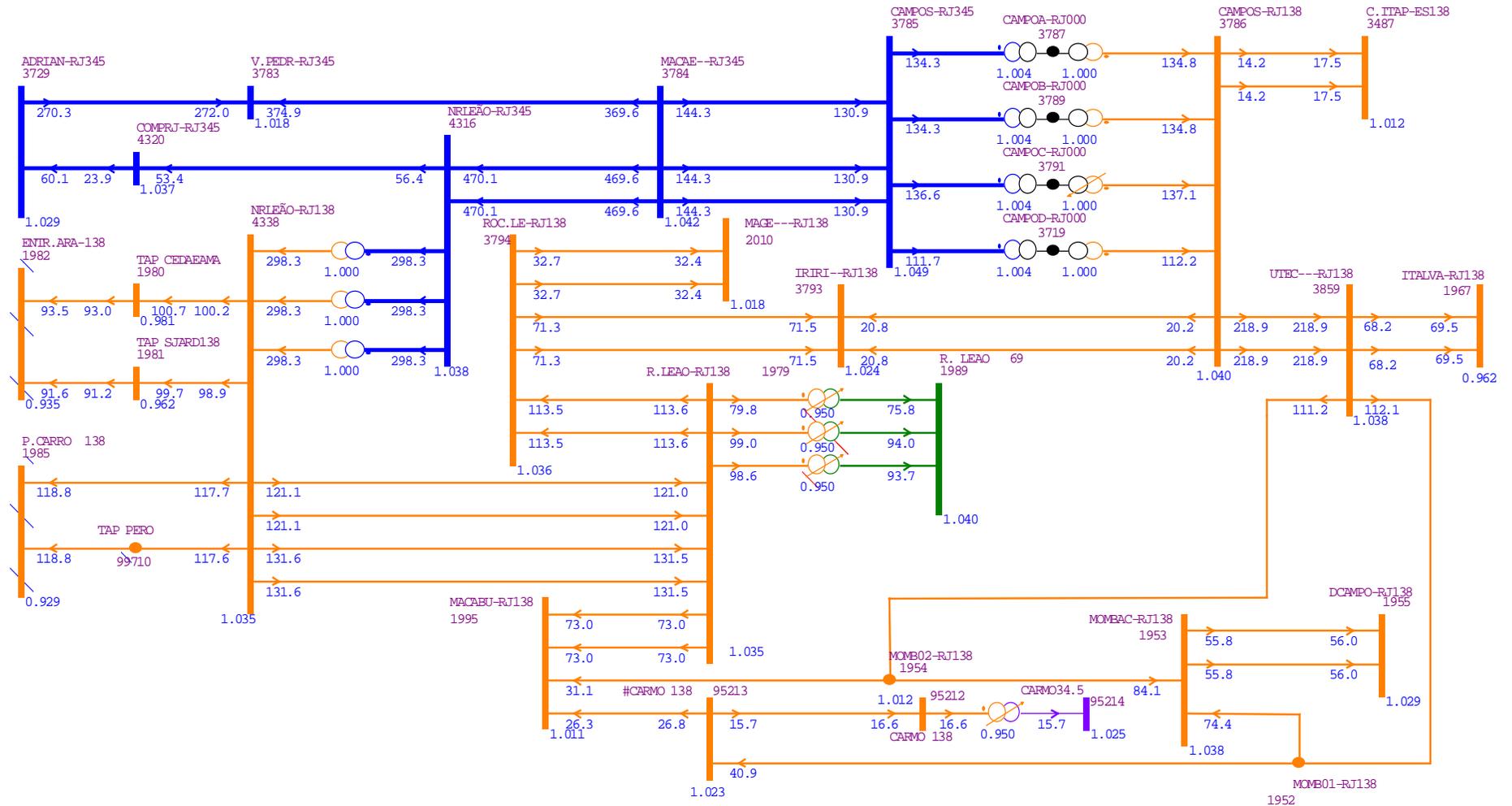
Alternativa 1 A – Carga Pesada – 2020



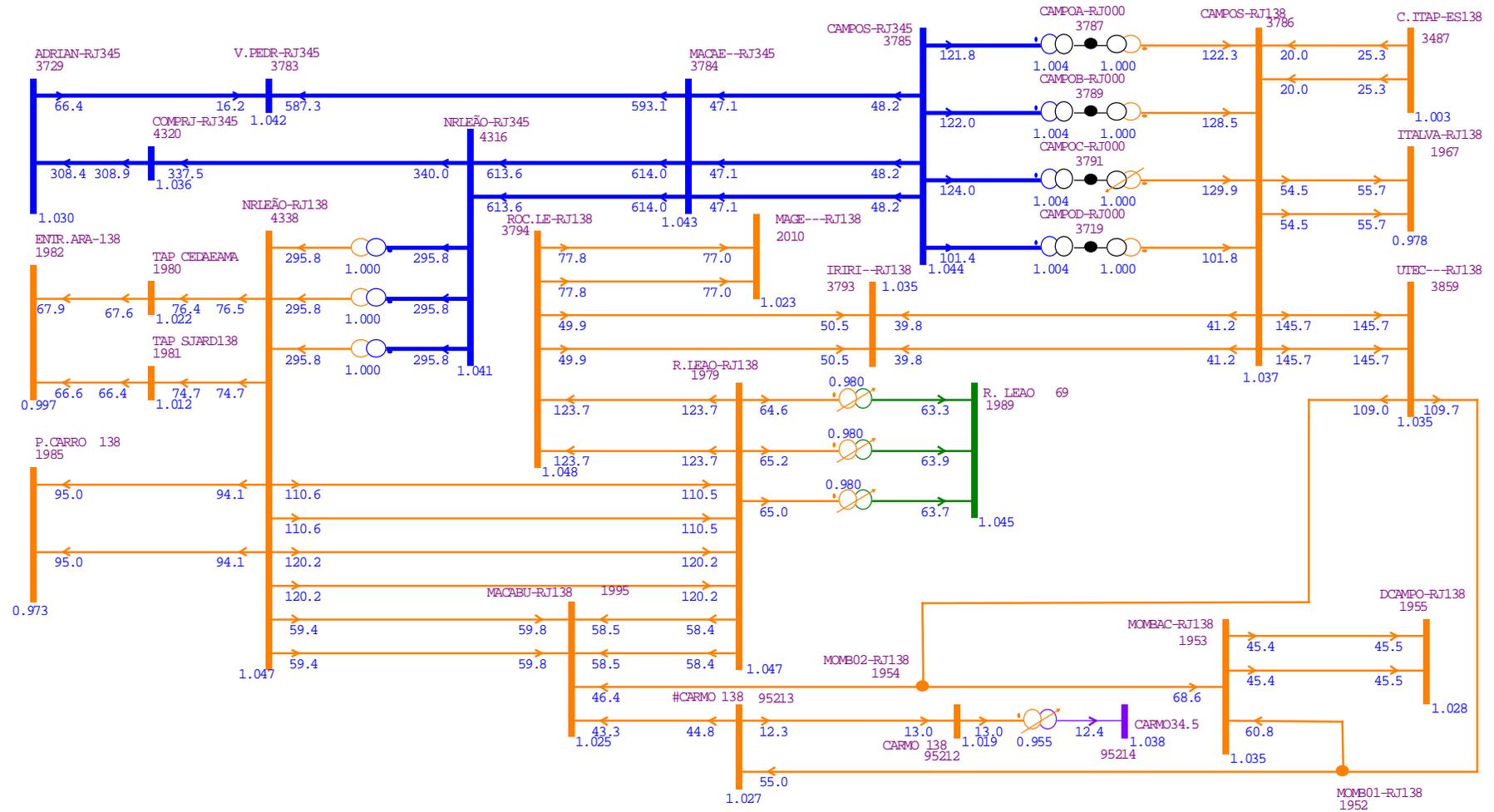
Alternativa 1 A – Carga Pesada - 2021



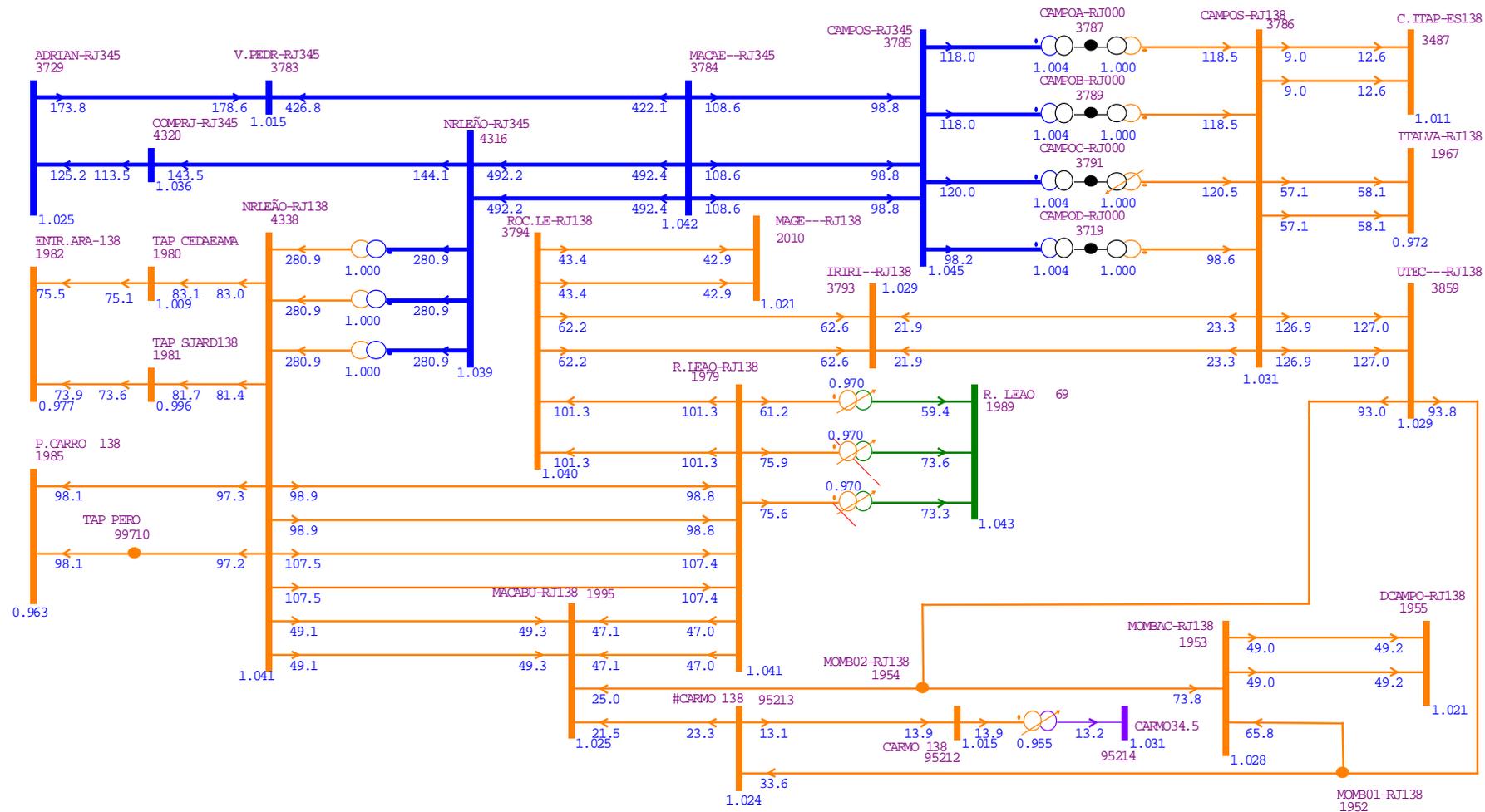
Alternativa 1 A - Carga Pesada – 2022



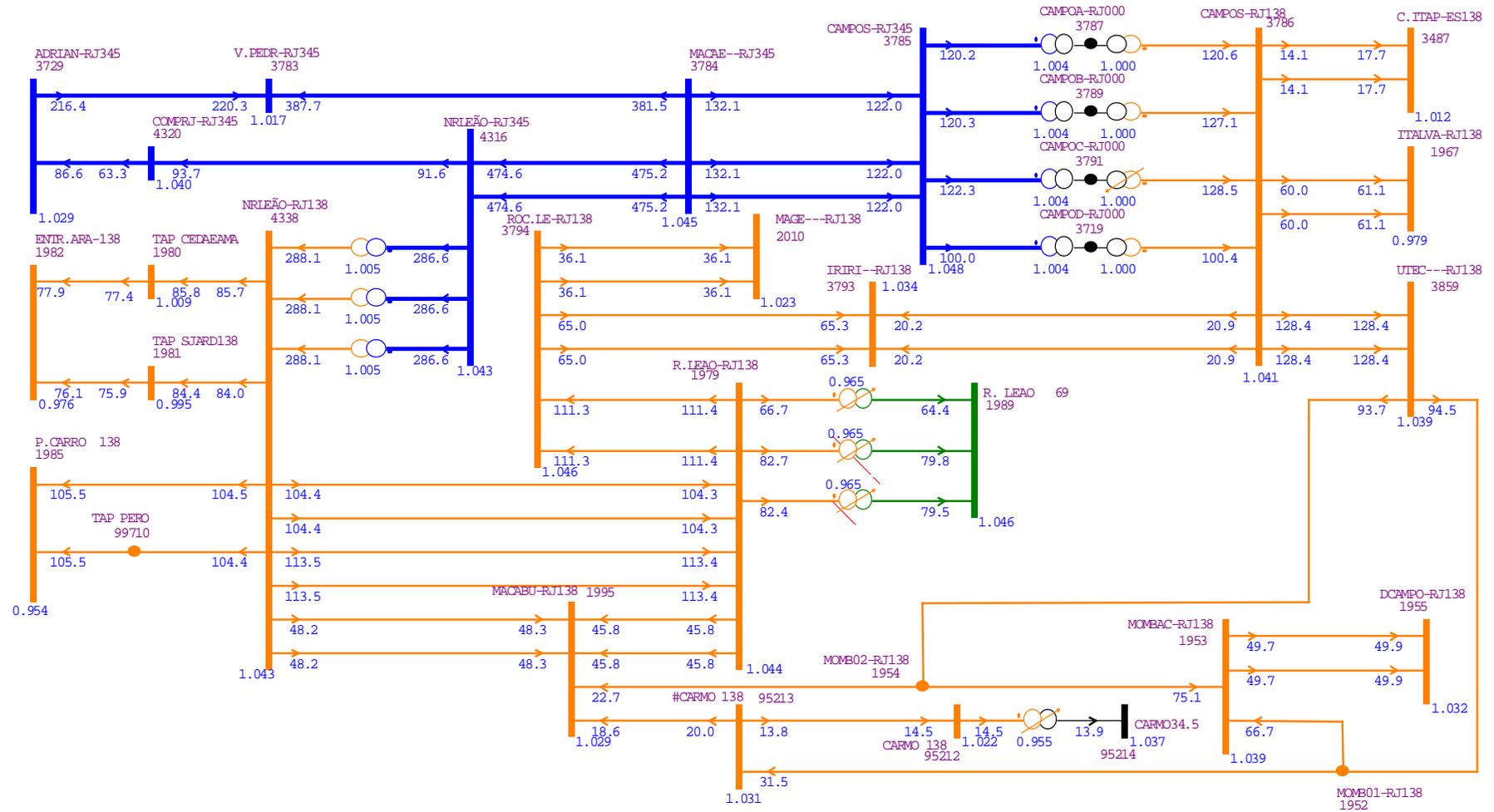
Alternativa 1 A - Carga Pesada – 2023



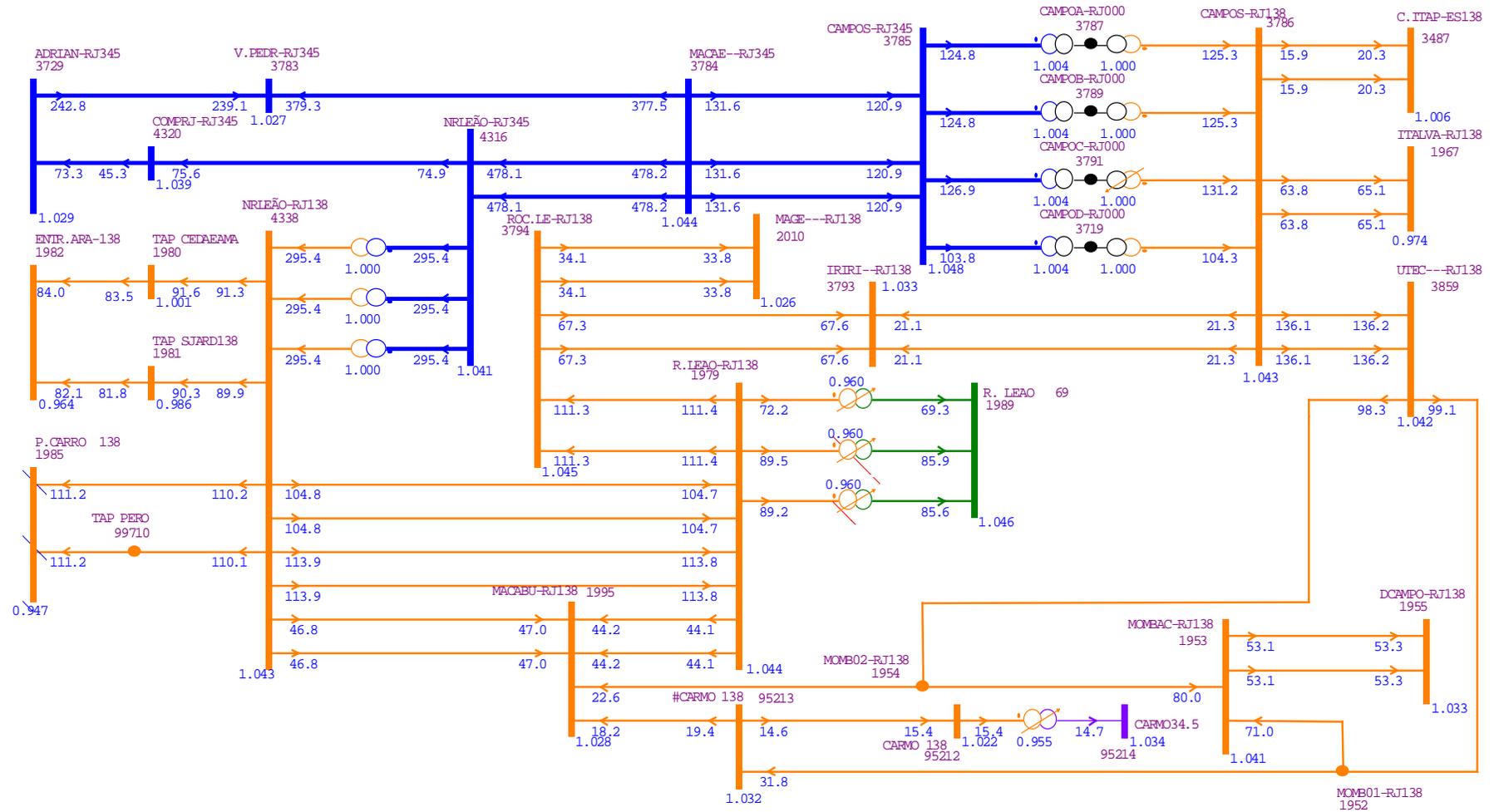
Alternativa 1 B – Carga Pesada – 2019



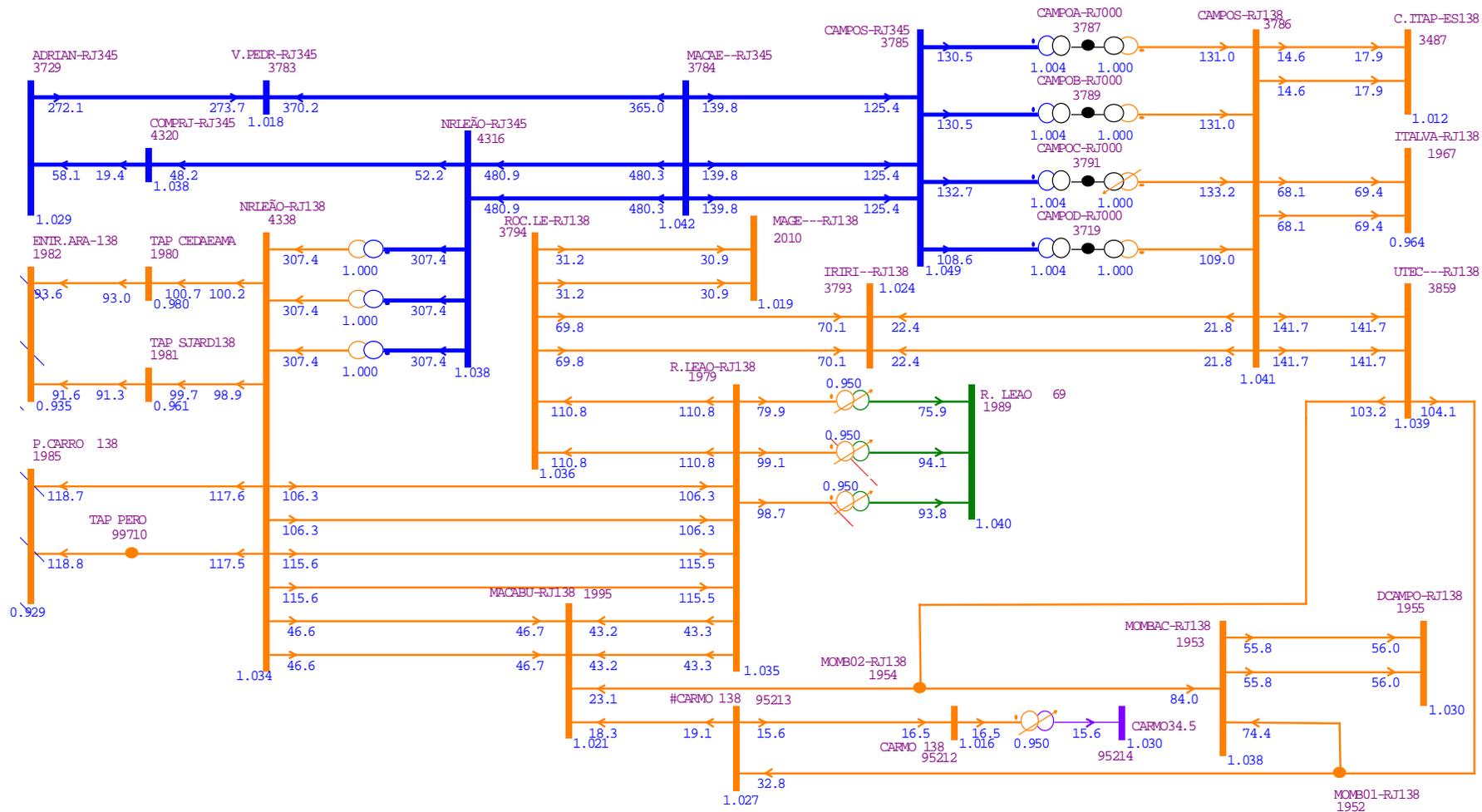
Alternativa 1 B – Carga Pesada – 2020



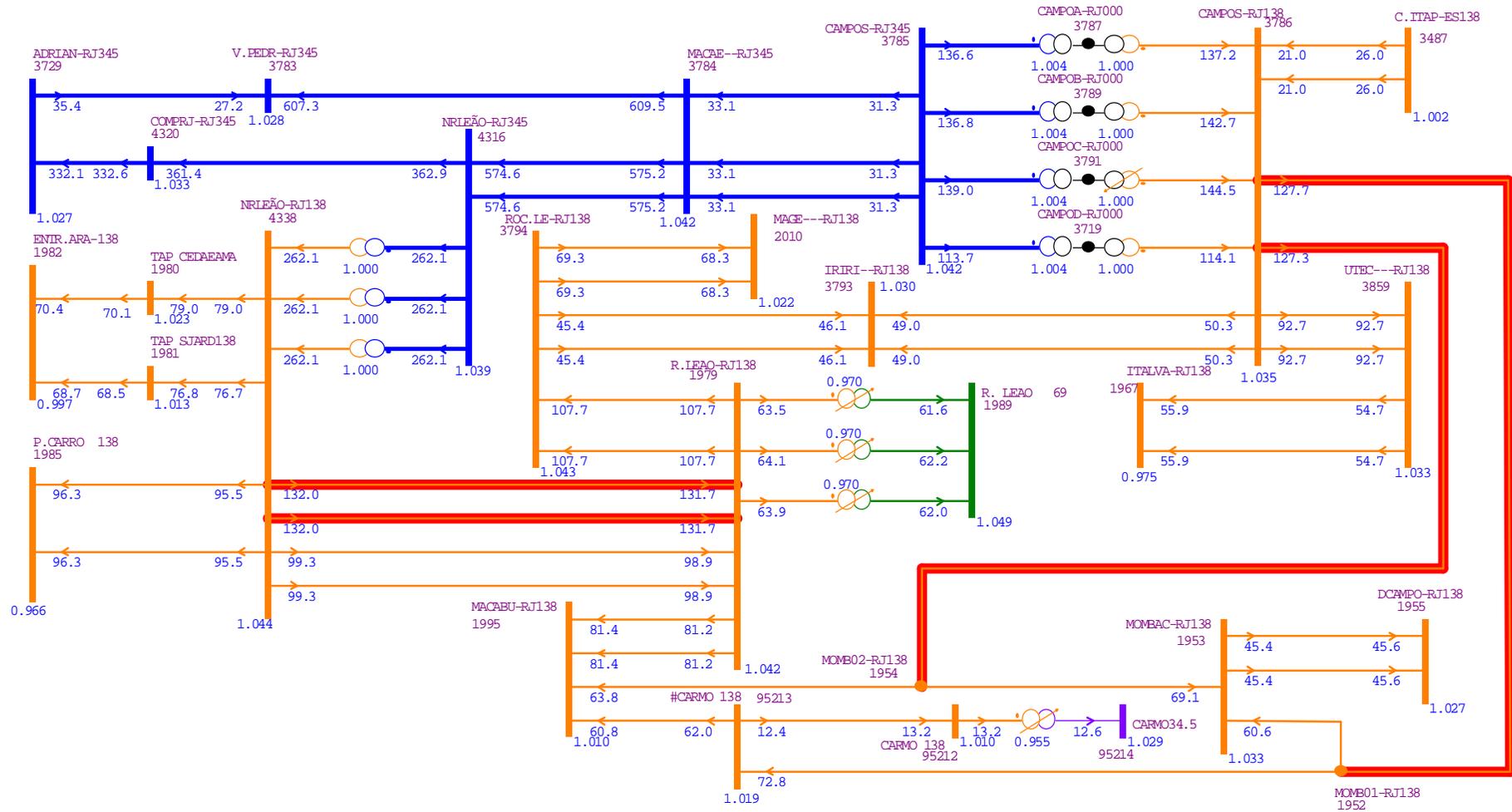
Alternativa 1 B – Carga Pesada - 2021



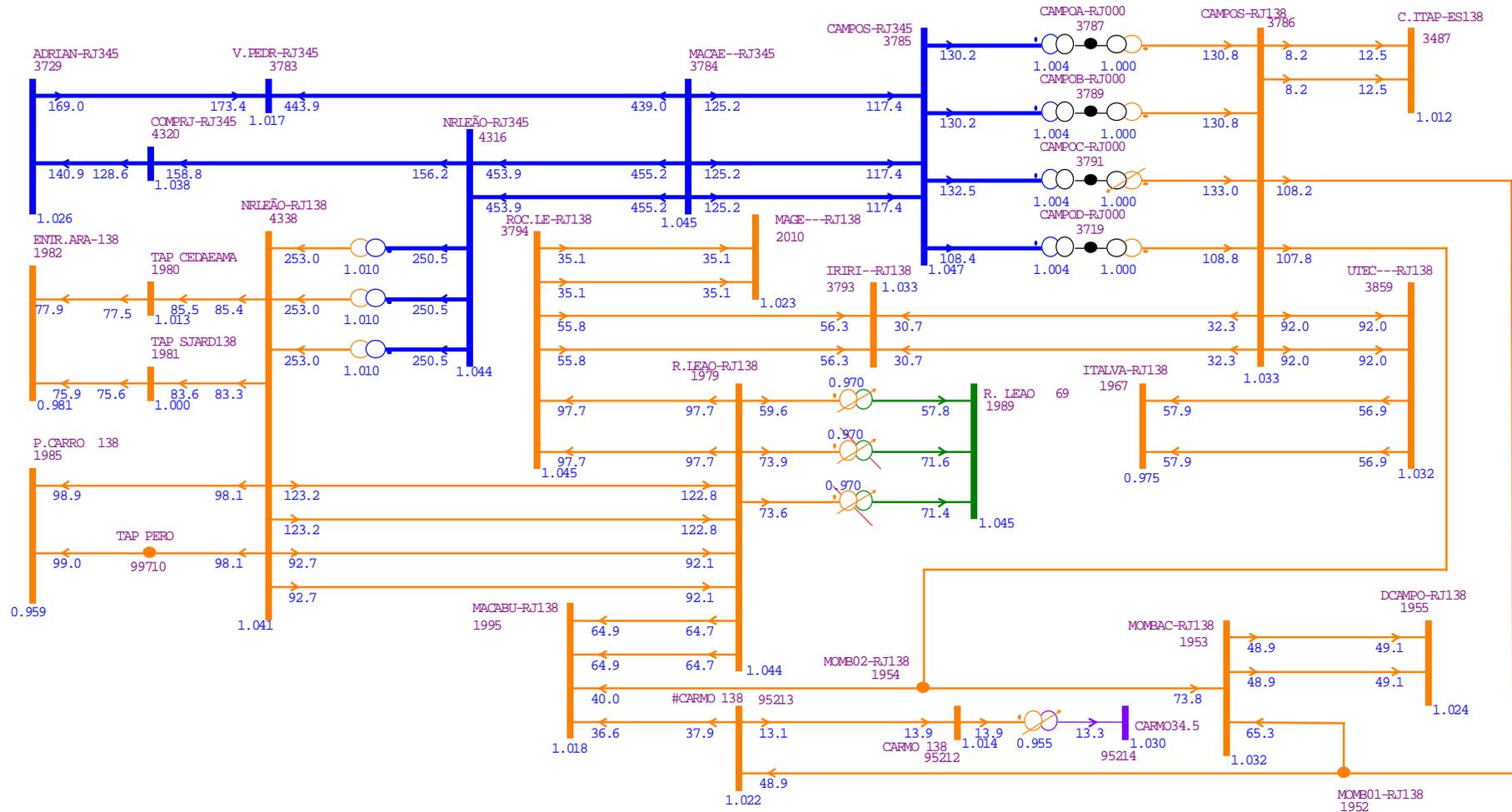
Alternativa 1 B - Carga Pesada – 2022



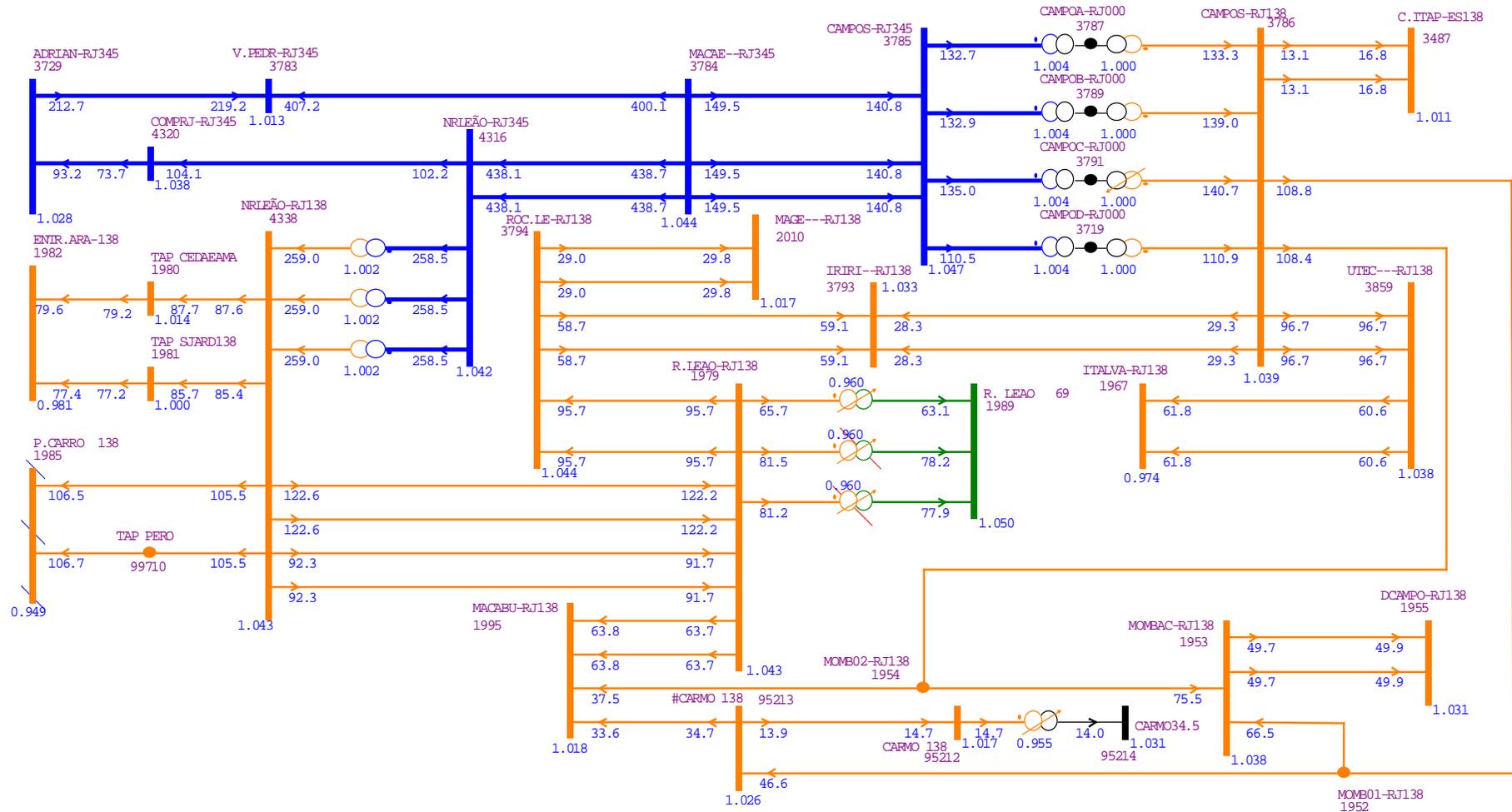
Alternativa 1 B - Carga Pesada – 2023



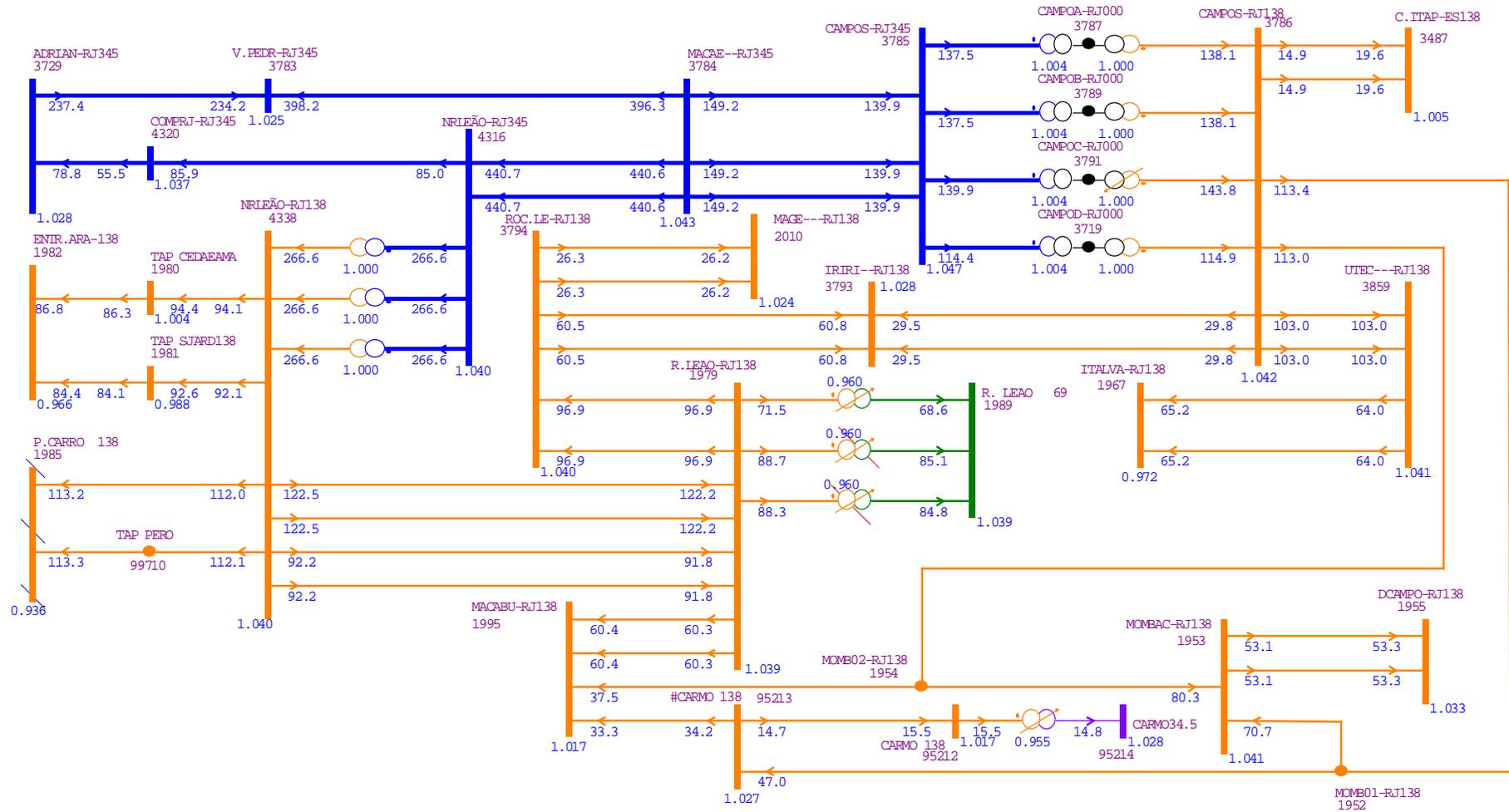
Alternativa 4 C - Carga Pesada – 2019



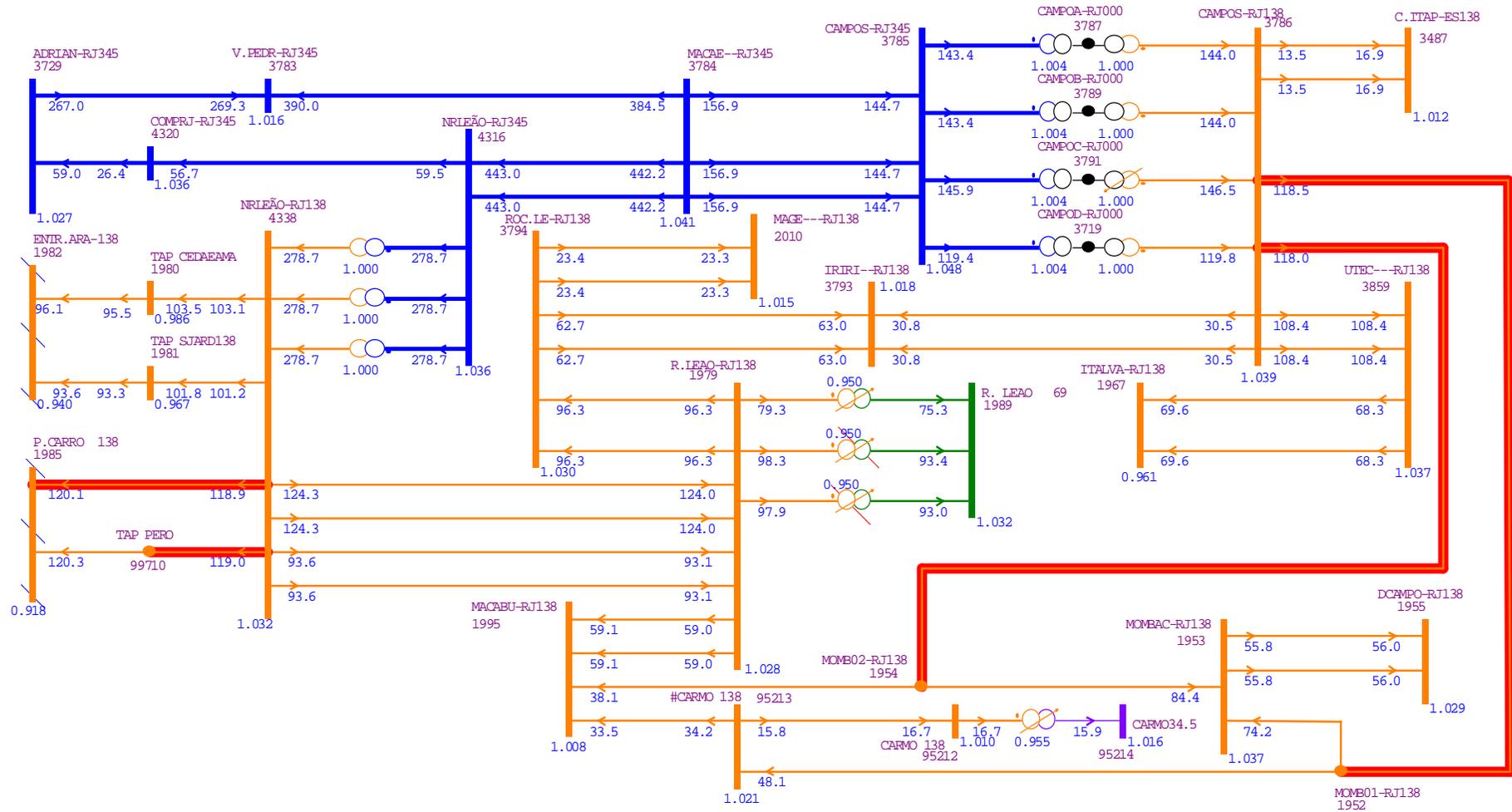
Alternativa 4 C - Carga Pesada – 2020



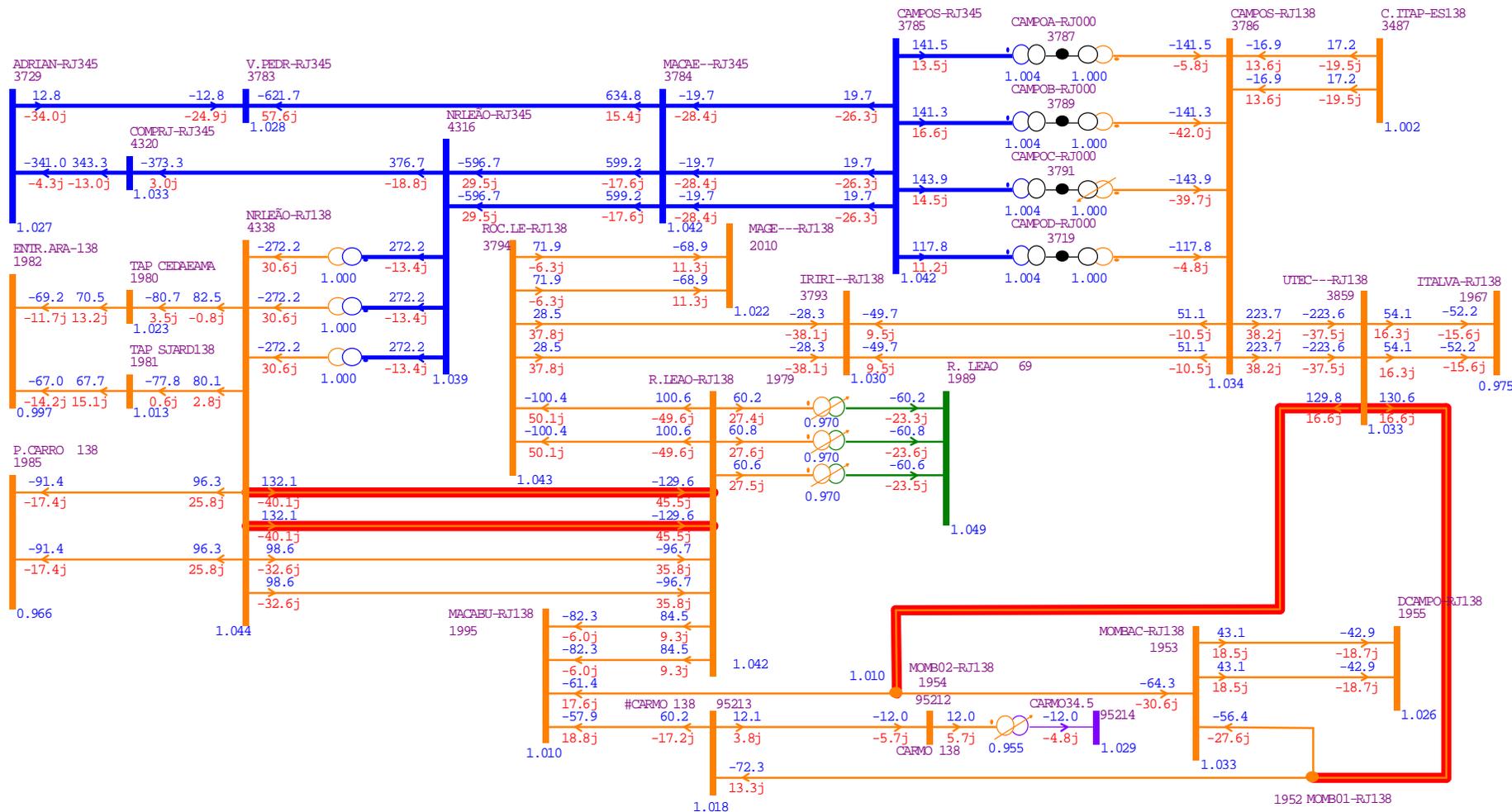
Alternativa 4 C - Carga Pesada – 2021



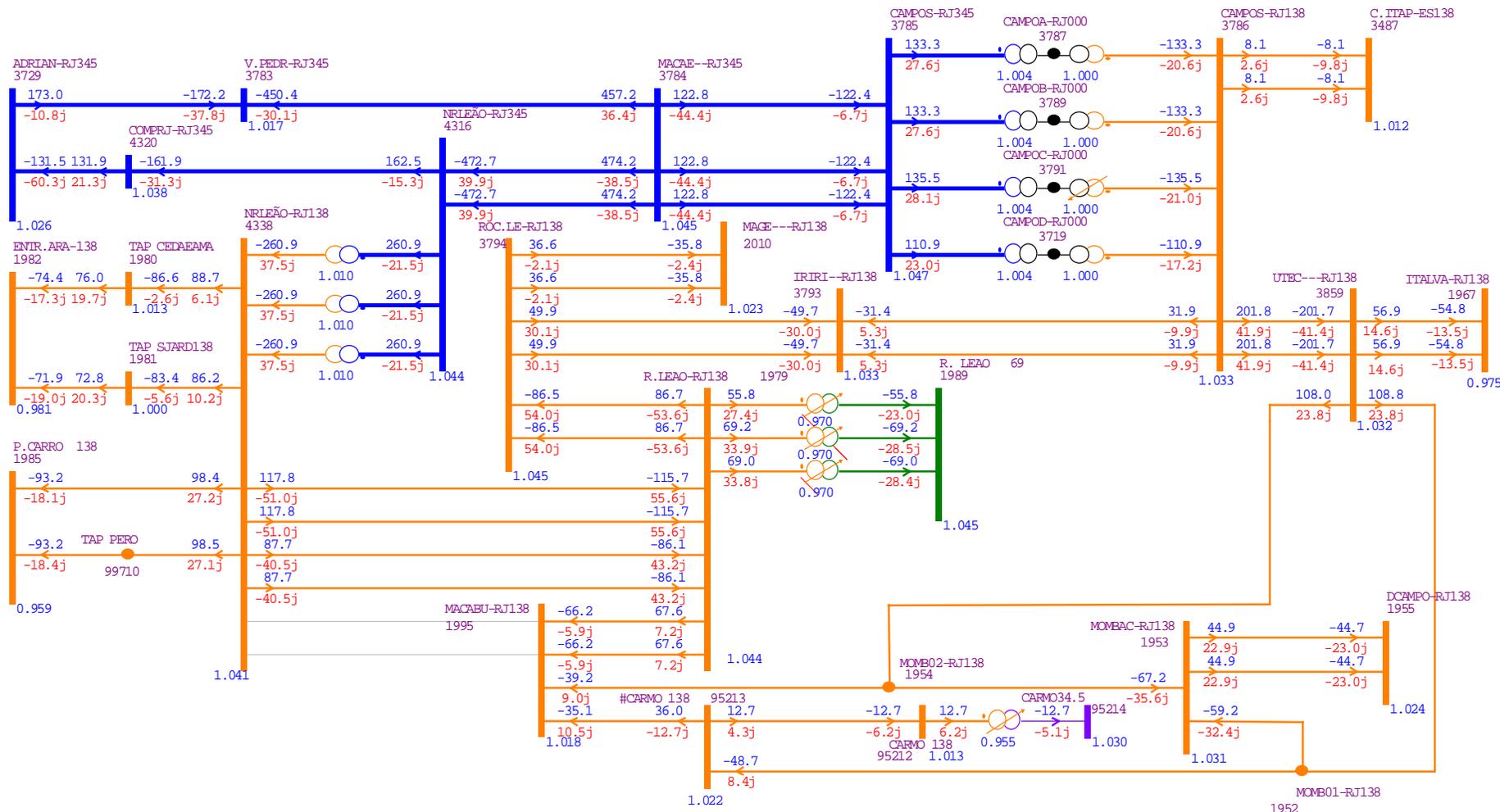
Alternativa 4 C - Carga Pesada – 2022



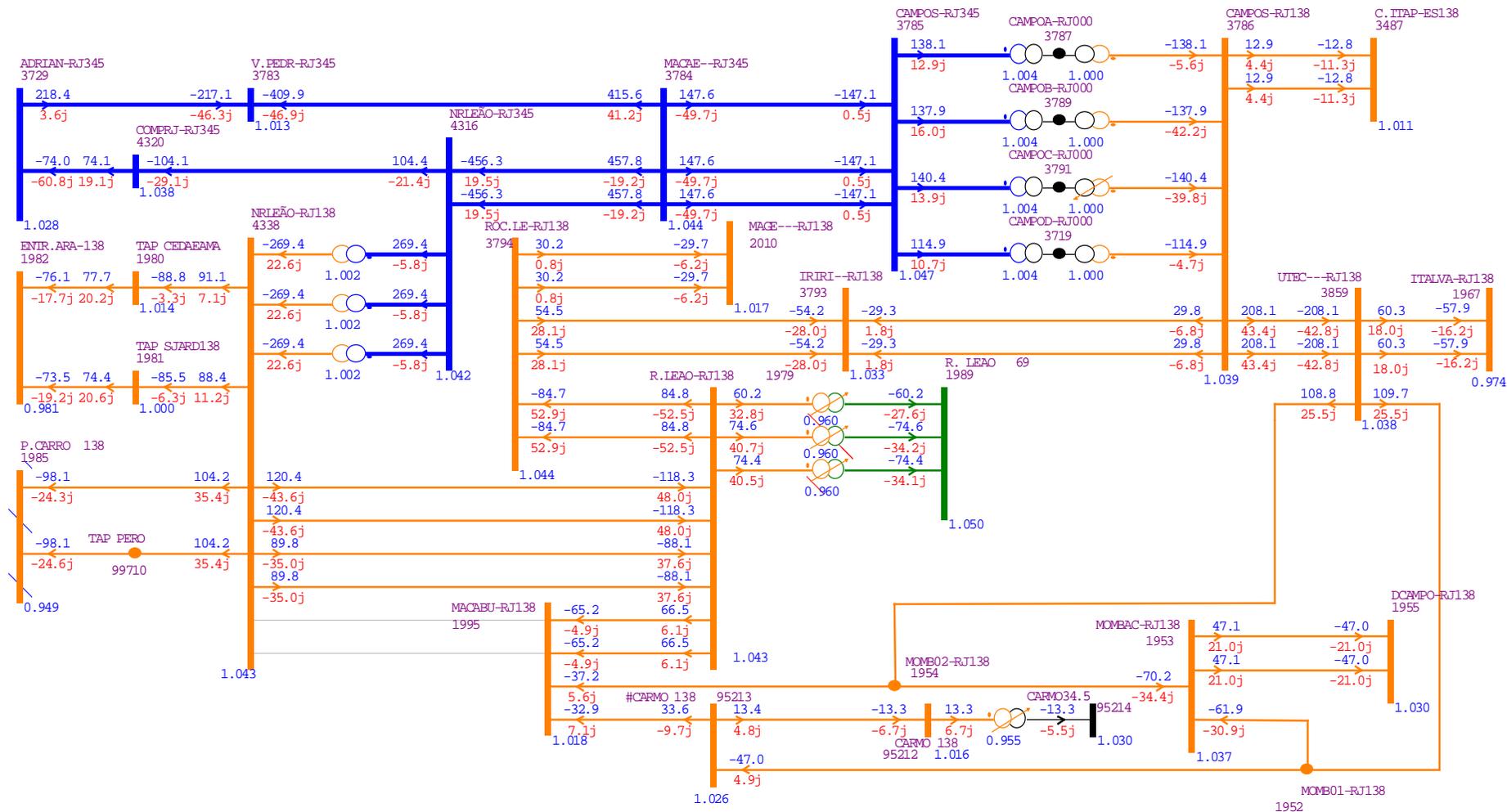
Alternativa 4 C - Carga Pesada – 2023



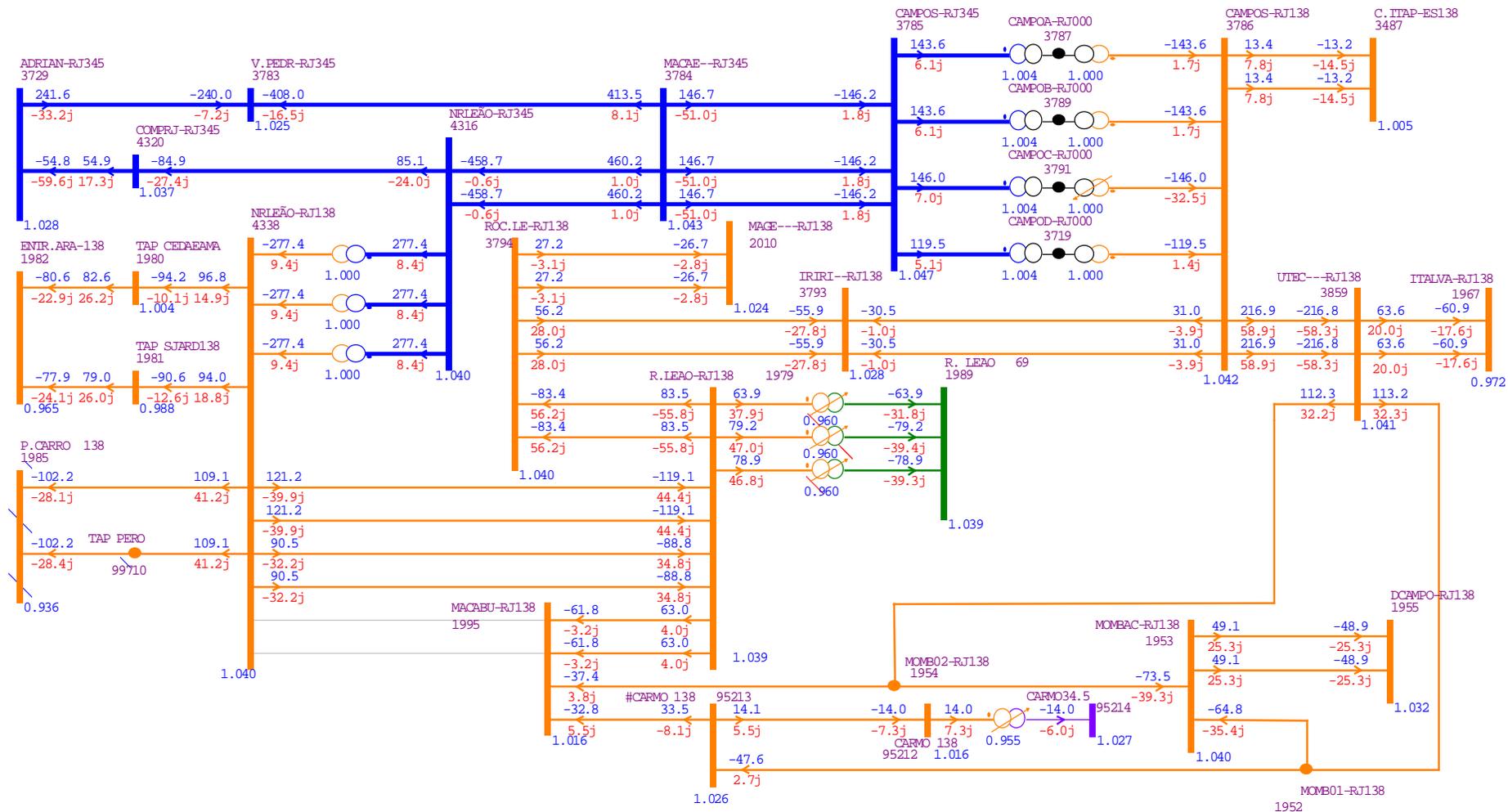
Alternativa 4 A - Carga Pesada – 2019



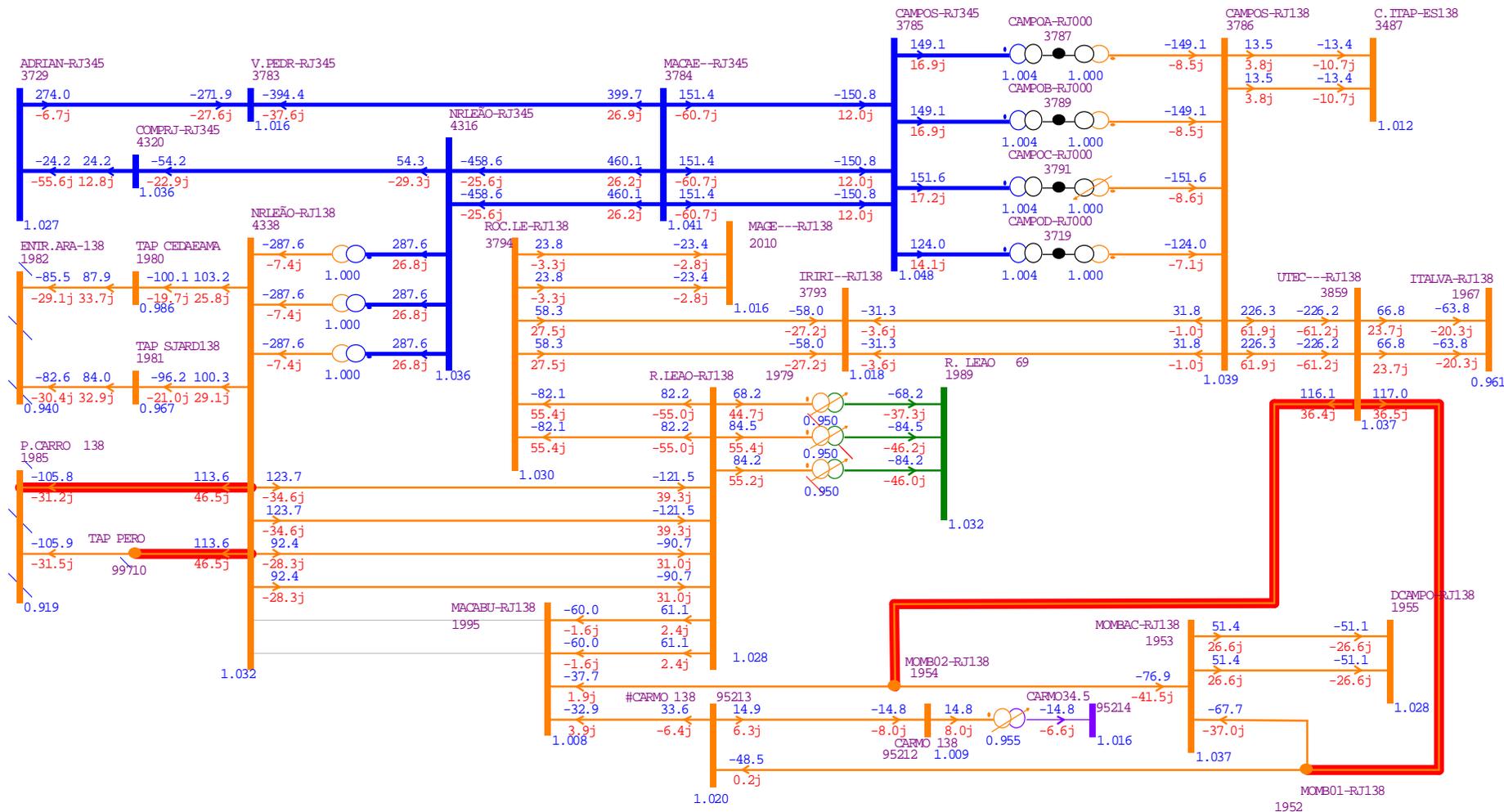
Alternativa 4 A - Carga Pesada – 2020



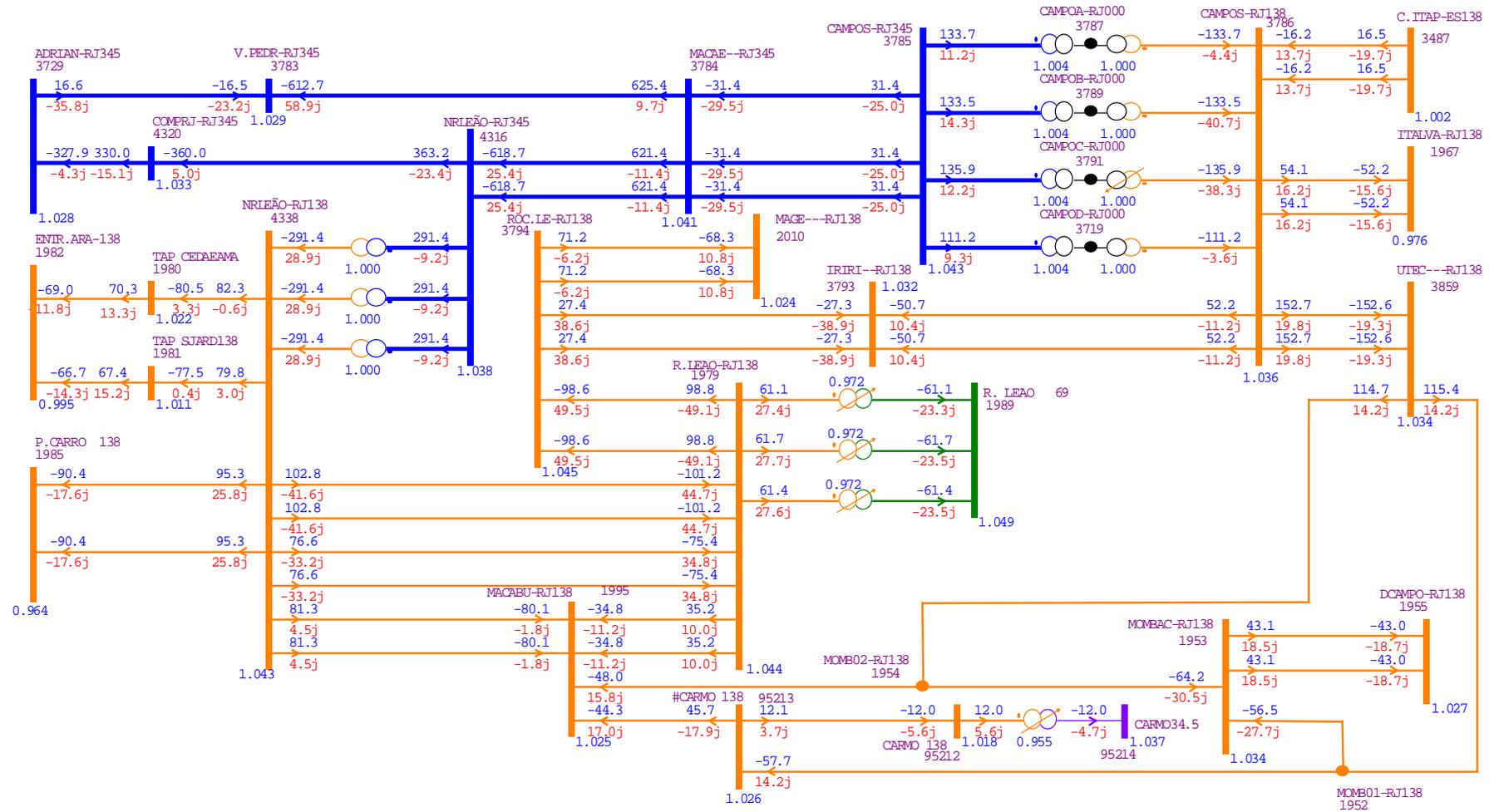
Alternativa 4 A - Carga Pesada – 2021



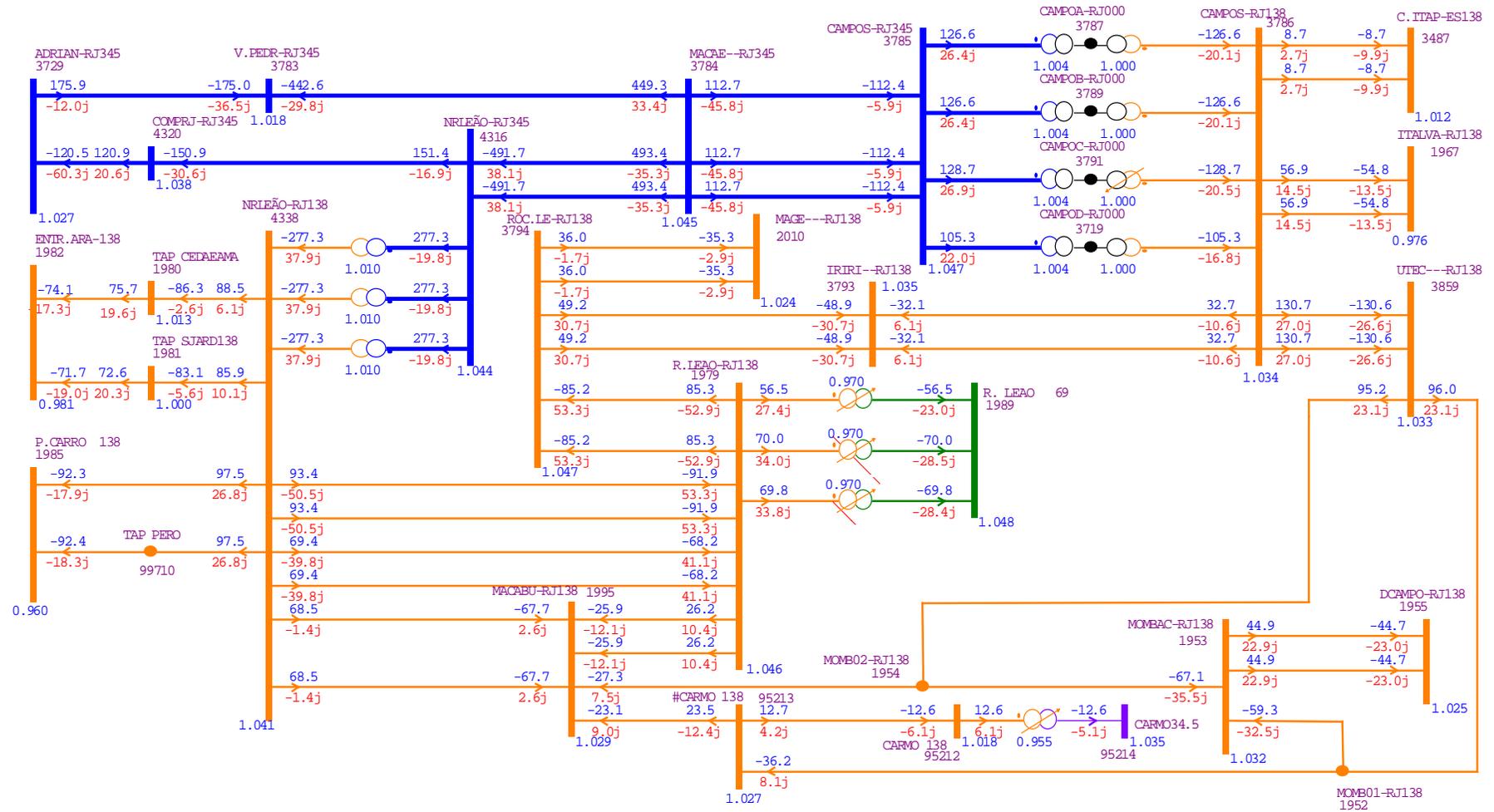
Alternativa 4 A - Carga Pesada – 2022



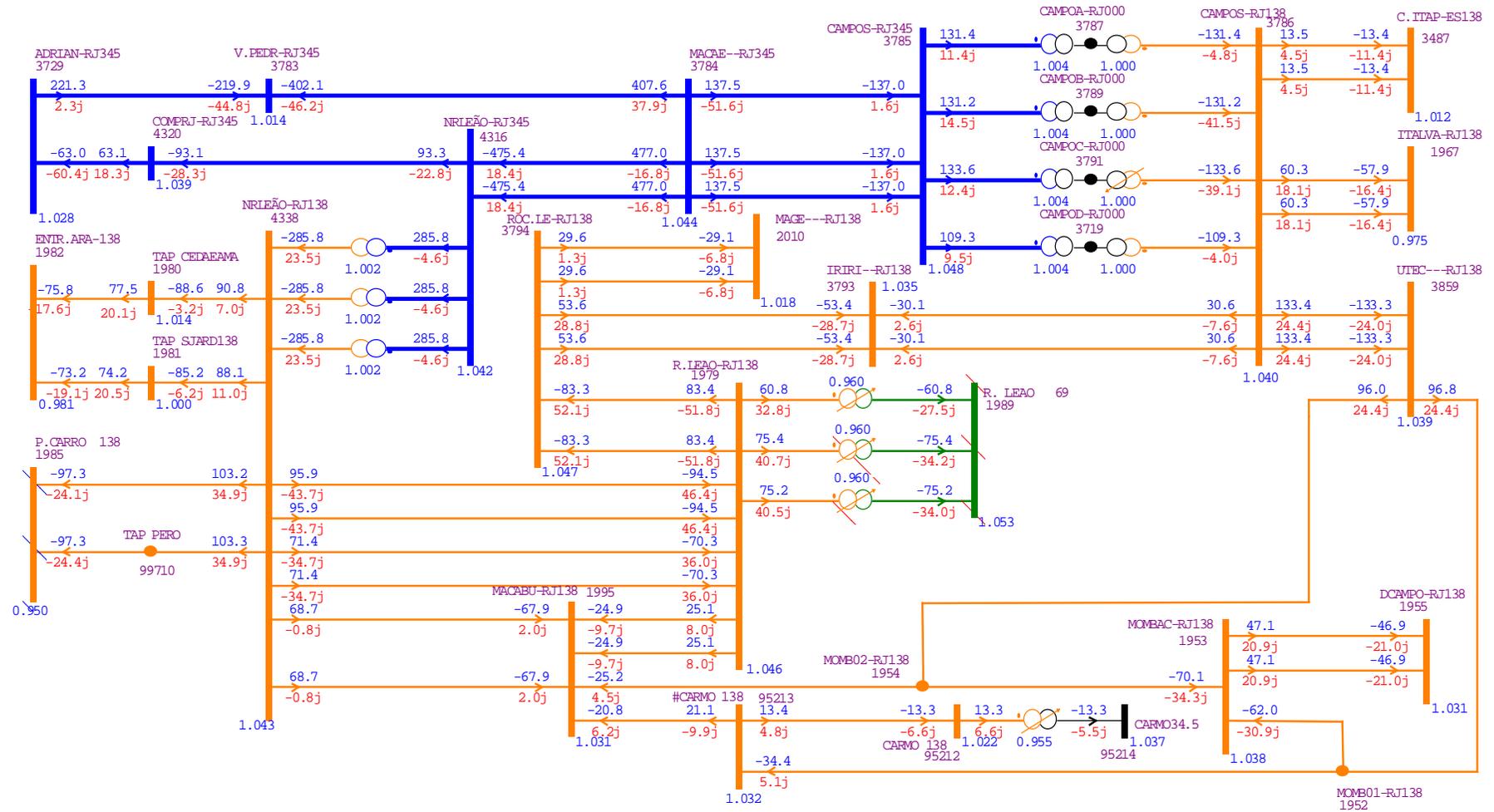
Alternativa 4 A - Carga Pesada – 2023



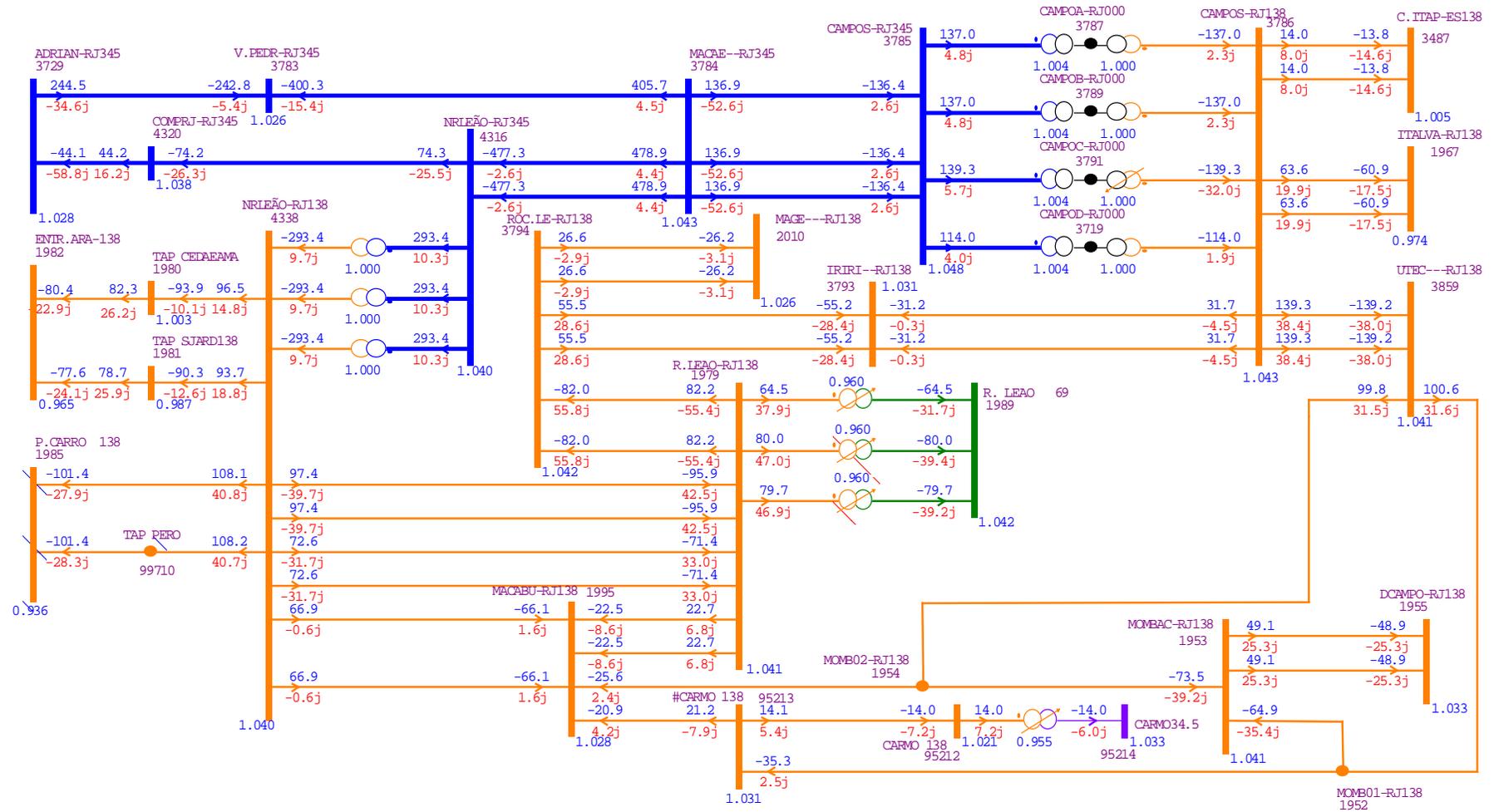
Alternativa 4 B - Carga Pesada – 2019



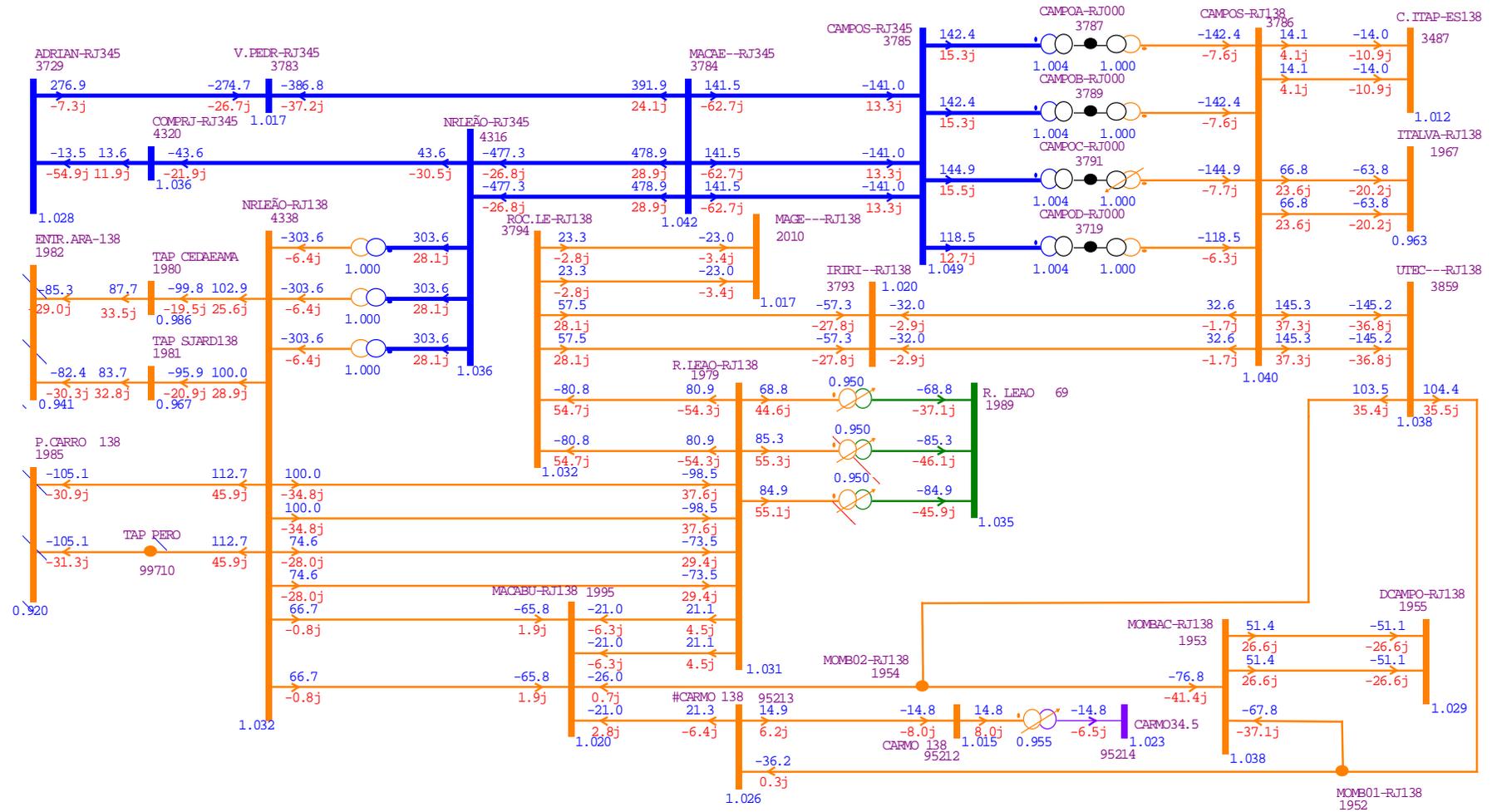
Alternativa 4 B - Carga Pesada – 2020



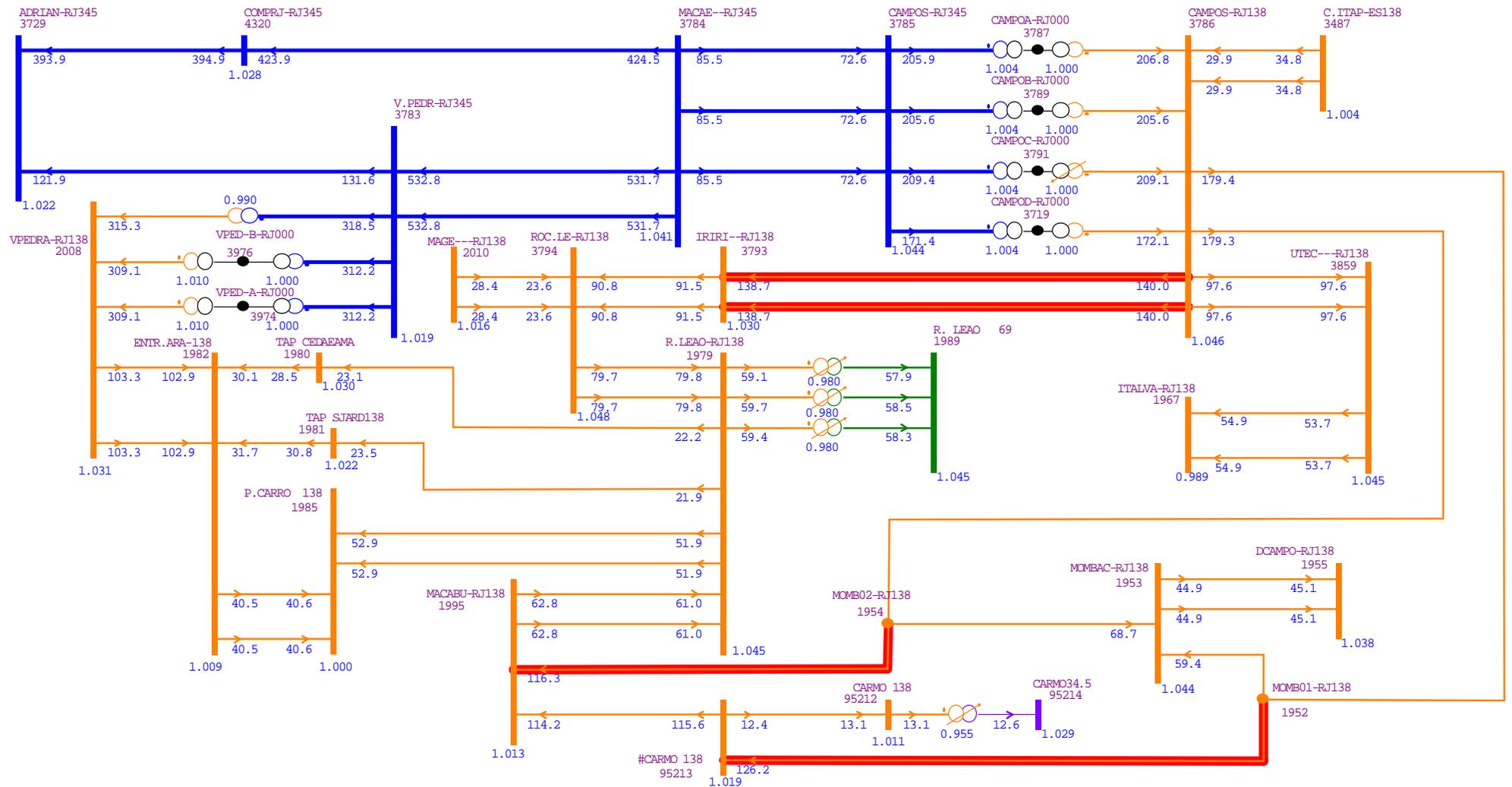
Alternativa 4 B - Carga Pesada – 2021



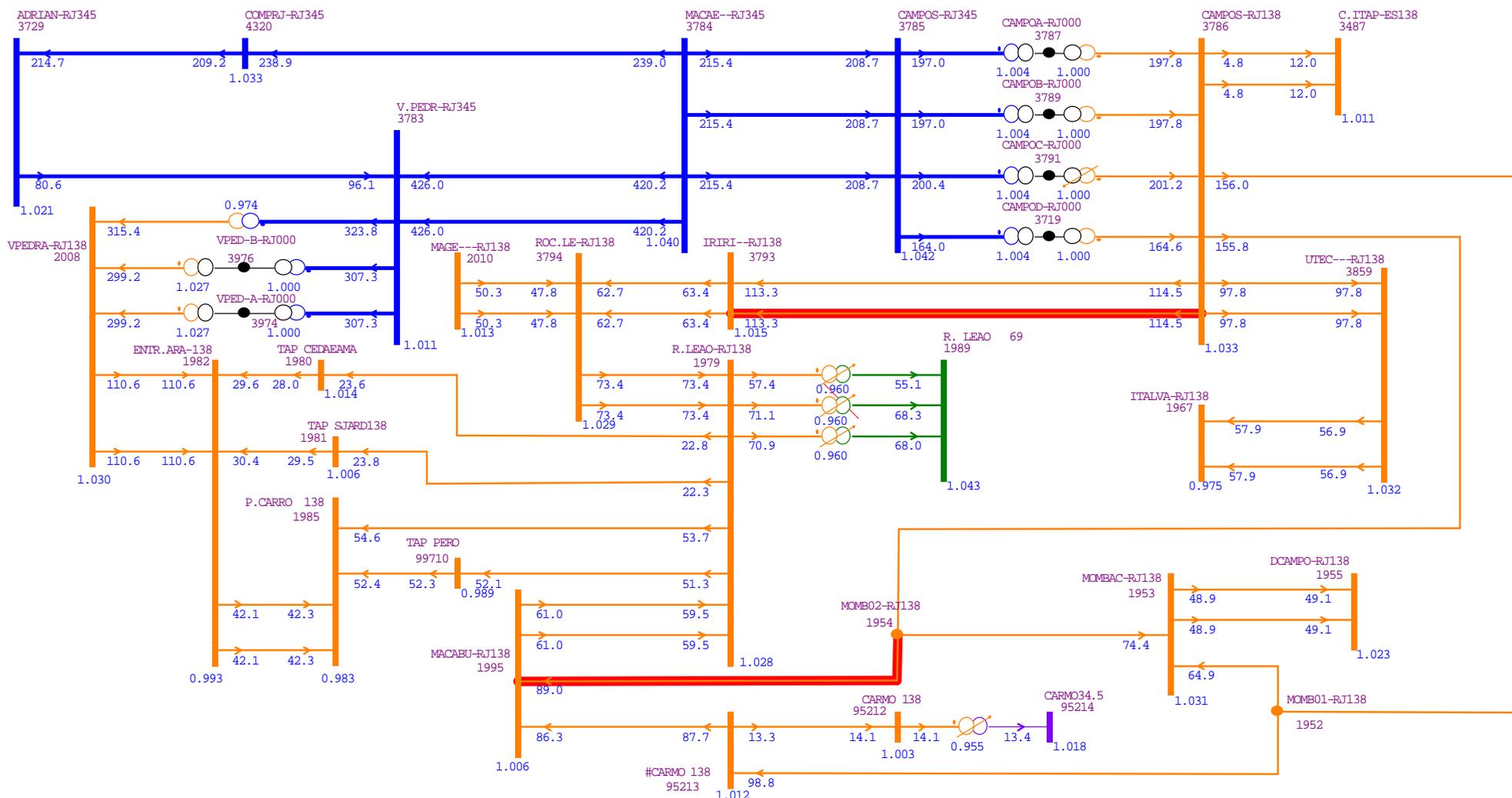
Alternativa 4 B - Carga Pesada – 2022



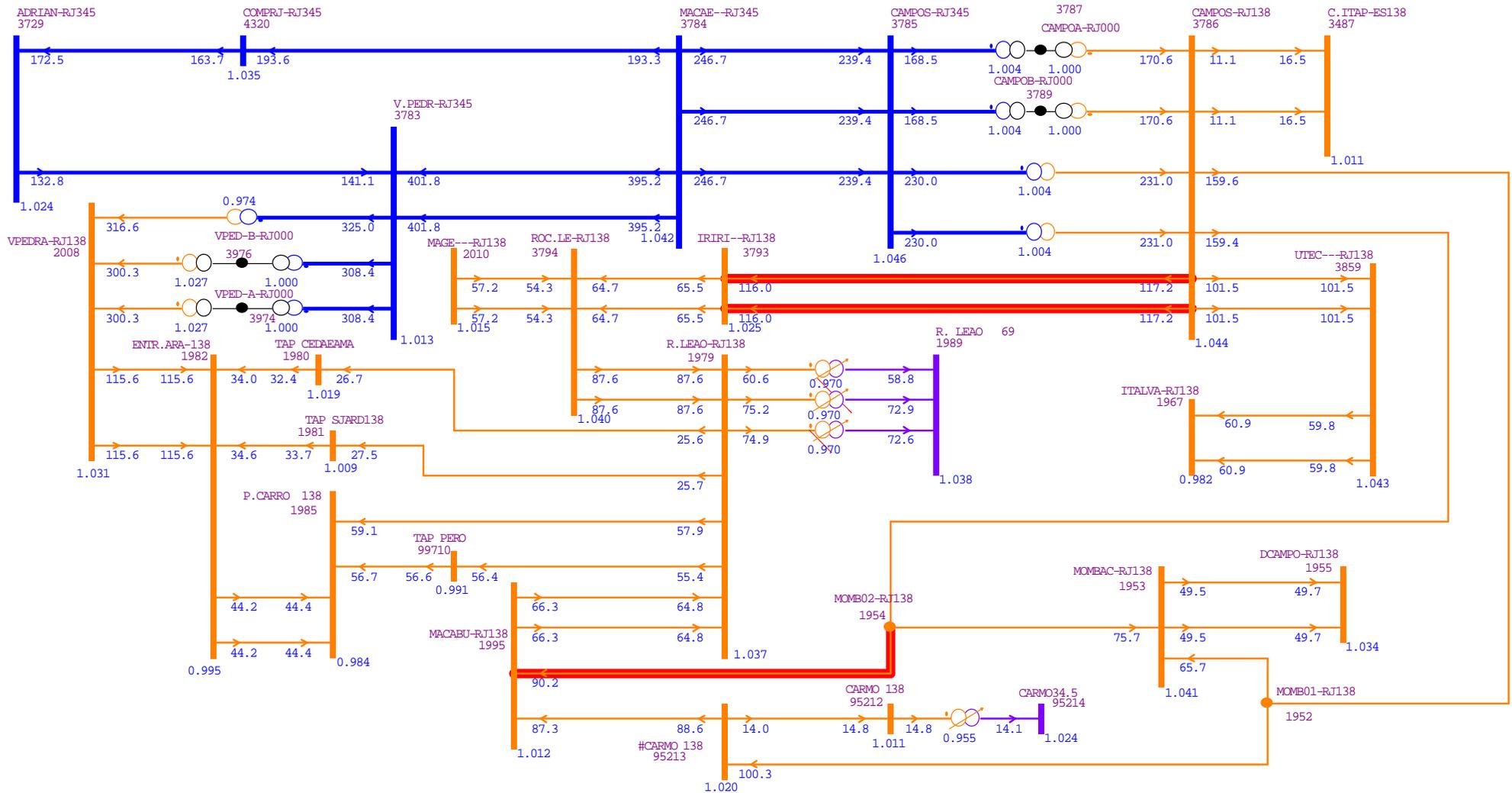
Alternativa 4 B - Carga Pesada – 2023



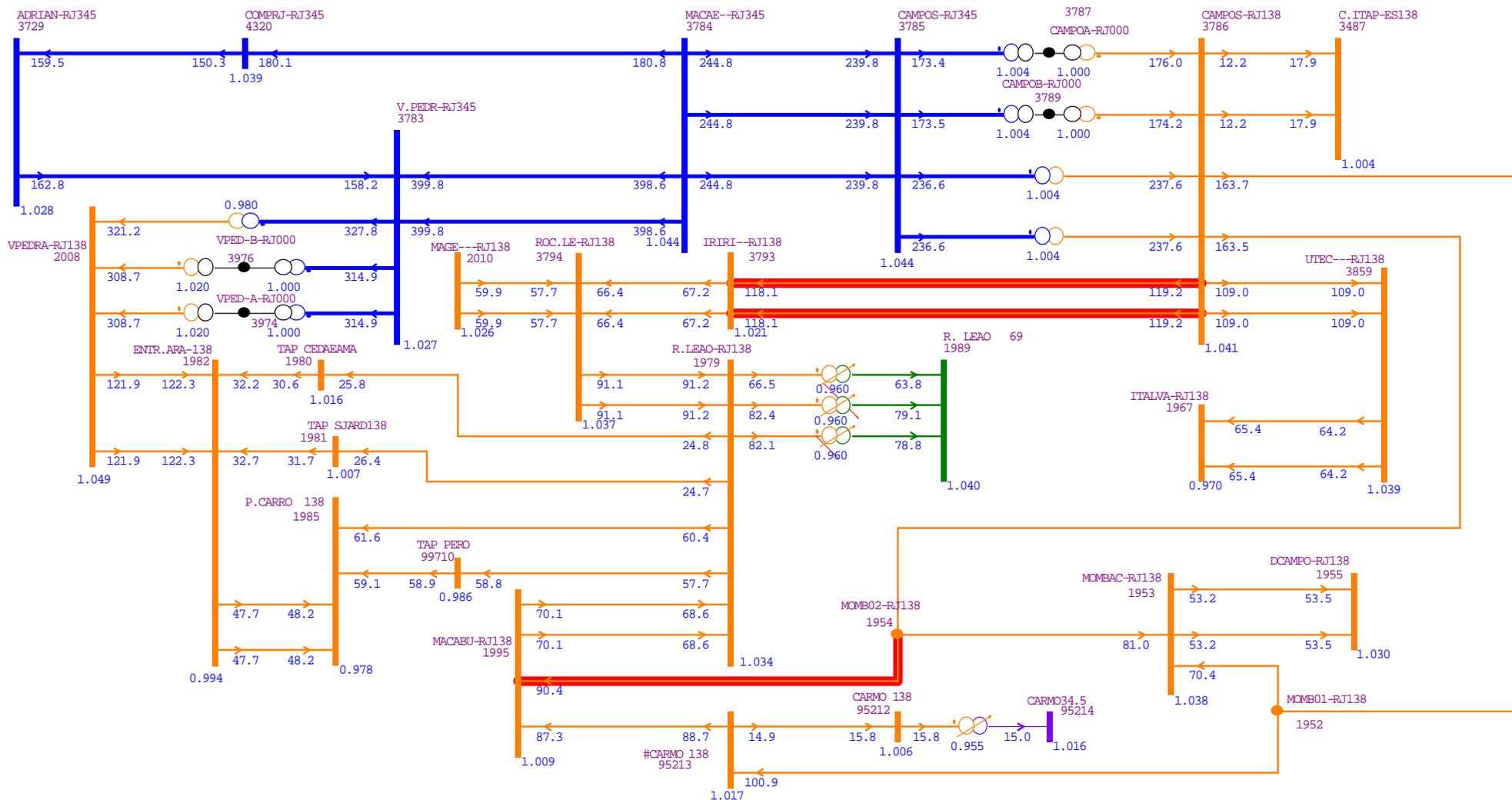
Alternativa 3 - Carga Pesada – 2019



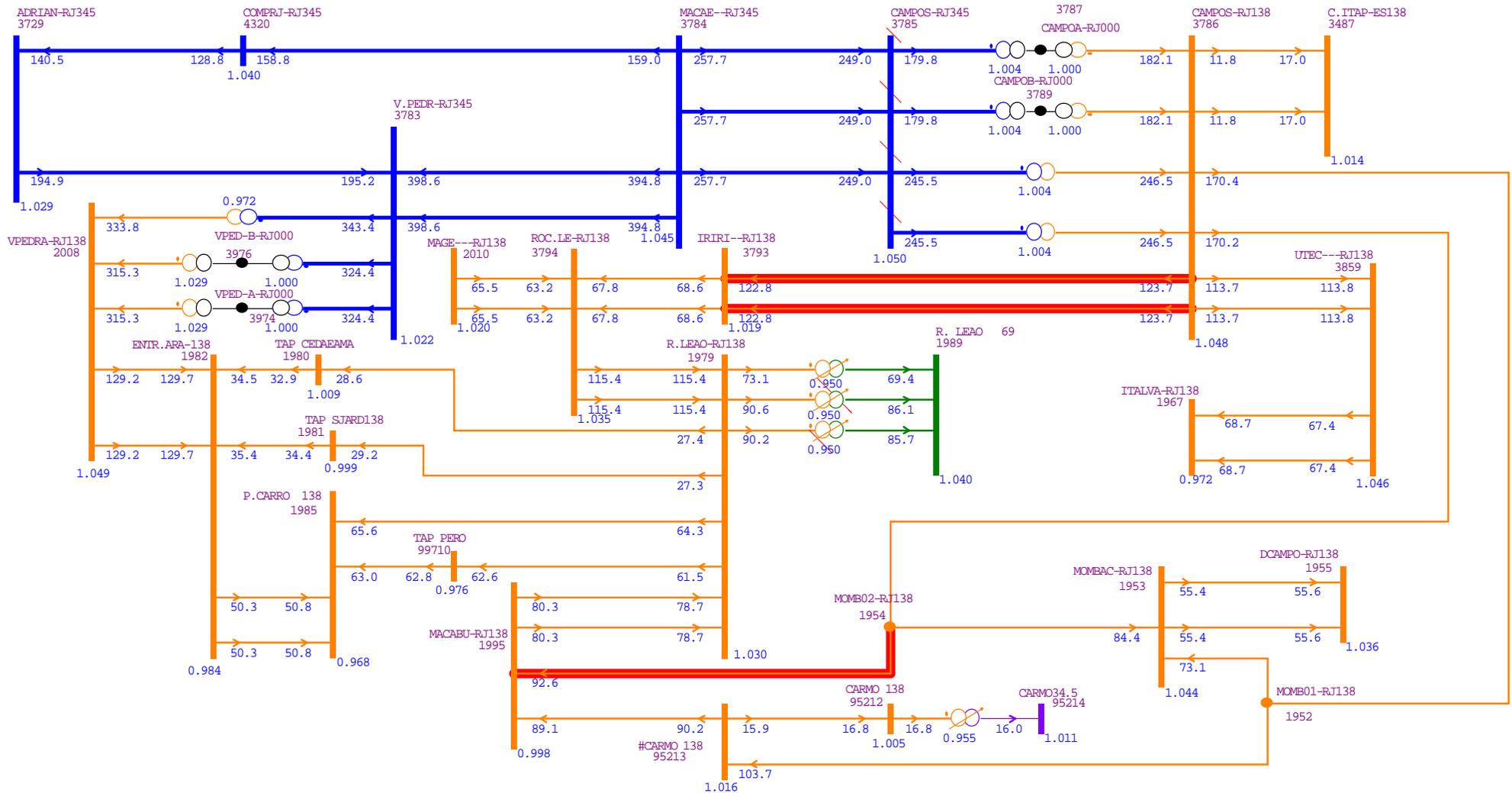
Alternativa 3 - Carga Pesada – 2020



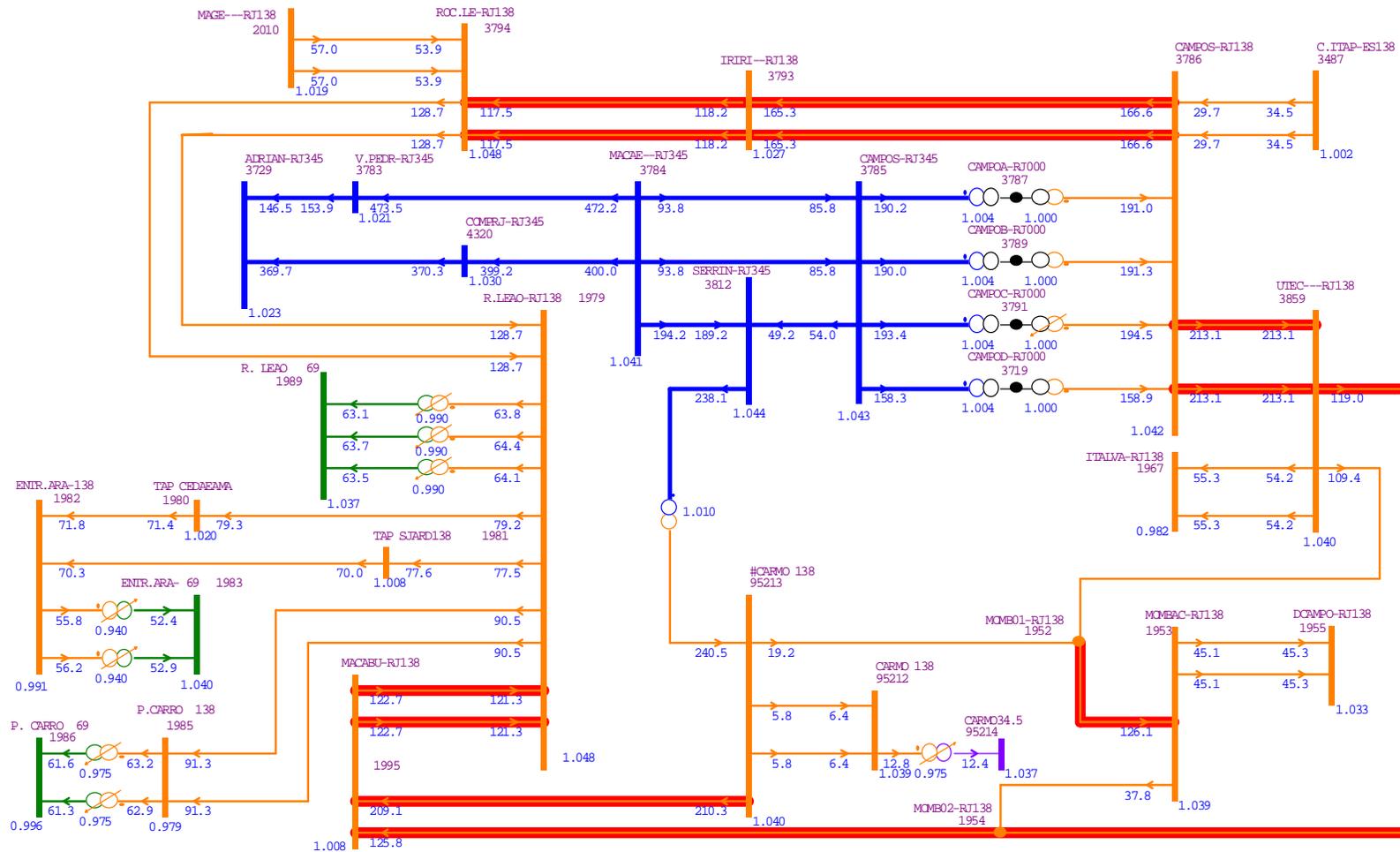
Alternativa 3 - Carga Pesada – 2021



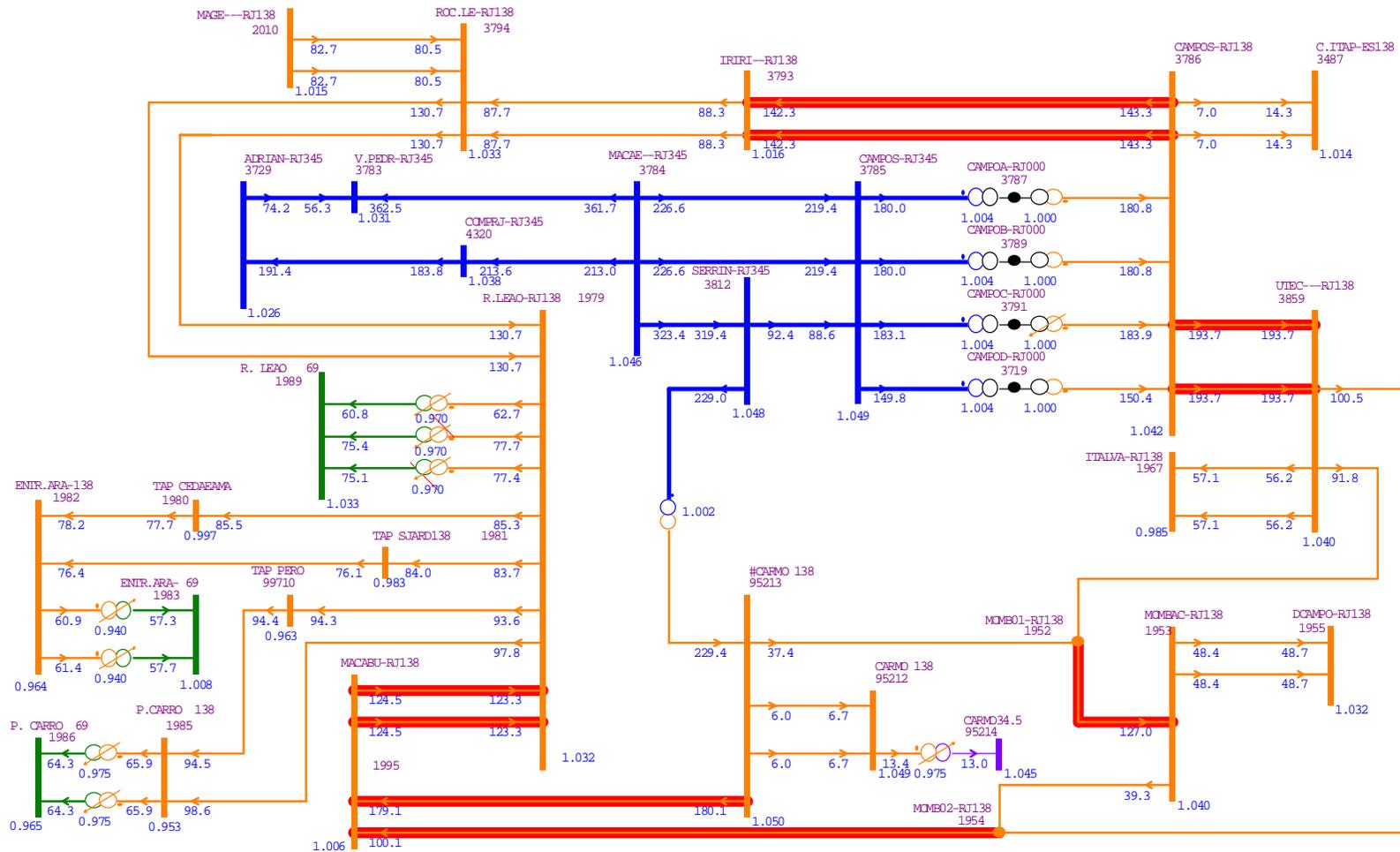
Alternativa 3 - Carga Pesada – 2022



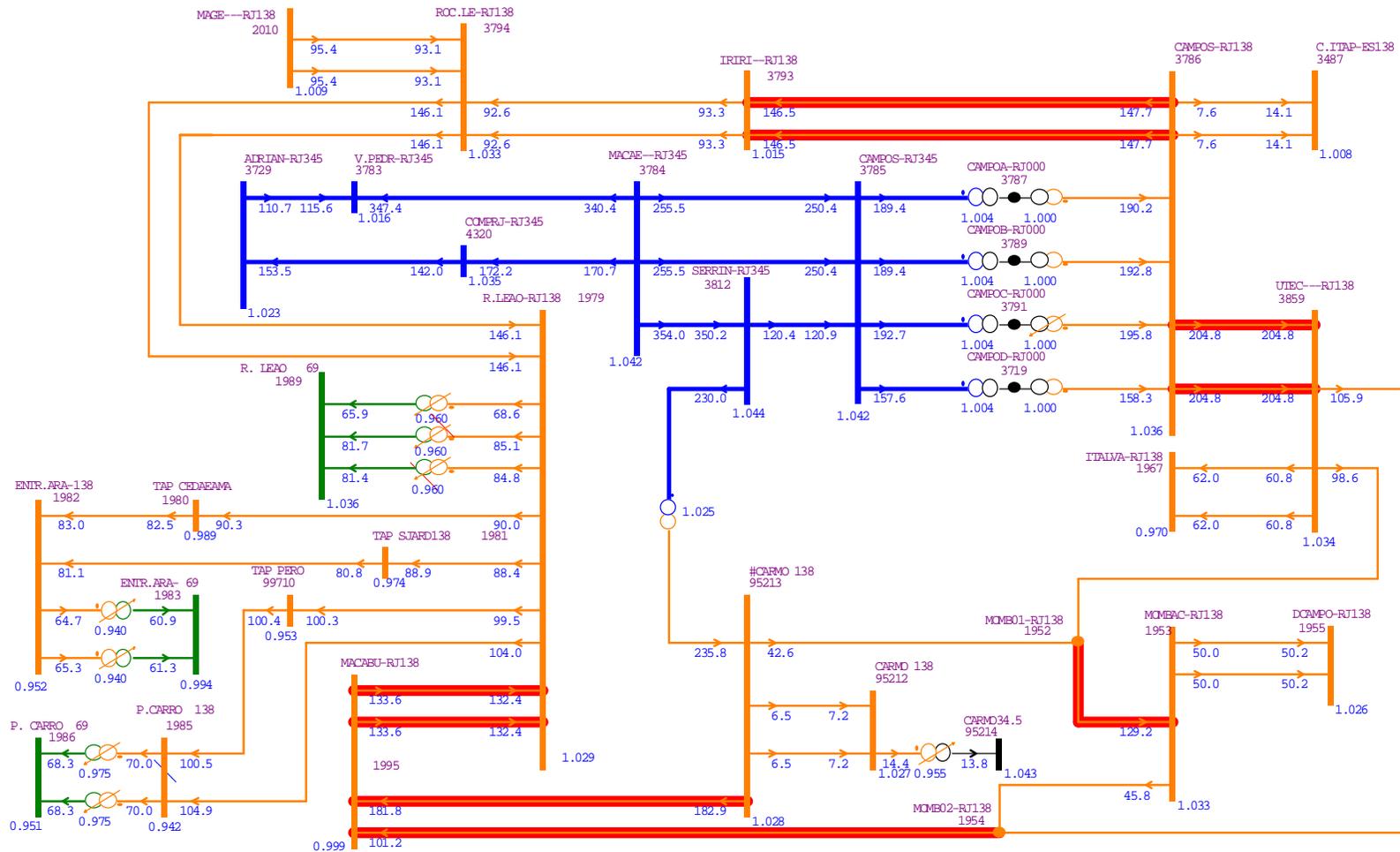
Alternativa 3 - Carga Pesada - 2023



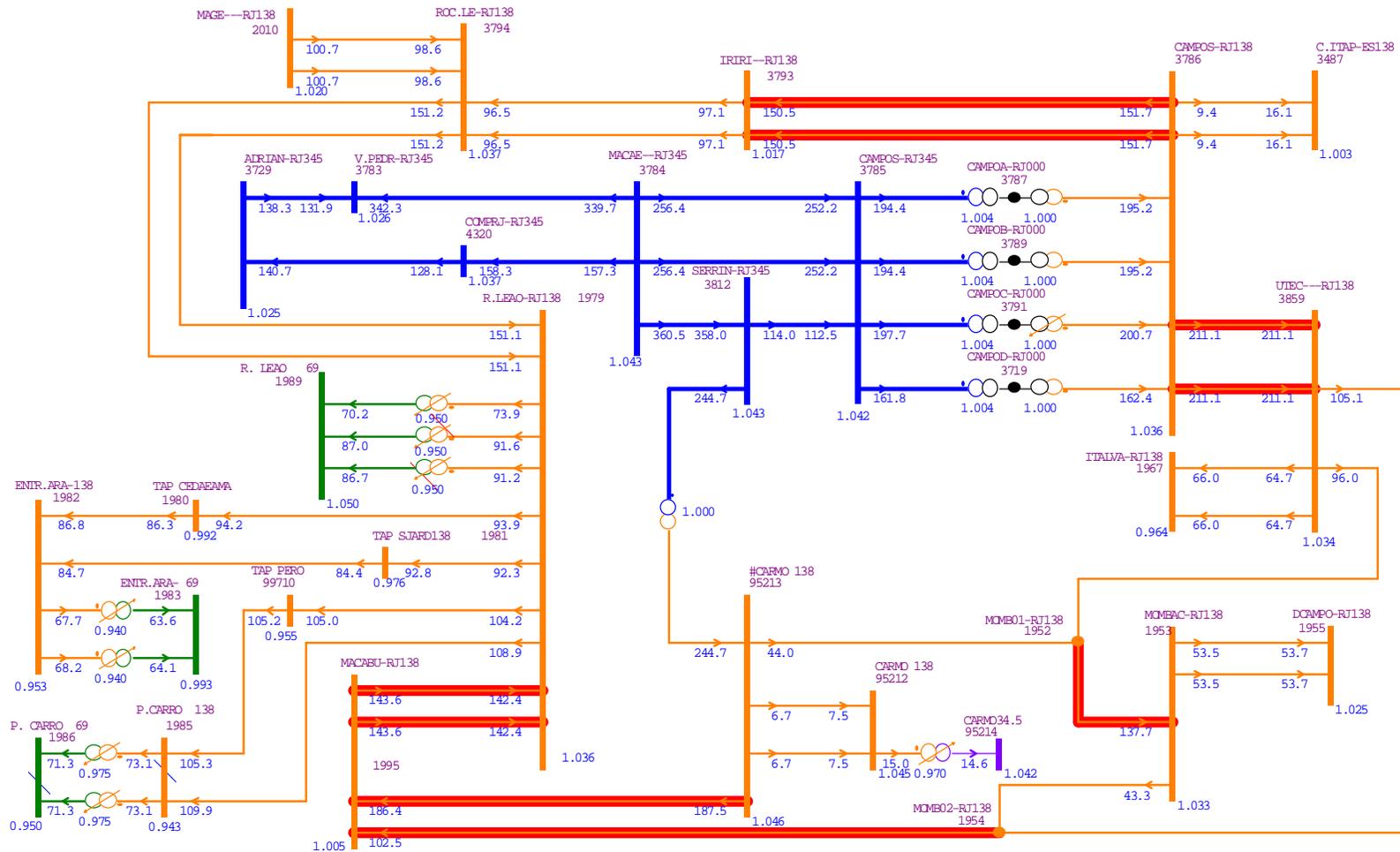
Alternativa 2 - Carga Pesada – 2019



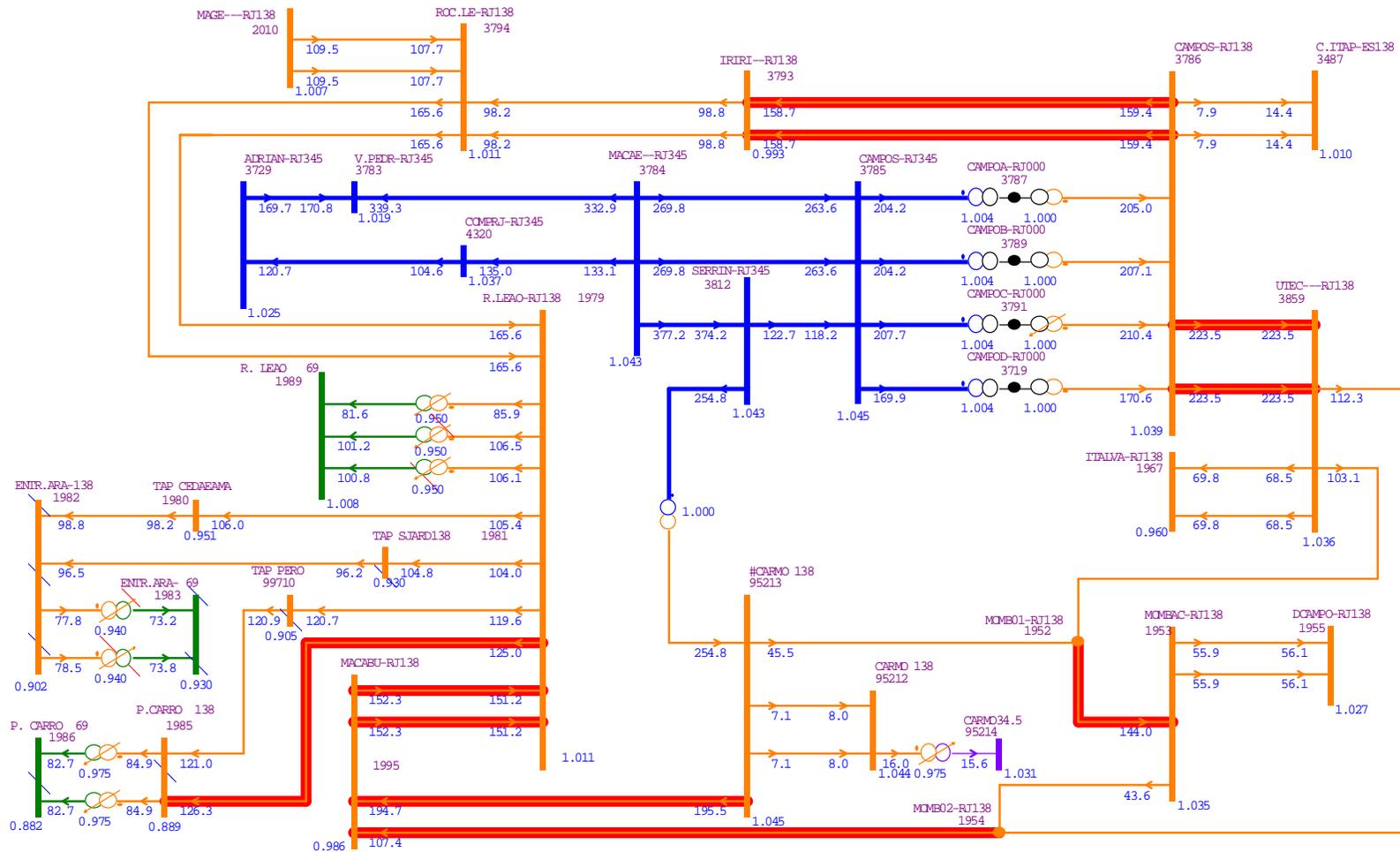
Alternativa 2 - Carga Pesada – 2020



Alternativa 2 - Carga Pesada – 2021



Alternativa 2 - Carga Pesada – 2022



Alternativa 2 - Carga Pesada – 2023

20. Anexo 3 – Relatório da Ampla – Análise da proposta de seccionamento das LTs 138 kV R. Leão Ampla – P. Carro e R. Leão Ampla – E. Araruama

Nas figuras abaixo está explicitado o relatório da Ampla com a comprovação da impossibilidade de conexão à SE Lagos por meio de 4 circuitos duplos.



ANÁLISE DA PROPOSTA DE SECCIONAMENTO DAS LTs 138 kV ROL/POC e ROL/EAR

Ver.01

09/2016

Ampla Energia e Serviços S. A.
Diretoria Técnica
Praça Leoni Ramos 01 / Bloco1 – 6º andar
24210-200 São Domingos, Niterói / RJ
Tel (+21) 2613-7000 fax (+21) 2613-7388

Introdução

Em estudo da necessidade de criação da nova SE LAGOS (a ser licitada pela ANEEL) para alimentação do sistema elétrico das regiões de Campos dos Goytacazes, Rocha Leão e noroeste do estado do Rio de Janeiro, foi proposto pela EPE, o seccionamento das LTs de circuito duplo Rocha Leão / Porto do Carro (ROL/POC) e Rocha Leão / Entroncamento Araruama (ROL/EAR), ambas em circuito duplo de 138 kV. Este relatório tem por fim analisar estes seccionamentos em função da localização das LTs.

Após razões de cunho ambiental inviabilizarem a primeira opção de localização da SE Lagos, originalmente próxima ao ponto de seccionamento das LTs (cerca de 500 m de distância), foi de comum acordo entre os envolvidos a posição do novo terreno para a subestação, distante 7 km do ponto de seccionamento original. Todavia, durante a visita técnica que culminou com a definição do novo local para a SE Lagos, a estratégia de conexão da SE Lagos com o sistema Ampla não foi suficientemente aprofundada nas questões físicas e de prazo / custos envolvidos, o que pretendemos abordar nesse trabalho.

Detalhamento

O seccionamento proposto no estudo emitido pela EPE para as LTs deveria ser realizado a cerca de 1 km após a SE Rocha Leão, na configuração de LOOP, chegando na SE Lagos. O traçado proposto mede aproximadamente 7 km, totalizando 4 LTs de circuito duplo (8 circuitos) e 28 km de LT a serem construídas, circundando uma região entre Reserva Biológica da União (REBIO), Rodovia BR-101, Estrada de Ferro e a área urbana do município de Rocha Leão, conforme apresentado na Figura 1.



Figura 1 – Proposta de Traçado das LTs.

Foi observado neste traçado proposto pela EPE a passagem por um trecho crítico, tratando-se de um estreito corredor possuindo apenas 130 m de largura entre uma benfeitoria urbana e a REBIO, apresentando vegetação densa, afloramento rochoso e terreno acidentado, o que dificulta a passagem dos 8 circuitos em questão. Este trecho está em destaque nas Figuras 2 e 3.



Figura 2 – Trecho Crítico.



Figura 3 – Afloramento Rochoso.

A região em análise, no entorno da REBIO, possui o solo predominantemente rochoso, com encostas acidentadas que exigem fundações especiais de custo elevado para as estruturas das LTs, dificultando a locação destas estruturas e por vezes, não possuindo viabilidade técnica para implantação das mesmas, recomendando-se o deslocamento do traçado, como no trecho mostrado na figura 4.



Figura 4 – Terreno acidentado e afloramento rochoso.



A predominância de solo rochoso exige a elaboração de projeto especial das fundações destas estruturas de LT. Esse tipo de fundação tem o custo cerca de 4 vezes maior do que a fundação em solo não rochoso, com a utilização de equipamentos de grande porte, além da restrição e controle do uso de material explosivo por parte dos órgãos de fiscalização, regulamentado na NR19, uma vez que na região encontram-se áreas urbanas, reserva biológica, estrada de ferro e rodovia federal. Para a elaboração deste tipo de fundação, será necessária a utilização de sondagem rotativa em todas as estruturas, contribuindo para o acréscimo do custo do empreendimento. Este tipo de terreno aumenta o risco de problemas durante a construção, dificultando o cumprimento do prazo estabelecido.

Em relação as capacidades de condução, as LTs existentes que serão seccionadas possuem configuração de 1 cabo condutor por fase, com bitola de 336 MCM e capacidade máxima de 510 Amperes por circuito, o que poderá limitar a capacidade de transferência de potência para estes ramais, a partir da SE Lagos.

Um outro ponto a ser observado é que para este empreendimento serão necessários espaço e equipamentos para 8 pórticos de 138 kV na SE Lagos, para atender a entrada dos 8 circuitos previstos.

Largura da Faixa de Servidão

Para um conjunto de LTs com 8 circuitos em configuração de circuito duplo, foi feita a estimativa inicial da largura da faixa de servidão considerando as características das LTs existentes, configuração dos circuitos, tipo de torre a ser utilizada, vãos médios e utilizando faixa de servidão compartilhada, resultando na distância mínima de 15 m entre eixos das LTs e faixa de segurança externa de 15 m para cada lado, compondo uma faixa de servidão total de 75 m de largura, conforme apresentado na Figura 5.

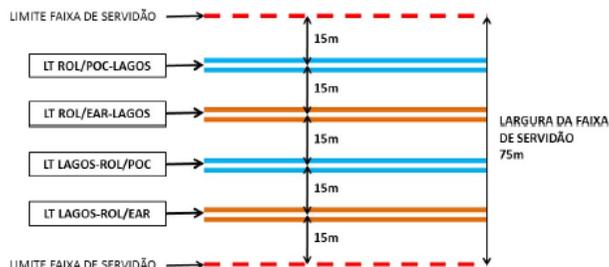


Figura 5 – Largura da Faixa de Servidão.

No traçado fornecido pela EPE, a faixa representada possui cerca de 30 m de largura, dificultando a avaliação de todas as interferências deste empreendimento e, além disso, apresenta um trecho que atravessa uma área urbana e edificações, representando custo e tempo adicional na negociação da Faixa de Servidão, conforme apresentado na Figura 6.



Figura 6 – Interferência em área urbana.

Conclusão

Considerando a presença de Reserva Biológica e zona urbana nas proximidades, o impacto previsto deste empreendimento e a preocupação cada vez maior com a preservação do meio ambiente, estima-se que o empreendimento necessite de grande esforço junto ao INEA para conseguir o Licenciamento Ambiental necessário à sua implantação, como tem-se observado nos últimos empreendimentos realizados pela Ampla.

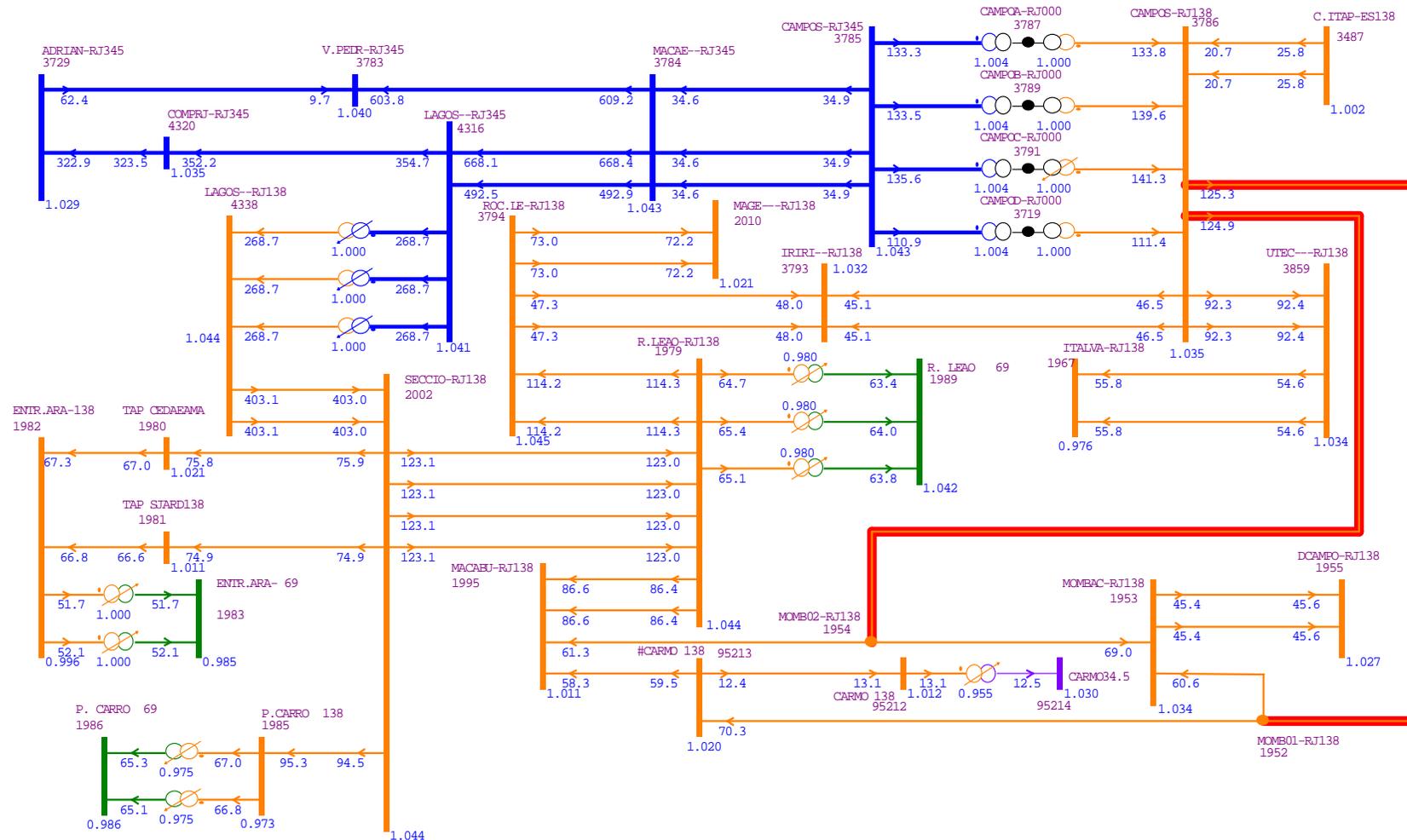
Vale ressaltar que os seccionamentos são de responsabilidade da Ampla e contemplam os projetos das LTs, licenciamento ambiental, declaração de utilidade pública (DUP), negociação e indenização da faixa de servidão, compra de materiais, construção simultânea das LTs e adequação das SEs da Ampla para atender aos requisitos de conexão com a transmissora. Com esta alteração do posicionamento da SE Lagos, o comprimento total das LTs a serem construídas sofreu acréscimo de 2 km para cerca 28 km, a serem finalizadas com prazo inalterado até a data de término de construção da SE Lagos, representando um grande risco para a Ampla.



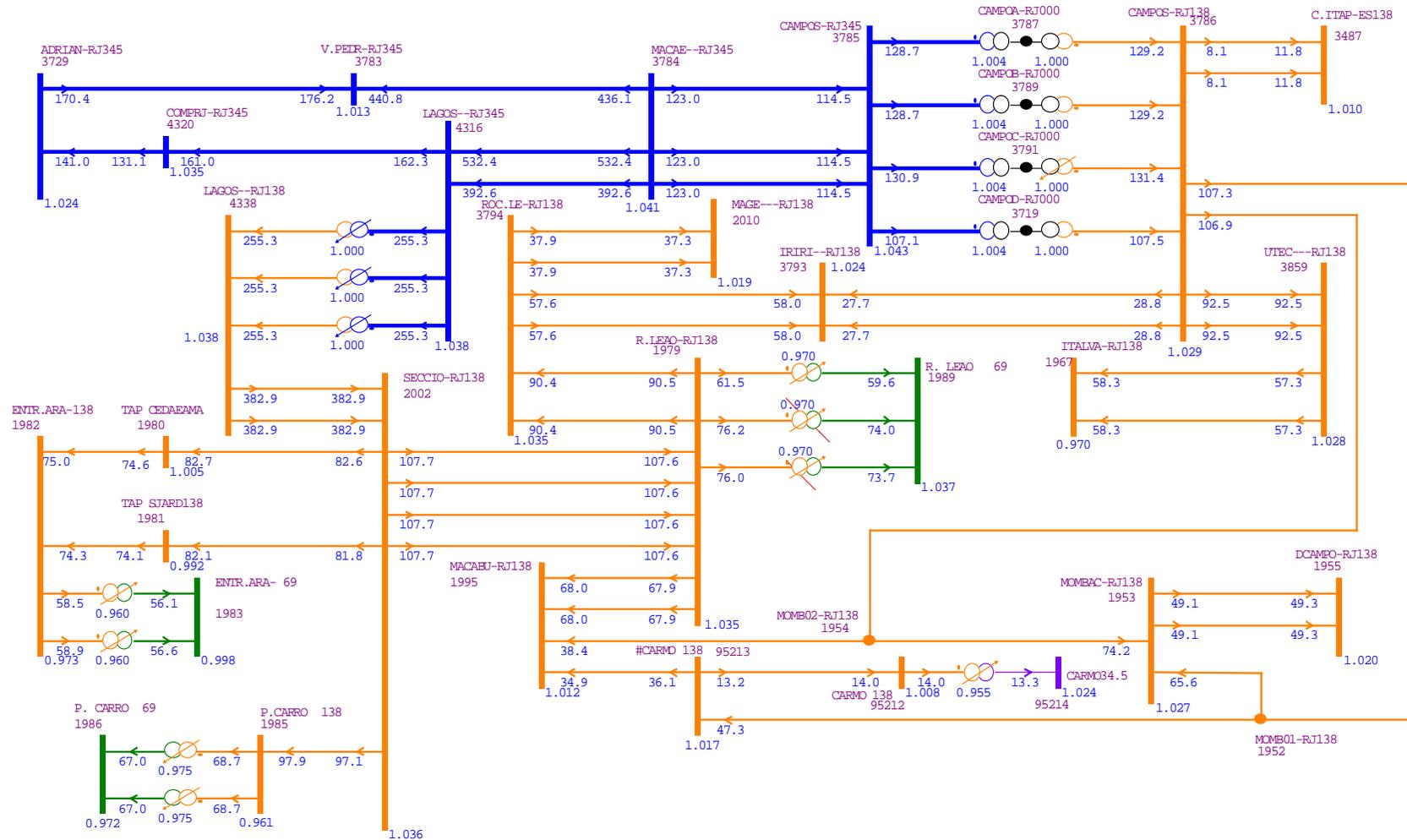
Sob o ponto de vista operacional, a configuração apresentada compreende a conexão de todos estes circuitos em uma SE não pertencente ao sistema Ampla, onde a mesma não possui acesso imediato para operações de manobra e manutenção. Este fato aumenta o tempo de resposta do sistema, agravando os índices de duração e frequência de interrupção, parâmetros estes que são foco do Plano de Qualidade da empresa. Ressalta-se ainda que, com esta solução, a configuração atual de suprimento para a região dos Lagos não poderá ser reestabelecida em caso de desligamento da barra de 138 kV da SE Lagos.

Outras alternativas estão sendo estudadas pela Ampla com a finalidade de reduzir a largura da faixa de servidão, mantendo sempre a preocupação com o alívio do carregamento de transformação da SE Campos 345/138 kV, o qual é objetivo da solução a ser implantada. Após as análises a Ampla enviará todas as informações necessárias a EPE para que seja confeccionado o relatório definitivo.

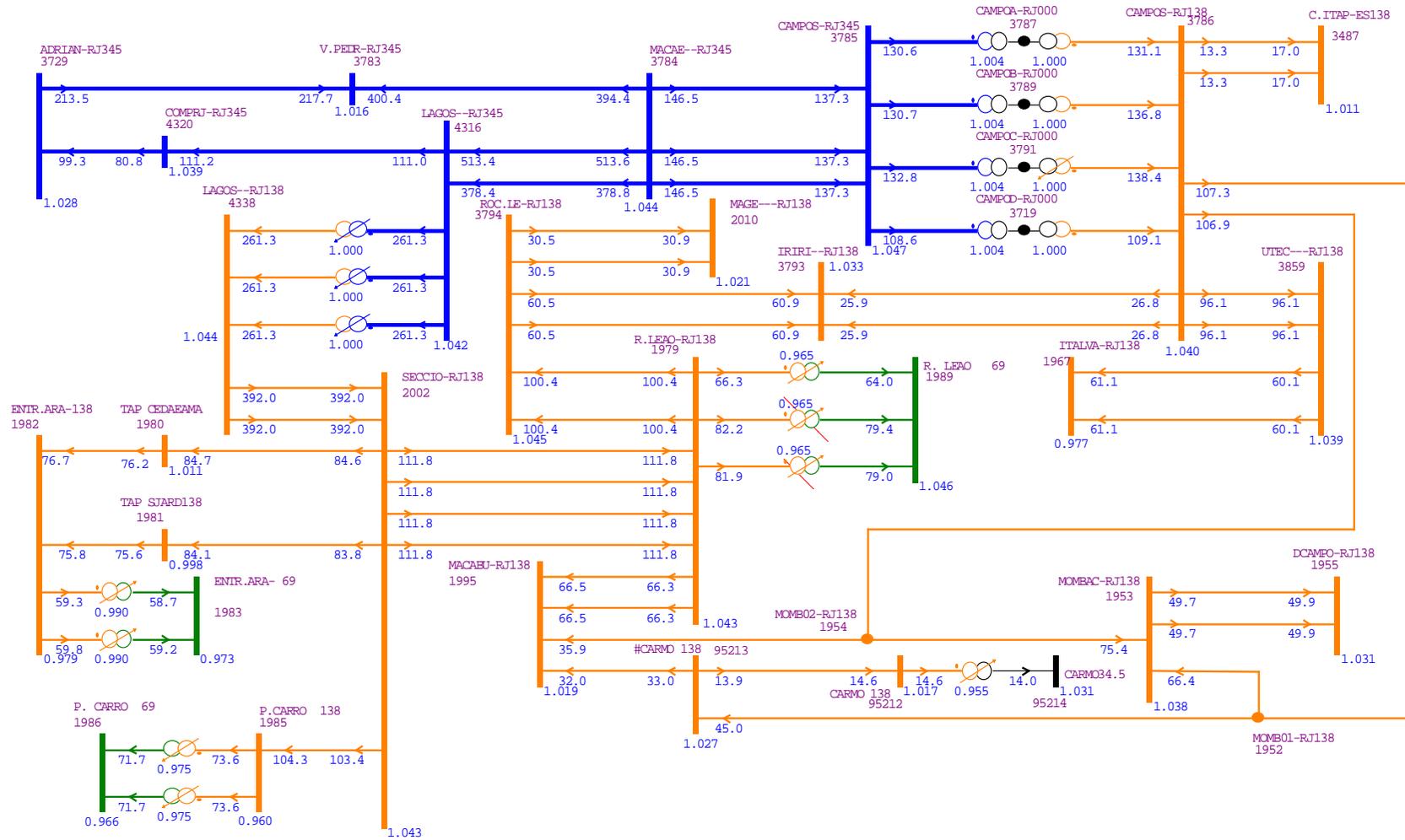
21. Anexo 4 – Diagramas de Fluxo de Potência do caso dimensionador (carga pesada norte úmido) – detalhamento da alternativa 1C após à alteração na forma de acesso a SE Lagos pela Ampla



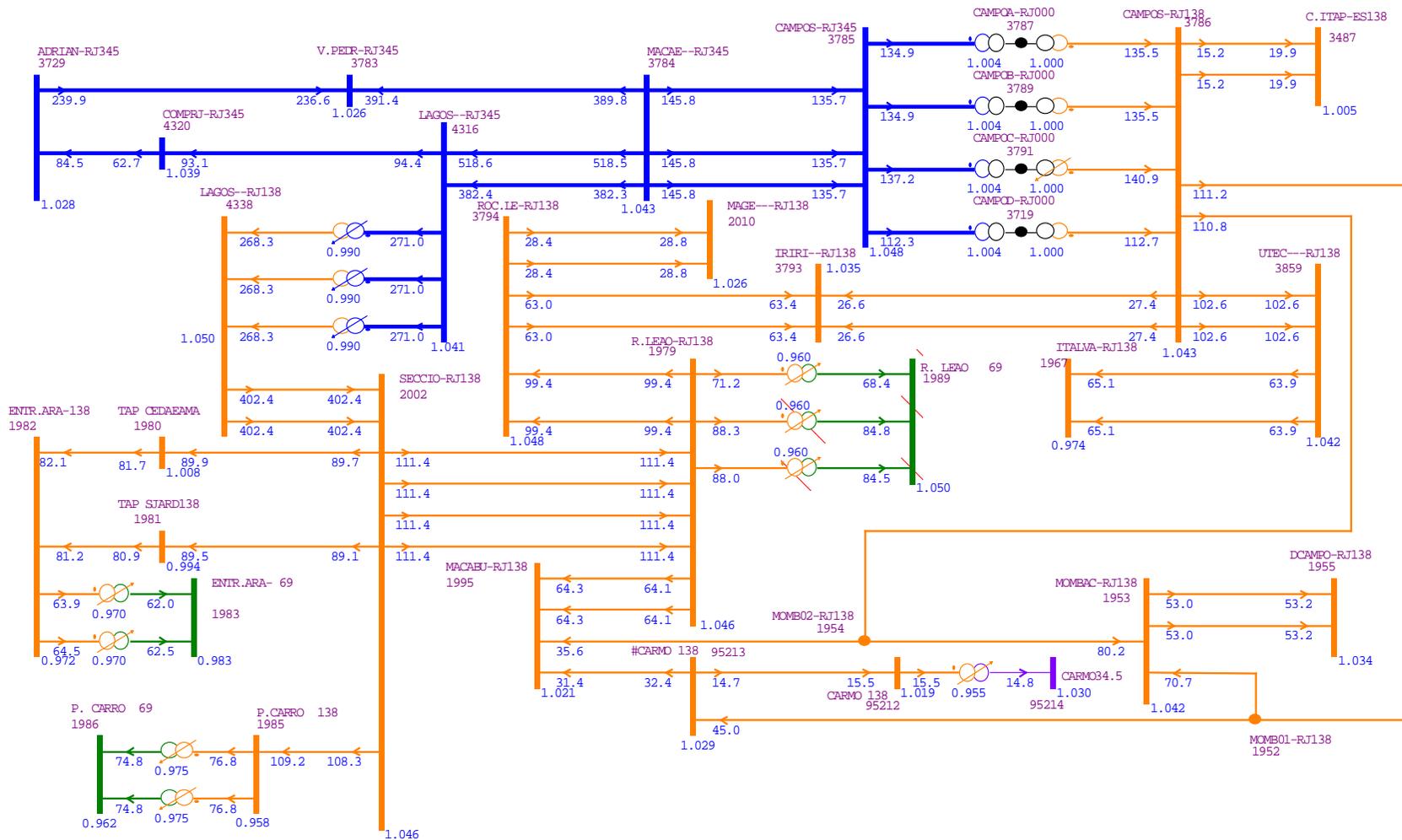
Alternativa 1 – 2019



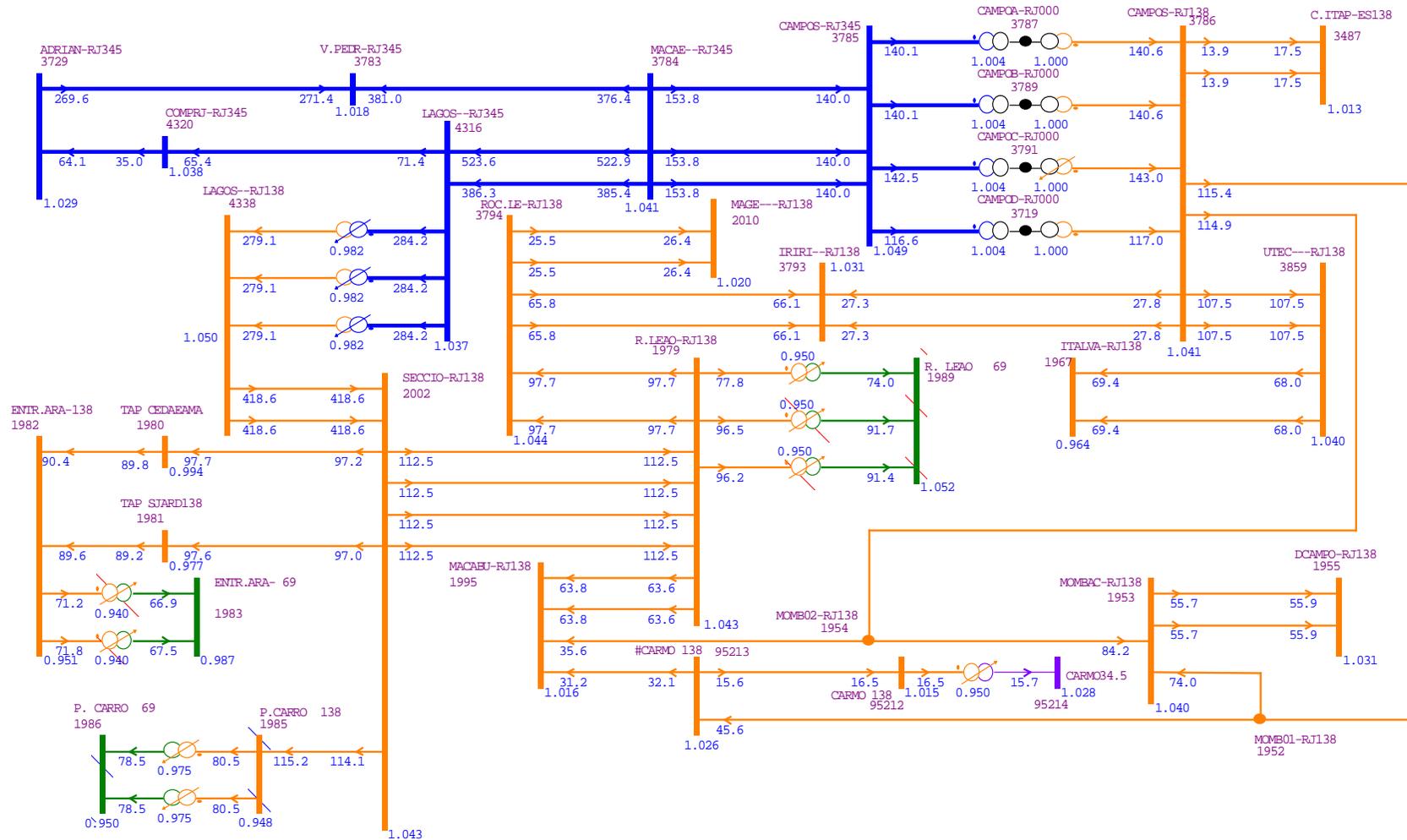
Alternativa 1 – 2020



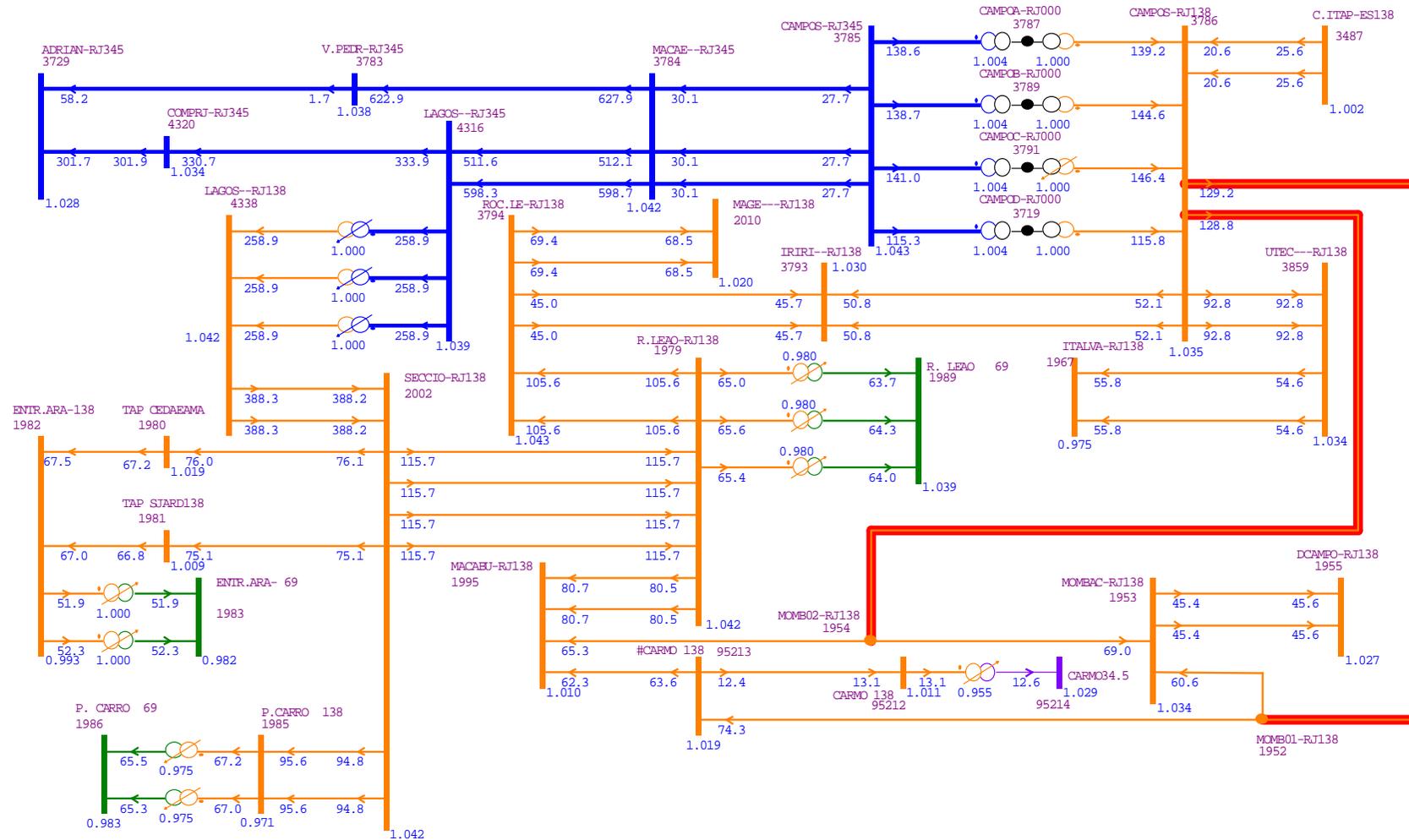
Alternativa 1 – 2021



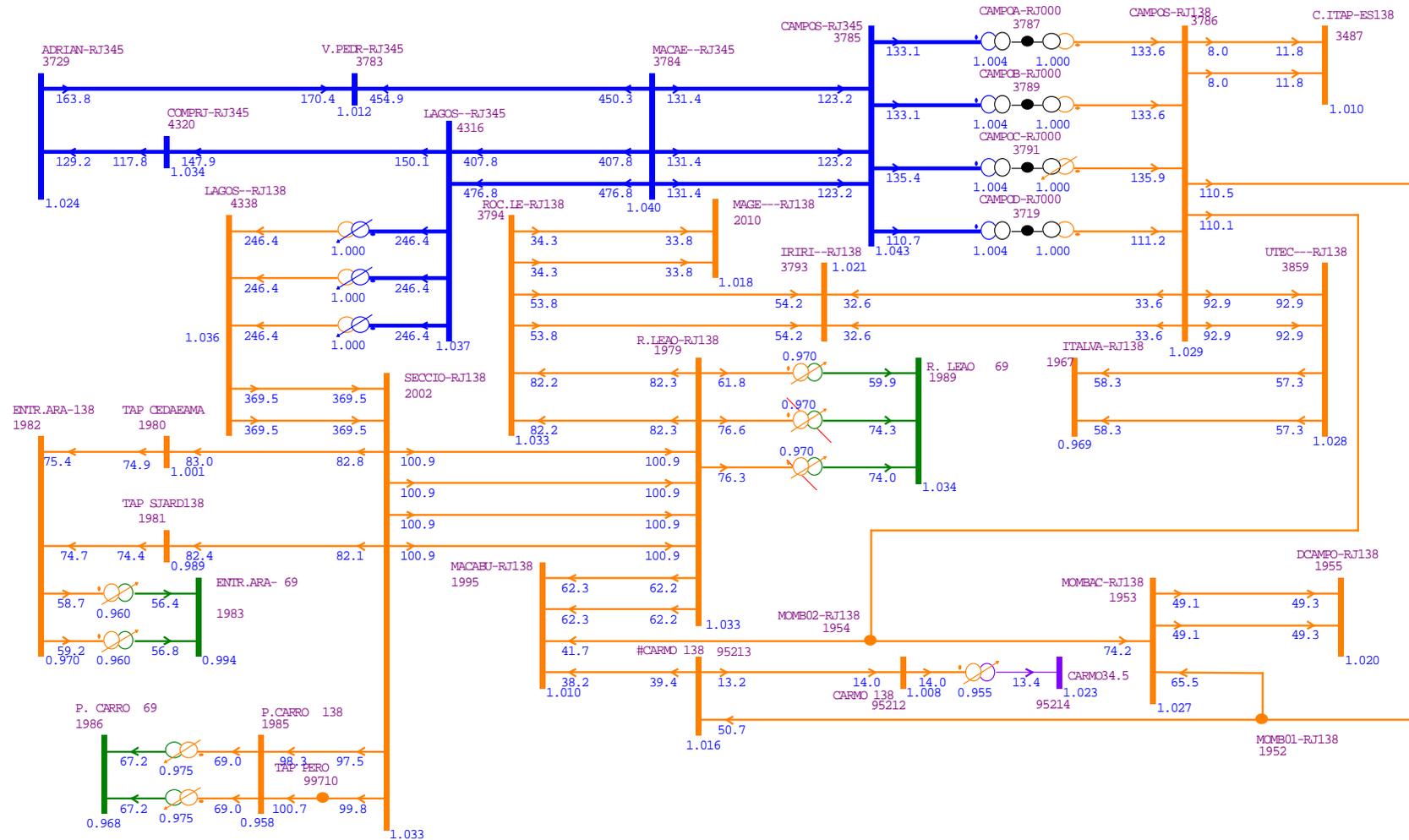
Alternativa 1 – 2022



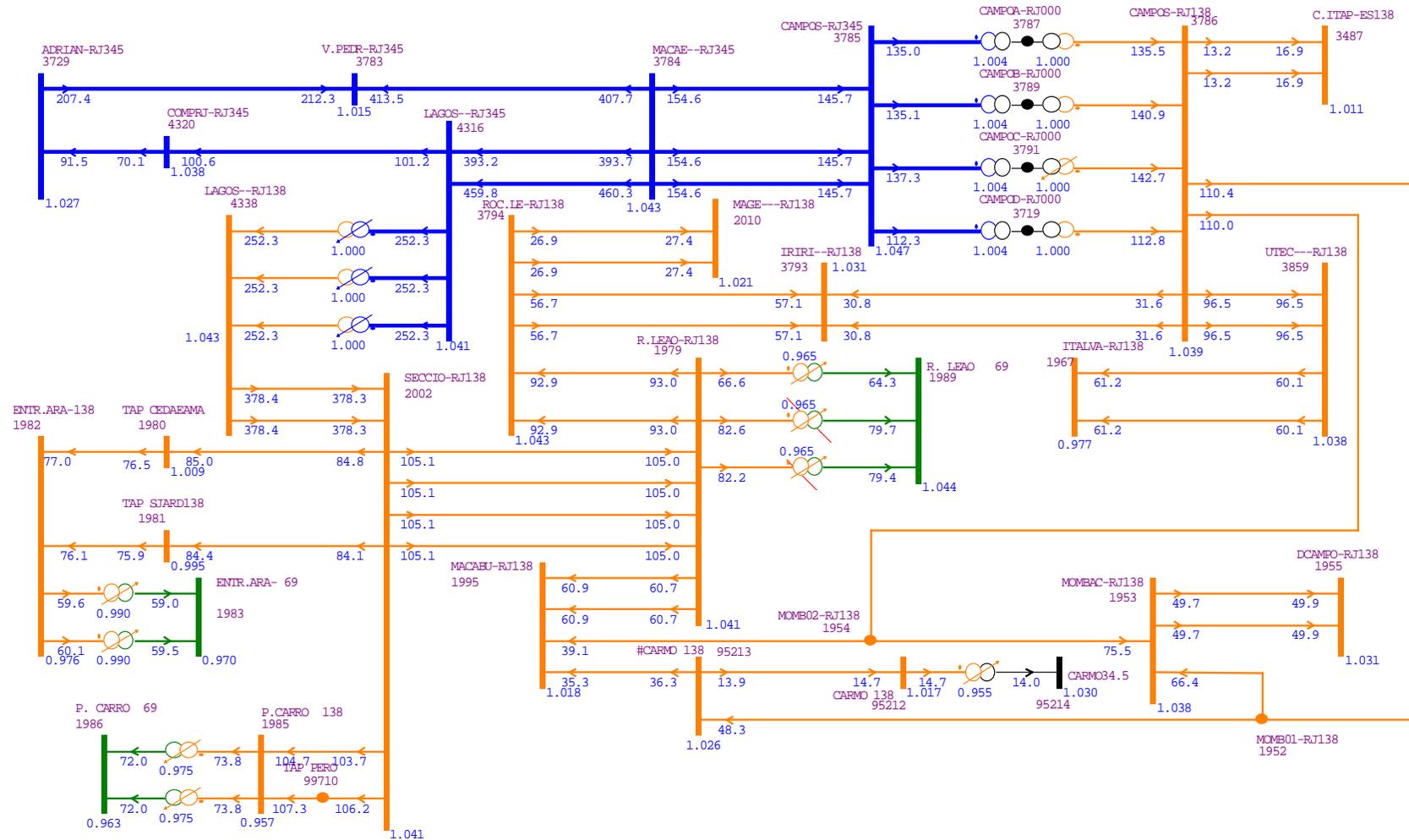
Alternativa 1 – 2023



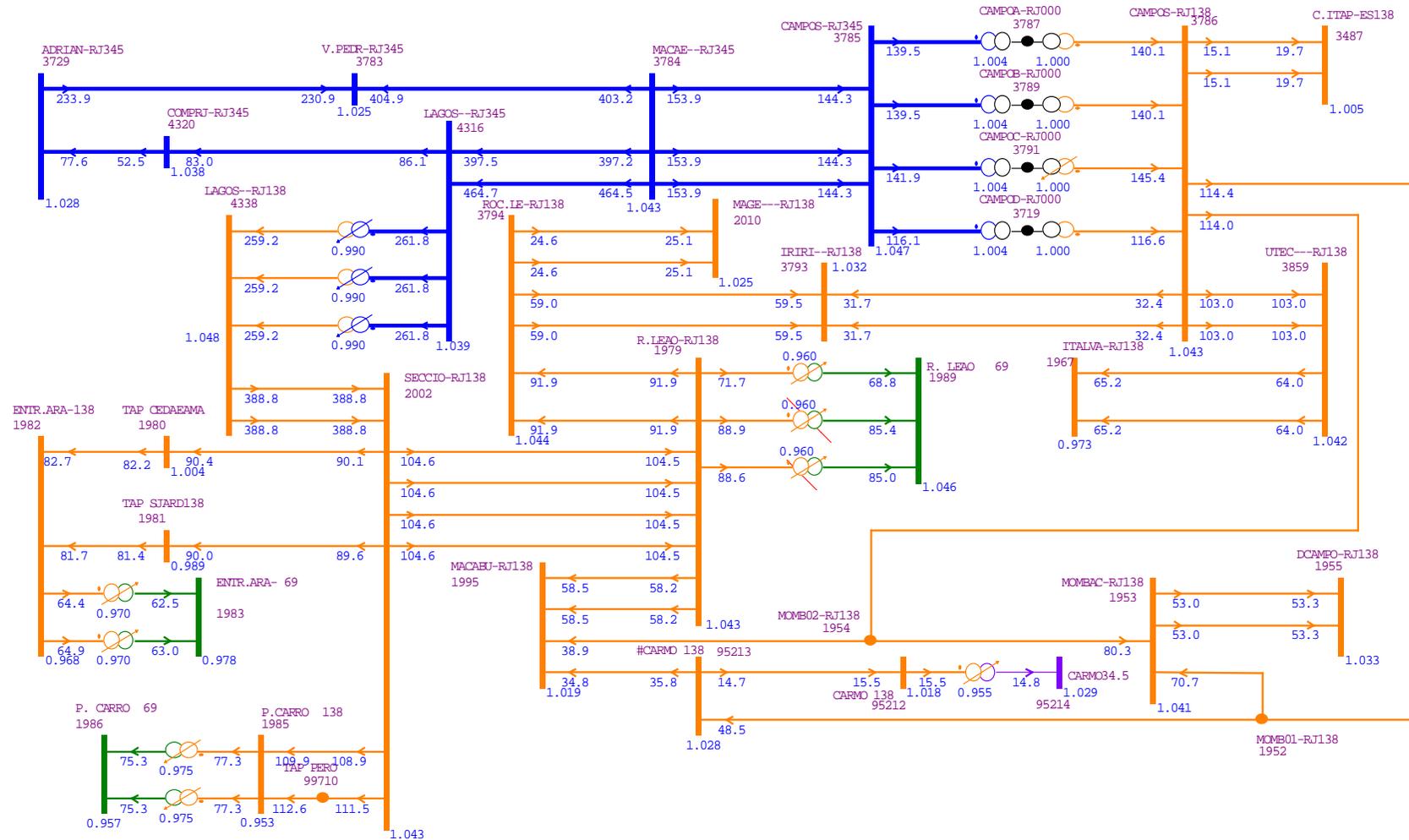
Alternativa 2 – 2019



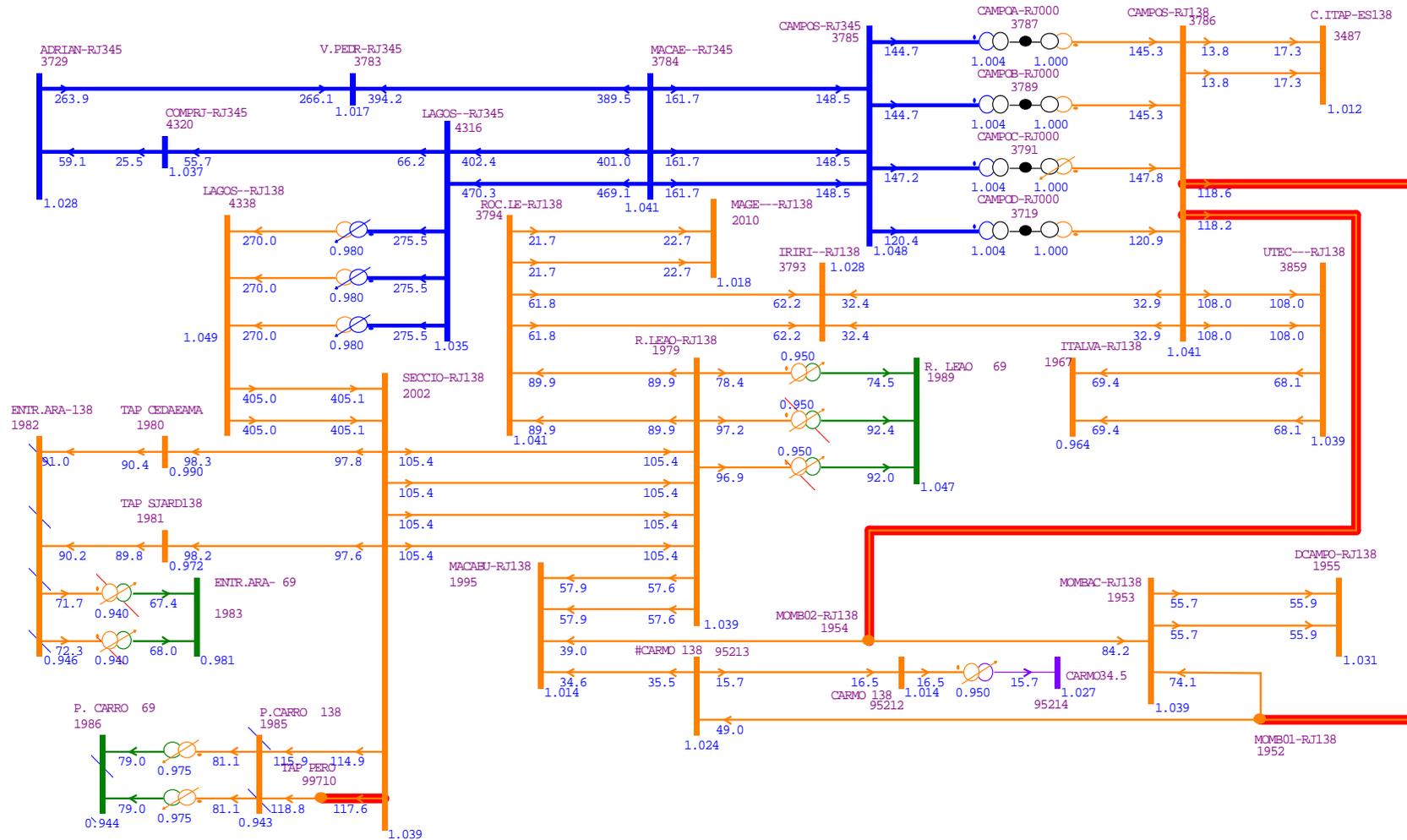
Alternativa 2 – 2020



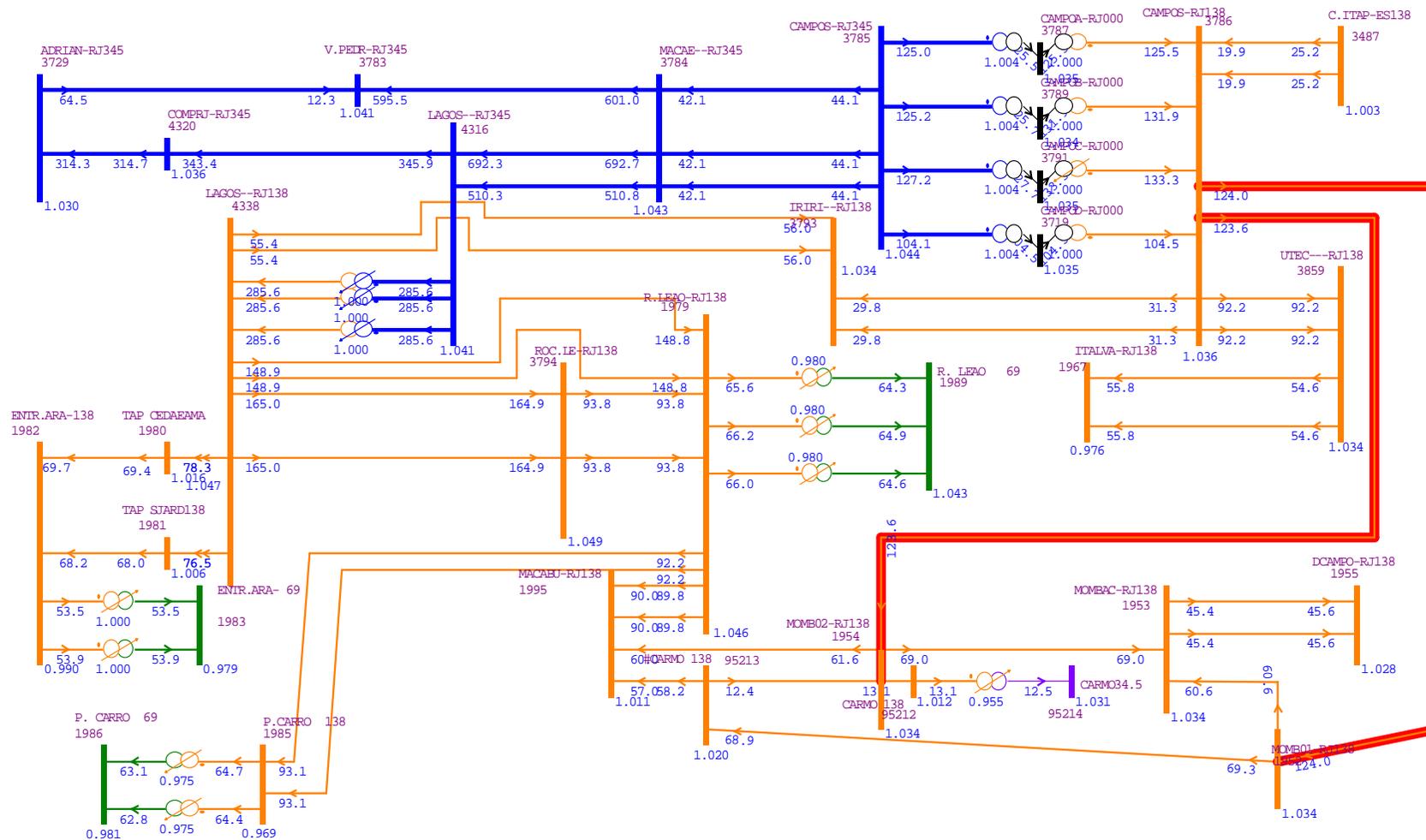
Alternativa 2 – 2021



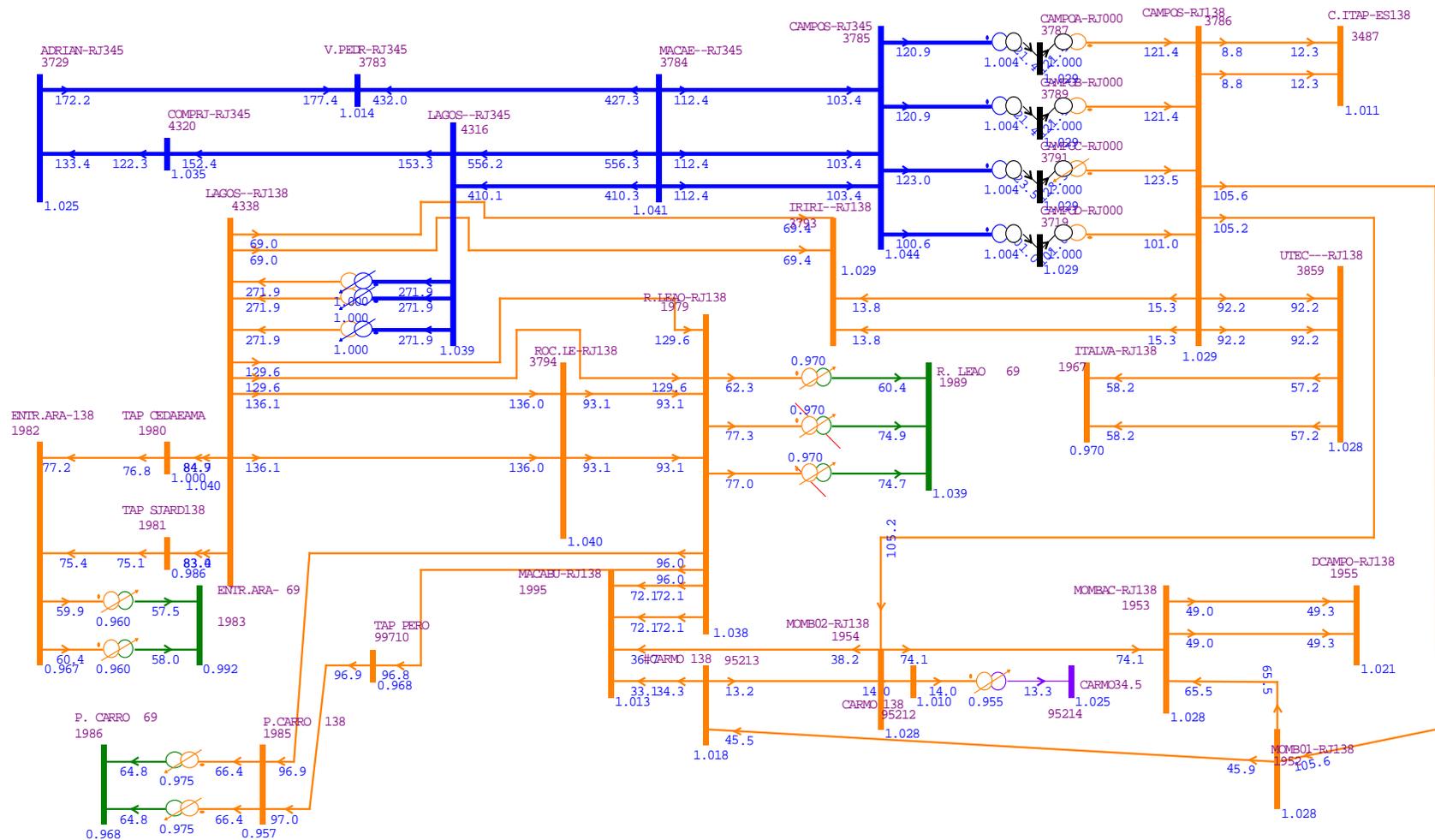
Alternativa 2 – 2022



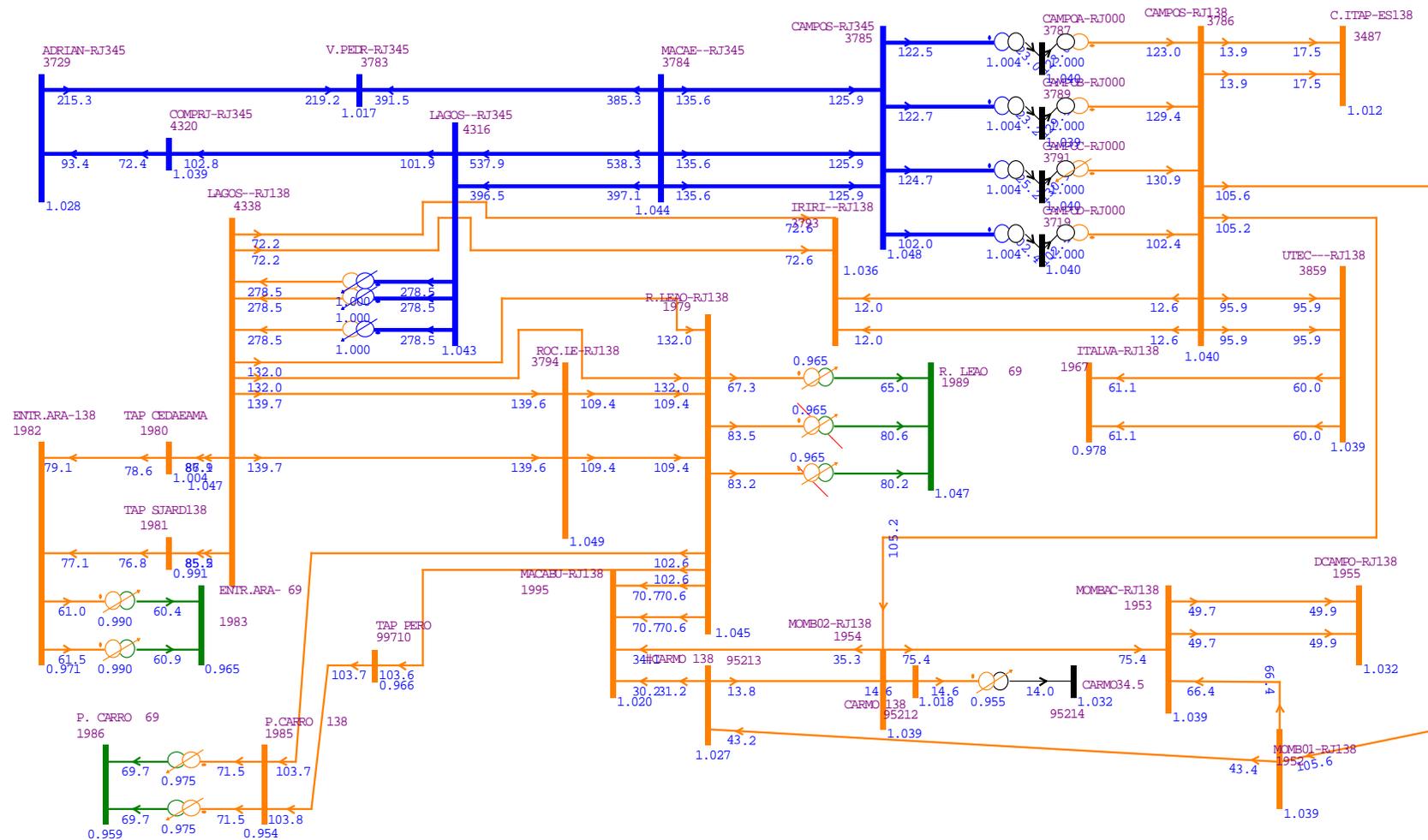
Alternativa 2 – 2023



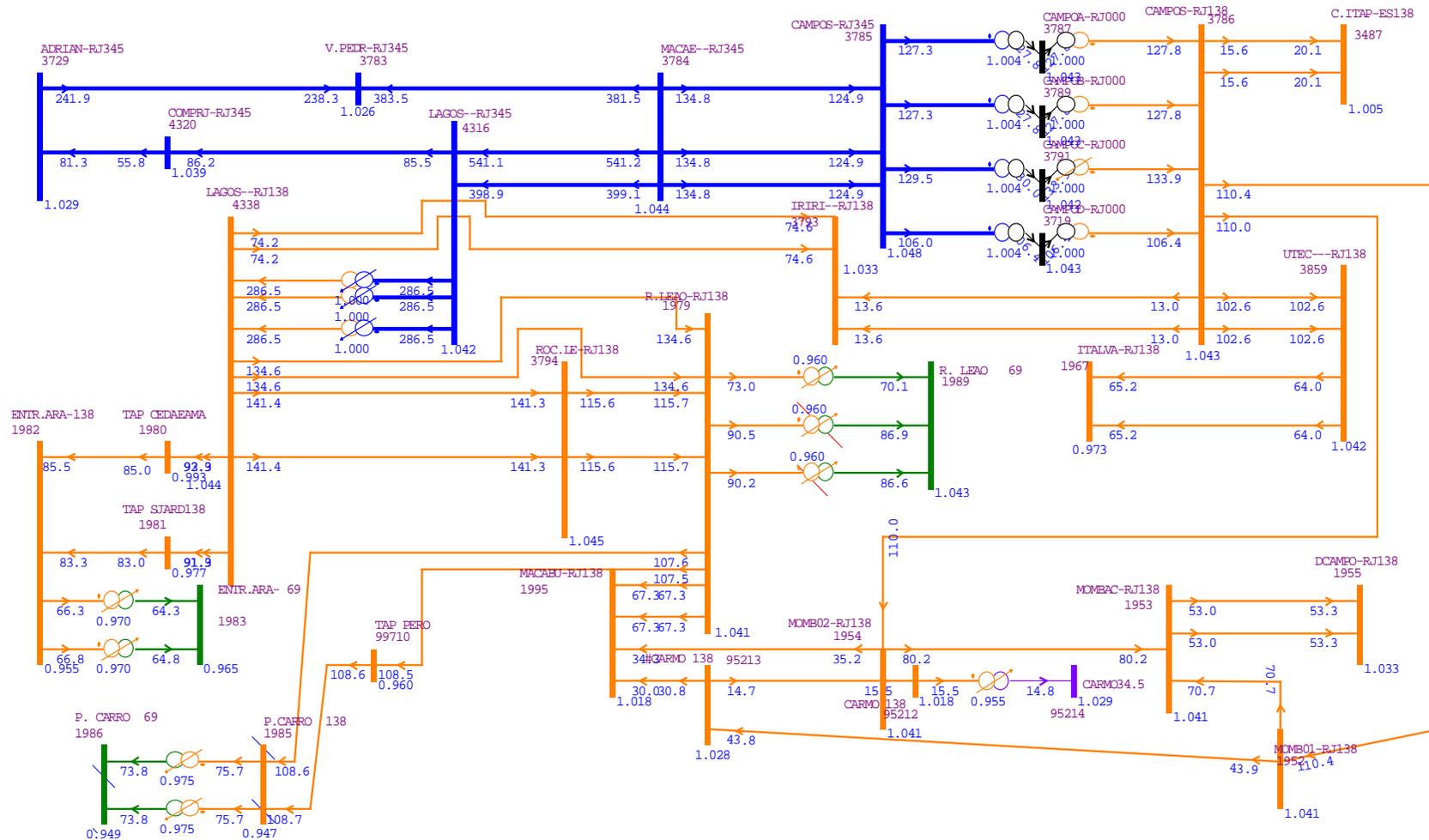
Alternativa 3 – 2019



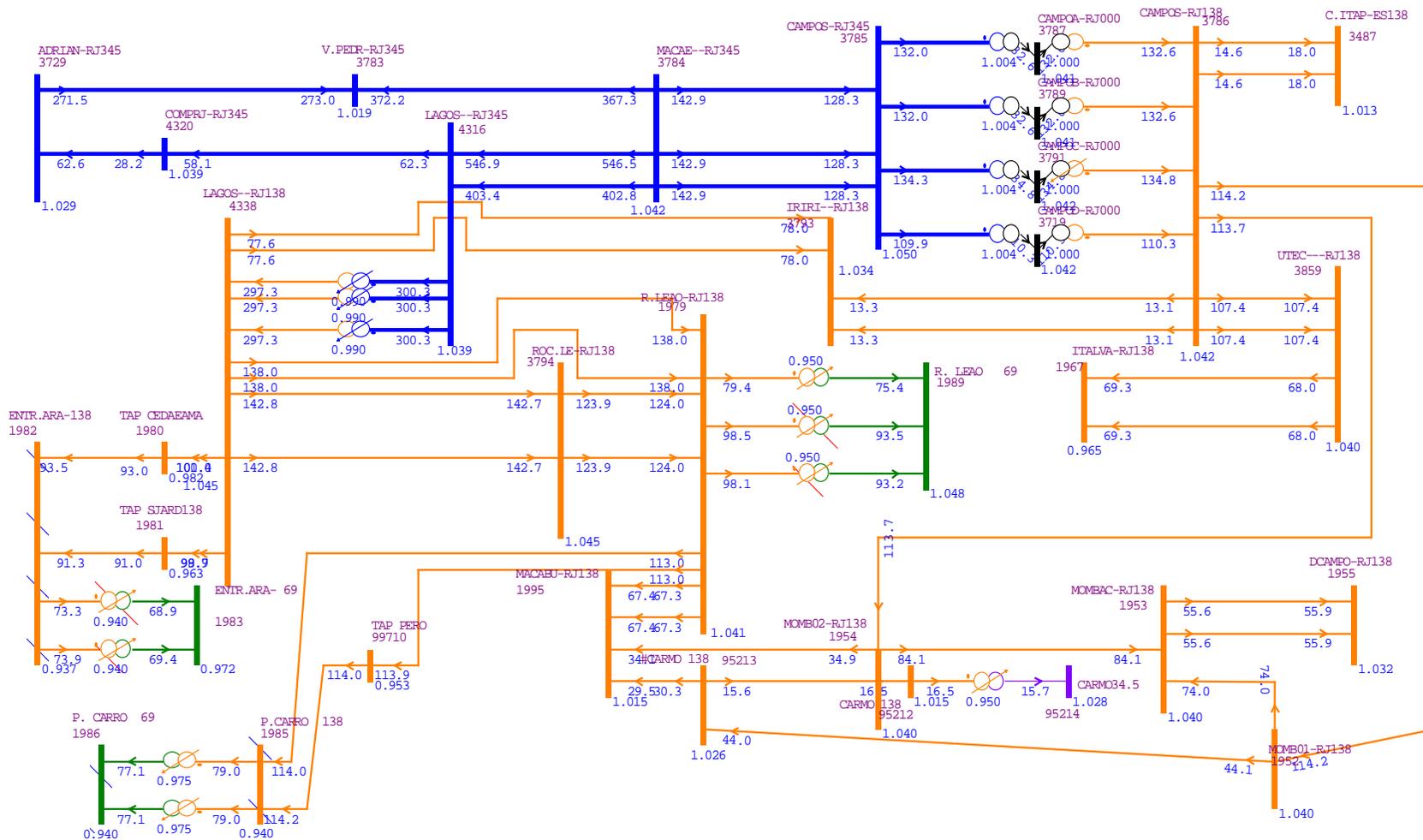
Alternativa 3 – 2020



Alternativa 3 – 2021



Alternativa 3 – 2022



Alternativa 3 – 2023

22. Anexo 5 – Tabelas de Comparação R1xR2

22.1. LT 345 kV Lagos Macaé

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
Empreendimento: LT 345 kV Lagos - Macaé			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	16		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 2x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1926		
Capacidade operativa de curta duração (A)	2427		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω /km)	0,0322		
Reatância, 60 Hz (Ω /km)	0,3571		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	11,6706		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	525 - normal 876 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

22.2. LT 345 kV Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R2			
<i>Empreendimento: LT 345 kV Seccionamento da Linha de Transmissão 345 kV Comperj / Macaé na SE Lagos</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R2	Justificativas em Caso de Alterações no R2
Comprimento do circuito (km)	4		
Condutor utilizado (tipo e número por fase)	Rail – 2x954 MCM		
Capacidade operativa de longa duração (A)	1428		
Capacidade operativa de curta duração (A)	1799		
Resistência de sequência positiva, 60 Hz, (Ω /km)	0,0322		
Reatância, 60 Hz (Ω /km)	0,3571		
Susceptância, 60 Hz (nF/km)	11,6706		
Cenário utilizado no cálculo do equivalente de rede	---		
Fluxo máximo na linha considerado no estudo (MVA)	390 - normal 850 - emergência		
OBSERVAÇÕES			

23. Anexo 6 – Tabela de Comparação R1xR4

ANÁLISE CRÍTICA DO RELATÓRIO R4			
<i>Empreendimento: SE Lagos 345/138 kV</i>			
Característica da Instalação	Recomendações R1	Considerações do R4	Justificativas em Caso de Alterações no R4
Área mínima do terreno da subestação (m ²)	250 mil m ²		
Quantitativo de bays planejados por nível de tensão	3 bays em 345 kV + 2 bays em 138 kV bays para conexão de 3 ATR 345/138 kV		
Quantitativo de bays futuros por nível de tensão	2 bays em 500 kV + 2 bays em 345 kV + 8 bays em 138 kV + bays para conexão de 2 ATR 500/345 kV + bays para conexão de 2 TR 345/138 kV		
Capacidade de interrupção simétrica nominal dos disjuntores (kA)	345 kV – 50 kA 138 kV – 40 kA		
OBSERVAÇÕES			

24. Anexo 7 – Documentação Petrobras/Termomacaé



Rio de Janeiro, 14 de novembro de 2017

ENERGIA 0028/2017

Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Superintendência de Transmissão de Energia - STE
Dr. José Marcos Bressane
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
Rio de Janeiro – RJ
20090-003

**Assunto: Opções de Saída de Linha na Expansão da Subestação (SE) Macaé
345 kV**

**Referência: Correio eletrônico enviado no dia 22/08/2017 pelo analista Lucas
Simões de Oliveira**
Ofício nº 282/EPE/2017, de 22/05/2017

Prezado Senhor,

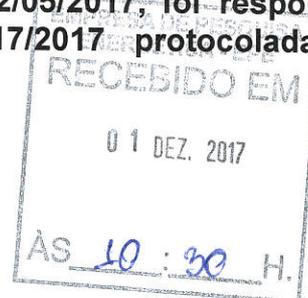
Por meio do correio eletrônico em referência (Anexo 01), a EPE encaminhou arquivo com o detalhamento das opções elaboradas por Furnas para que a UTE-MLG considerasse a possibilidade de que a saída da linha de transmissão (LT) da SE Macaé, em direção à nova SE Lagos, pudesse ser feita pelo lado SUL da subestação.

Após análise do material enviado (Anexos 5 a 8), a Petrobras elaborou desenho (Anexo 02) com as delimitações de áreas possíveis para implantação da expansão da SE Macaé e suas LTs em 345kV. Essas áreas delimitadas atendem, além de uma saída pelo lado NORTE, uma saída pelo Lado SUL, de acordo com a delimitação constante em azul no Anexo 02 .

Nesse sentido, ressalta-se que há possibilidade de negociação do terreno com a empresa vencedora do leilão de transmissão, dentro da área delimitada no documento do Anexo 02. Porém, é importante salientar que a área demarcada em verde no Anexo 02 é de vegetação nativa e passará por um projeto de reflorestamento para se tornar uma reserva legal. Sendo assim, essa parte do terreno deverá ser preservada e, portanto, não poderá ser objeto de negociação, devendo a Transmissora respeitar também as condicionantes do Anexo 03.

Cabe salientar que o Ofício nº 282/EPE/2017, de 22/05/2017, foi respondido pela Petrobras através da Carta ENERGIA 0017/2017 protocolada em

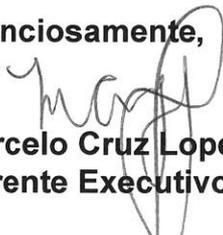
GERÊNCIA EXECUTIVA DE ENERGIA
Av. Henrique Valadares, 28 - Torre A - 14º andar
Centro - RJ
Tel: 21 2166-5004



27/07/2017 (Anexo 04).

Desde já, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para eventuais esclarecimentos.

Atenciosamente,



Marcelo Cruz Lopes
Gerente Executivo de Energia

Anexo(s): Anexo 1 - Correio Eletrônico EPE
Anexo 2 - Desenho delimitação áreas.pdf
Anexo 3 - UTE-MLG-Mapeamento Reserva Legal.pdf
Anexo 4 - Carta ENERGIA 0017_2017-protocolo.pdf
Anexo 5 - GPE.E-2989.pdf
Anexo 6 - GPE.E-2990.pdf
Anexo 7 - GPE.E-2991.pdf
Anexo 8 - GPE.E-2992.pdf

c.c.: **ENERGIA SOAE/BRA/Petrobras; ENERGIA SOAE**
MAE/BRA/Petrobras; ENERGIA UO-TERM
UTE-MLG/BRA/Petrobras; ENERGIA UO-TERM/BRA/Petrobras;
ENERGIA AS/BRA/Petrobras



Expansão Macaé - Opções Saída de Linha

Lucas Simões de Oliveira

22/08/2017 16:15

Para:

'cloviscsn@petrobras.com.br', 'itamar.soares@petrobras.com.br'

Cc:

Carolina Moreira Borges, Joao Mauricio Caruso, Tiago Veiga Madureira

Ocultar detalhes

De: Lucas Simões de Oliveira <lucas-s.oliveira@epe.gov.br>

Para: "'cloviscsn@petrobras.com.br'" <cloviscsn@petrobras.com.br>,

"'itamar.soares@petrobras.com.br'" <itamar.soares@petrobras.com.br>

Cc: Carolina Moreira Borges <carolina.borges@epe.gov.br>, Joao Mauricio Caruso

<joao.caruso@epe.gov.br>, Tiago Veiga Madureira <tiago.madureira@epe.gov.br>

2 Attachments



Macaé.7z SE Macaé - Relatório R4.pdf

Clovis e Itamar, boa tarde!

Conforme combinado na reunião do dia 11/08, segue em anexo o detalhamento das opções para a saída de linha SE Lagos, elaborado por Furnas.

Segue também o relatório R4 emitido por Furnas anteriormente à reunião, com destaque para o item "2. Possibilidades de Ampliação da Subestação Atual".

Ficamos no aguardo do parecer sobre a viabilidade da(s) solução(ões) detalhadas por Furnas, e do posicionamento da Petrobras/Termomacaé sobre a possibilidade de negociação do terreno.

Estamos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Att,

Lucas Simões de Oliveira

Analista de Pesquisa Energética

Superintendência de Transmissão de Energia/STE

Av. Rio Branco, nº 1 - 11º andar – Edifício RB1, Centro - Rio de Janeiro – RJ

e-mail: lucas-s.oliveira@epe.gov.br Tel: 21 3512- 3445

Esta mensagem e eventuais anexos podem conter informações privilegiadas, confidenciais e/ou protegidas por sigilo legal e por direitos autorais. A divulgação, distribuição, reprodução ou qualquer forma de utilização do teor deste documento depende de autorização do emissor. sujeitando-se o infrator às sanções legais. O emissor desta mensagem utiliza este recurso no exercício do seu trabalho ou em razão dele, eximindo-se o empregador de qualquer responsabilidade por utilização indevida ou pessoal. Caso esta comunicação tenha sido recebida por engano, por favor avisar imediatamente ao emissor respondendo esta mensagem. Este ambiente está sujeito a monitoração.

This message and any of its attachments may contain information that is privileged, confidential and/or protected by legal secrecy and copyright laws, being the violator subject to legal prosecution. The dissemination, distribution, reproduction or any use of the content of this document may be done upon written authorization of the issuer. The sender uses this electronic mailing system in the course of his/her work or on its account, being the employer exempted from any responsibility for inappropriate or personal use. If this communication has been received in error, please immediately notify the sender by replying this message. This environment is subject to monitoring.



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- 1 - DE-TGF-072/2001-FL.01-ARRANJO GERAL
- 2 - OFÍCIO nº 0282/EPE/2017
- 3 - MAPEAMENTO E LOCALIZAÇÃO DA RESERVA LEGAL DA UTE MÁRIO LAGO
LEVANTAMENTO PLANALTIMÉTRICO - NOVEMBRO/2015 -
RESPONSÁVEL TÉCNICO: RENATO ESPERANÇO CREA-RJ 151986/D

NOTAS GERAIS

- 1 - COORDENADAS EM METRO.
- 2 - ESTE DESENHO TEM COMO OBJETIVO DEFINIR A DELIMITAÇÃO DE ÁREA DISPONÍVEL PARA NEGOCIAÇÃO QUANDO DA EXPANSÃO DE MAIS UM VÃO COMPLETO (DISJUNTOR E MEIO) NA SE MACAÉ PARA NOVA LT LAGOS E FOI FEITO TOMANDO-SE COMO BASE:
 - a) AS DEFINIÇÕES DE ÁREA INDICADAS PELA UTE-MLG(TERMOMACAE) E ENERGIA/SOAE/MAE;
 - b) OS ARRANJOS, ESPAÇAMENTOS E ACESSOS NO PADRÃO DA INSTALAÇÃO EXISTENTE;
 - c) SOLICITAÇÕES DO EPE/FURNAS PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS DE AMPLIAÇÃO DO PÁTIO PELOS LADOS NORTE E TAMBÉM PELO SUL.
- 3 - A ANEEL, EPE E A TRANSMISSORA ACESSANTE DEVEM CONSIDERAR TAMBÉM EM SUAS ESTIMATIVAS DE CUSTOS, ALEM DA ÁREA TOTAL NECESSÁRIA PARA EXPANSÃO DO PÁTIO, TODOS OS CUSTOS PARA ADEQUAÇÕES DO TERRENO, COMO ATERRO, REATERRO, TALUDES, DESVIOS E ADEQUAÇÕES DE TODOS OS CANAIS DE DRENAGEM IMPACTADOS E TAMBÉM ADEQUAÇÃO DE TODAS AS VIAS E ACESSOS EXISTENTES, DE ACORDO COM OS REQUISITOS E NECESSIDADES DA UTE-MLG, DE FORMA A MANTER TODOS RECURSOS EXISTENTES NO ENTORNO DA SE MACAÉ.
- 4 - A UTE-MLG(TERMOMACAE) DEFINIRÁ O MONTANTE DE ÁREA NEGOCIÁVEL JUNTO À TRANSMISSORA ACESSANTE BASEADO EM TODA ÁREA NECESSÁRIA PARA AMPLIAÇÃO DO PÁTIO. FACE AO FATO DE QUE DEVE-SE COMPUTAR COMO ÁREA NEGOCIÁVEL NÃO SÓ A ÁREA CONSUMIDA PELOS EQUIPAMENTOS DE PÁTIO E OUTROS, MAS TAMBÉM AS ÁREAS NECESSÁRIAS PARA TALUDES E DRENAGEM QUE VIABILIZARÃO E FARÃO PARTE DA CONSTRUÇÃO DA EXPANSÃO DO PÁTIO (ISTO PROVAVELMENTE VAI REQUERER UMA ÁREA MAIOR QUE 7.000M² E DEVERÁ TER COMO REFERÊNCIA AS ÁREAS DEMARCADAS EM VERMELHO NESTE DESENHO). ESTA ÁREA TOTAL NECESSÁRIA PARA EXPANSÃO DO PÁTIO DEVE SER APRESENTADA PARA UTE-MLG O QUANTO ANTES, PODENDO SER JUNTO COM A ETAPA DO EDITAL DE TRANSMISSÃO DA ANEEL OU QUANDO DA ELABORAÇÃO DO PROJETO BÁSICO.
- 5 - A UTE-MLG(TERMOMACAE) DEVERÁ SER CONSULTADA PARA DEFINIÇÃO DO TRAÇADO E DA FAIXA DE SERVIÇO DE LTS QUANDO DA ELABORAÇÃO DO PROJETO BÁSICO PELA TRANSMISSORA. A FAIXA SERÁ ADEQUADAMENTE POSICIONADA NA ÁREA DEMARCADA NESTE DOCUMENTO E SUA LARGURA NÃO DEVERÁ SER SUPERIOR A 40METROS.

SIMBOLOGIA

- LIMITE DE ÁREA DISPONÍVEL PELA UTE-MLG PARA O PROCESSO DE NEGOCIAÇÃO E LIBERAÇÃO DE TERRENO PARA EXPANSÃO DO PÁTIO DA SE MACAÉ 345KV.
- LIMITE DE ÁREA DISPONÍVEL PELA UTE-MLG PARA O PROCESSO DE NEGOCIAÇÃO E LIBERAÇÃO DE TERRENO PARA CHEGADA/SÁIDA DE LTS RELATIVAS A EXPANSÃO DO PÁTIO DA SE MACAÉ 345KV.
- LIMITE DE ÁREAS DEMARCADAS COMO RESERVA LEGAL JUNTO AO INEA PARA UTE MARIO LAGO, E TAMBÉM INDISPONÍVEIS PARA USO (CESSÃO, SERVIÇO,ETC.), CONFORME REFERÊNCIA 3.

REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.
A	INCLUSÃO DE ALTERNATIVA EPE PARA SAÍDA DE LT AO SUL	15/09/2017	ITAMAR	TADEU	TAKEMOTO
Ø	ORIGINAL	28/06/2017	ITAMAR	TADEU	TAKEMOTO

AS INFORMAÇÕES DESTA DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE. FORMALÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-381 REV. L

	PRGE
CLIENTE: ENERGIA/SOAE/MAE	
PROGRAMA: PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO E USO DE ÁREAS	
ÁREA: UTE MÁRIO LAGO - UTE-MLG (TERMOMACAE)	
TÍTULO: DELIMITAÇÃO DA ÁREA POSSÍVEL PARA NEGOCIAÇÃO DE TERRENO RELATIVO À AMPLIAÇÃO DO PÁTIO DA SE MACAÉ 345KV	
PROJ.:	APROV.:
ESCALA: 1/4000	FOLHA 01 de 01
DATA: 28/06/2017	Nº: PRGE/ENG
DE-9210.00-7600-942-PEI-001	

Vértice	Direção	X	Y	Azimute	Distância
1	1-2	202216,7	7530050	112° 27' 23,69"	8,7
2	2-3	202224,8	7530047	95° 13' 3,59"	8,544
3	3-4	202232,9	7530046	147° 19' 49,8"	10,706
4	4-5	202239,1	7530037	117° 14' 48,37"	33,986
5	5-6	202269,3	7530021	123° 41' 25,06"	10,989
6	6-7	202278,4	7530015	104° 2' 10,3"	12,566
7	7-8	202290,6	7530012	108° 26' 7,14"	12,851
8	8-9	202302,8	7530008	162° 8' 11,72"	4,608
9	9-10	202304,2	7530004	132° 39' 14,65"	13,94
10	10-11	202314,5	7529994	73° 26' 15,8"	16,446
11	11-12	202330,2	7529999	74° 3' 16,8"	7,396
12	12-13	202337,3	7530001	89° 59' 59,94"	12,191
13	13-14	202349,5	7530001	80° 32' 15,8"	12,359
14	14-15	202361,7	7530003	83° 39' 34,63"	9,2
15	15-16	202370,9	7530004	103° 58' 27,88"	20,78
16	16-17	202391	7529999	111° 48' 3,5"	5,637
17	17-18	202396,3	7529997	131° 38' 1,2"	12,233
18	18-19	202405,4	7529989	141° 50' 33,73"	18,088
19	19-20	202416,6	7529974	149° 44' 36,61"	14,114
20	20-21	202423,7	7529962	143° 7' 48,35"	15,239
21	21-22	202432,8	7529950	106° 41' 57,38"	8,862
22	22-23	202441,3	7529948	90° 0' 0"	13,014
23	23-24	202454,3	7529948	101° 18' 35,76"	16,189
24	24-25	202470,2	7529944	106° 23' 9,32"	12,127
25	25-26	202481,9	7529941	140° 21' 27,79"	14,111
26	26-27	202490,9	7529930	161° 4' 47,26"	9,265
27	27-28	202493,9	7529921	170° 53' 3,24"	12,427
28	28-29	202495,8	7529909	151° 36' 1,03"	6,956
29	29-30	202499,1	7529903	132° 32' 46,9"	8,587
30	30-31	202505,5	7529897	126° 5' 11,63"	5,946
31	31-32	202510,2	7529894	102° 5' 41,61"	13,334
32	32-33	202523,3	7529891	101° 46' 6,13"	24,906
33	33-34	202547,6	7529886	97° 35' 40,31"	30,747
34	34-35	202578,1	7529882	94° 5' 8,6"	14,259
35	35-36	202592,3	7529881	100° 18' 16,94"	11,358
36	36-37	202603,5	7529879	119° 44' 42,89"	8,191
37	37-38	202610,6	7529875	142° 7' 30,99"	11,583
38	38-39	202617,7	7529865	153° 26' 4,45"	13,63
39	39-40	202623,8	7529853	161° 33' 53,59"	18,941
40	40-41	202629,8	7529835	135° 38' 51,99"	13,23
41	41-42	202639,1	7529826	119° 28' 32,95"	53,681
42	42-43	202685,8	7529799	114° 13' 39,79"	22,281
43	43-44	202706,1	7529790	126° 15' 13,25"	18,897
44	44-45	202721,4	7529779	114° 37' 24,72"	26,821
45	45-46	202745,7	7529768	121° 36' 26,96"	15,507
46	46-47	202759	7529760	145° 38' 17,91"	16,063
47	47-48	202768,1	7529746	150° 15' 17,11"	16,381
48	48-49	202776,2	7529732	150° 56' 43,19"	20,919
49	49-50	202786,4	7529714	182° 28' 17,35"	14,055
50	50-51	202785,8	7529700	198° 34' 38,11"	12,027
51	51-52	202781,4	7529688	245° 58' 9,06"	418,046
52	52-53	202400,1	7529518	318° 54' 9,19"	503,819
53	53-1	202069,1	7529898	44° 11' 20,12"	211,802

Vértice	Direção	X	Y	Azimute	Distância
54	54-55	202987,3	7529597	259° 48' 25,43"	221,787
55	55-56	202769	7529558	223° 51' 4,53"	304,289
56	56-57	202558,2	7529339	318° 43' 59,55"	133,097
57	57-58	202469,8	7529440	65° 38' 23,79"	498,47
58	58-54	202924,6	7529644	126° 47' 39,33"	78,409

Vértice	Direção	X	Y	Azimute	Distância
59	59-60	203277,7	7529809	117° 26' 34,12"	392,519
60	60-61	203626,1	7529628	35° 55' 8,67"	22,375
61	61-62	203639,2	7529646	47° 8' 55,91"	53,544
62	62-63	203678,4	7529683	51° 5' 18,7"	70,556
63	63-64	203733,3	7529727	64° 15' 42,89"	67,432
64	64-65	203794,2	7529756	78° 4' 45,34"	29,205
65	65-66	203822,6	7529763	98° 49' 18,55"	29,155
66	66-67	203851,5	7529758	111° 55' 48,64"	27,984
67	67-68	203877	7529748	126° 52' 11,63"	23,813
68	68-69	203896,5	7529733	104° 2' 10,48"	22,909
69	69-70	203919,9	7529728	88° 40' 59,12"	27,63
70	70-71	203946,1	7529728	79° 3' 15,63"	34,279
71	71-72	203980	7529735	69° 47' 13,96"	37,217
72	72-73	204015,4	7529748	60° 28' 19,56"	71,709
73	73-74	204078	7529784	41° 4' 34"	64,932
74	74-75	204120,3	7529833	60° 23' 43,98"	16,737
75	75-76	204134,5	7529840	83° 34' 52,37"	26,625
76	76-77	204162,7	7529843	89° 17' 30,69"	36,093
77	77-78	204197,1	7529844	92° 11' 58,16"	25,928
78	78-79	204223	7529843	98° 35' 45,08"	163,544
79	79-80	204384,7	7529818	197° 34' 36,04"	455,589
80	80-81	204247,1	7529384	256° 3' 7,46"	426,088
81	81-82	203833,6	7529281	299° 54' 9,71"	770,025
82	82-83	203166,1	7529665	341° 47' 45,89"	83
83	83-59	203140,1	7529744	64° 45' 2,83"	152,823

LEGENDA

- Vértices
- Acessos
- Hidrografia
- Principais Vias de Acesso
- Fazenda Santa Rita
- Fazenda São Jorge
- Fazenda Severina
- APP de Topo de Morro
- APP Lago Artificial
- APP Nascente
- APP Rio
- Faixa de Domínio LT 50m
- Reserva Legal
- Uso do Solo
 - Área Alagável
 - Área Arborizada
 - Área Arborizada - Reflorestamento
 - Área Construída
 - Áreas Florestadas
 - Gramíneas
 - Lago Artificial
 - Vegetação arbustiva
- Faixa Domínio Gasoduto e Adutora

Nome da Fazenda	Área Total (ha)	Área de APP (ha) Topo de Morro	Área de APP (ha) Corpos Hidricos	Área APP Total (ha)	Área de Reserva Legal (ha) Fazenda Santa Rita	Área destinada a Reserva Legal (ha)	Área de Interseção de APP com Reserva Legal (ha)
Santa Rita	200,000	5,920	16,431	22,352	40,000	40,000	6,718
Severina	101,220	-	11,728	11,728	20,244	20,244	-
São Jorge	5,000	-	2,098	2,098	1,000	1,000	-
Total	306,220	5,920	30,253	36,174	61,244	61,244	6,718

MAPA DE LOCALIZAÇÃO



CLIENTE:

EXECUÇÃO:

RESPONSÁVEL TÉCNICO: **RENATO PIMENTA ESPERANÇO**
CREA/RJ 151986/D

CLIENTE:

PETROBRAS S.A. - UTE MÁRIO LAGO

PROJETO: **LEVANTAMENTO PLANIMÉTRICO - UTE MÁRIO LAGO**

TÍTULO: **MAPEAMENTO E LOCALIZAÇÃO DA RESERVA LEGAL UTE MÁRIO LAGO**

PROJEÇÃO: **UTM ZONA 23S** DATUM HORIZONTAL: **SIRGAS2000**

TAMANHO DA FOLHA: **ISO A1** DATA: **Novembro/2015**

ESCALA: **1:5.000** ESCALA GRÁFICA:

0.327/2017
RECEBIDO em 27/07

Rio de Janeiro, 20 de julho de 2017

ENERGIA 0017/2017

Empresa de Pesquisa Energética – EPE
Diretoria de Estudos de Energia Elétrica
Dr. Amilcar Guerreiro
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar
Rio de Janeiro – RJ
20090-003

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de acesso e expansão na Subestação (SE) Macaé 345 kV

Referência: Ofício nº 0282/EPE/2017, de 22/05/2017

Prezado Senhor,

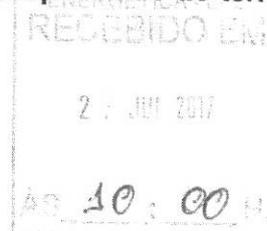
Por meio do Ofício em referência, a EPE solicita manifestação da Petrobras no sentido de confirmar a possibilidade de negociação de cerca de 7.000 m² de terreno em área adjacente à SE 345 kV Macaé.

Conforme informado pela EPE, o terreno é necessário para viabilizar a expansão da SE 345 kV Macaé, de propriedade de Furnas, visando a extensão de barramento para acesso da futura LT 345 kV Lagos-Macaé.

Nesse contexto, ressalta-se que há possibilidade de negociação do terreno com a empresa vencedora do leilão de transmissão, dentro da área delimitada no documento em anexo (sentido Norte), considerando os seguintes pontos:

- i. A área demarcada em vermelho está disponível para o processo de negociação de aquisição e liberação de terreno para expansão do pátio da SE 345 kV Macaé. Essa área deverá incluir tanto a instalação do vão disjuntor e meio quanto a realização de acessos e adequações de aterro e taludes necessários para viabilizar a ampliação do pátio. Ou seja, pode ser que o terreno a ser negociado com a transmissora necessite de extensão superior a 7.000 m². Assim, na elaboração do projeto básico, serão determinadas as necessidades de obras e uso de área para expansão do pátio, momento em que será definido o terreno total utilizado pelo empreendimento da expansão da SE Macaé, o qual será considerado na negociação com a transmissora.
- ii. A área demarcada em verde está disponível para o processo de negociação e liberação de terreno para a chegada/saída da nova LT 345 kV Lagos-Macaé. Para esta área, poderá ser negociada apenas a cessão de faixa de servidão (não será necessário transferir a propriedade do terreno).

Gerência Executiva de Energia
Av. Henrique Valadares, 28 - Torre A - 13º andar
Centro - Rio de Janeiro - RJ



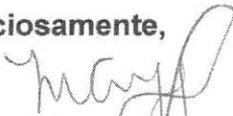
Cumpra-se destacar que as saídas de LTs do novo vão de disjuntor e meio serão disponibilizadas apenas pelo lado Leste (conforme desenho em anexo), tendo em vista que já existe uso e planejamento de uso para as áreas internas.

- iii. Todos os impactos e custos na área da UTE Mário Lago, decorrentes da implementação da expansão do pátio, serão de responsabilidade da transmissora, inclusive as adequações e desvios dos canais existentes, as adequações do arruamento e acessos existentes, além de aterro, reaterro e taludes que se fizerem necessários dentro da área necessária para expansão do Pátio da SE Macaé e suas saídas de LT.

Salienta-se ainda que a Petrobras detém a outorga da UTE Mario Lago mediante aluguel, sendo que a propriedade, tanto das instalações da usina quanto do terreno adjacente à SE 345 kV Macaé, pertence à Termomacaé Ltda, empresa na qual a Petrobras detém o controle acionário. Portanto, essa empresa deve ser envolvida no momento da negociação do terreno.

Desde já, a Petrobras agradece a atenção e se coloca à disposição para eventuais esclarecimentos.

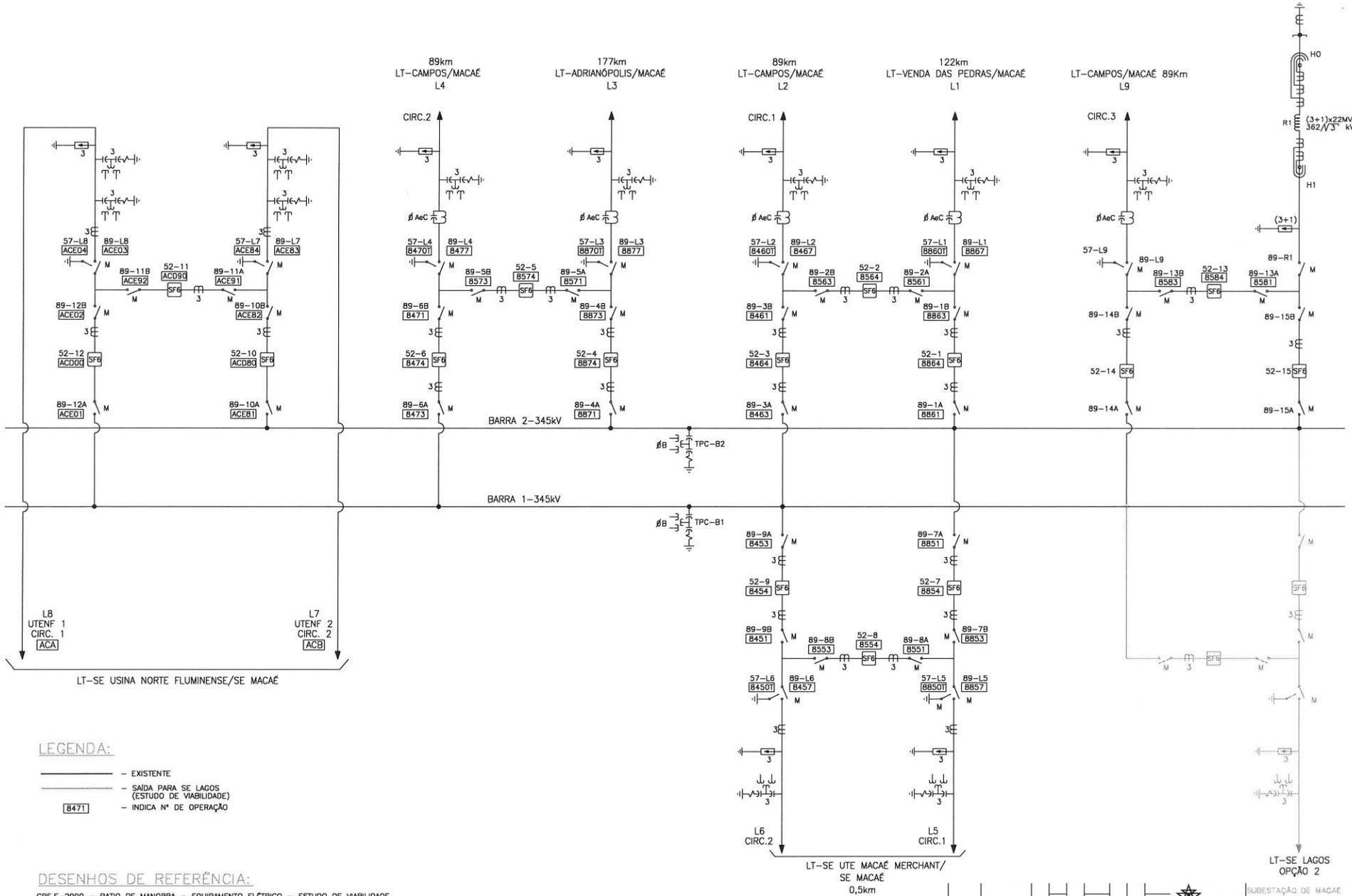
Atenciosamente,



Marcelo Cruz Lopes
Gerente Executivo de Energia

Anexo(s): Anexo – Delimitação da área possível para negociação de terreno relativo à ampliação do pátio da SE Macaé 345 kV
Anexo

c.c.: ENERGIA/SOAE/MAE; ENERGIA/UO-TERM;
ENERGIA/UO-TERM/UTE-MLG; ENERGIA/AS; GIA-RGN/PGE/PEN;
ENERGIA/PPO



LEGENDA:

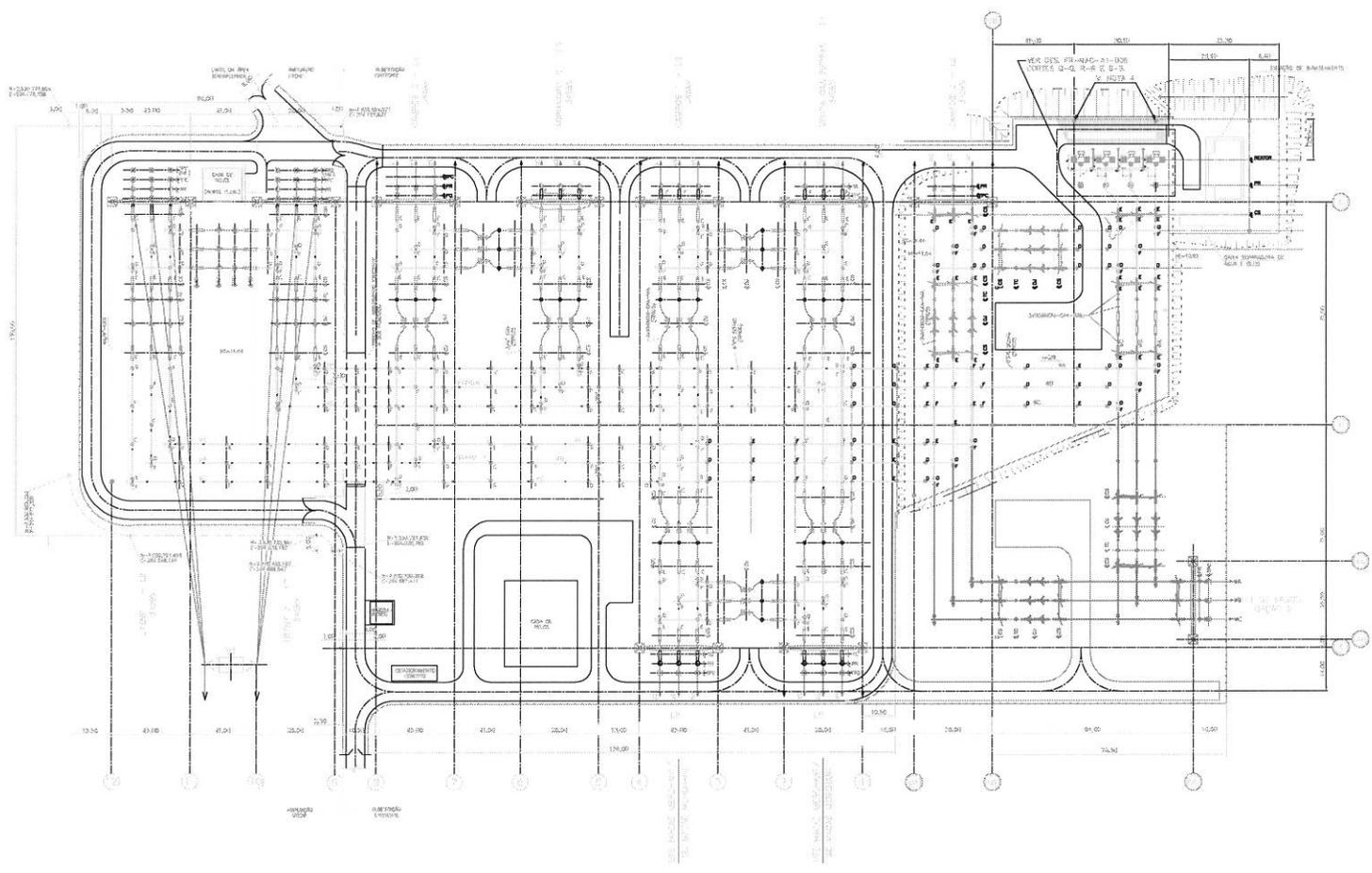
- EXISTENTE
- - - SAÍDA PARA SE LAGOS (ESTUDO DE VIABILIDADE)
- [8471] - INDICA Nº DE OPERAÇÃO

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

GPE.E-2990 - PATIO DE MANOBRAS - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - ESTUDO DE VIABILIDADE
 SETOR 345kV - SAÍDA PARA SE LAGOS-PLANTA

DESENHO DESENVOLVIDO EM CAD
 PROIBIDO ALTERAÇÃO MANUAL

										SUBESTAÇÃO DE MACAÉ OPÇÃO 2	
										ESCALA	
										5/1ES	
										DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO ESTUDO DE VIABILIDADE SAÍDA PARA LAGOS	
										FURNAS-GPE.E	
										GPE.E-2990	
ORG	ENVIADO	DATA	FEITO	VISTO	POR	ONG	FEITO	VISTO	APROV		
REV	APR.	PARA	FEITO	VISTO	POR	ONG	FEITO	VISTO	APROV		
										FURNAS PROJETISTA	



LEGENDA:

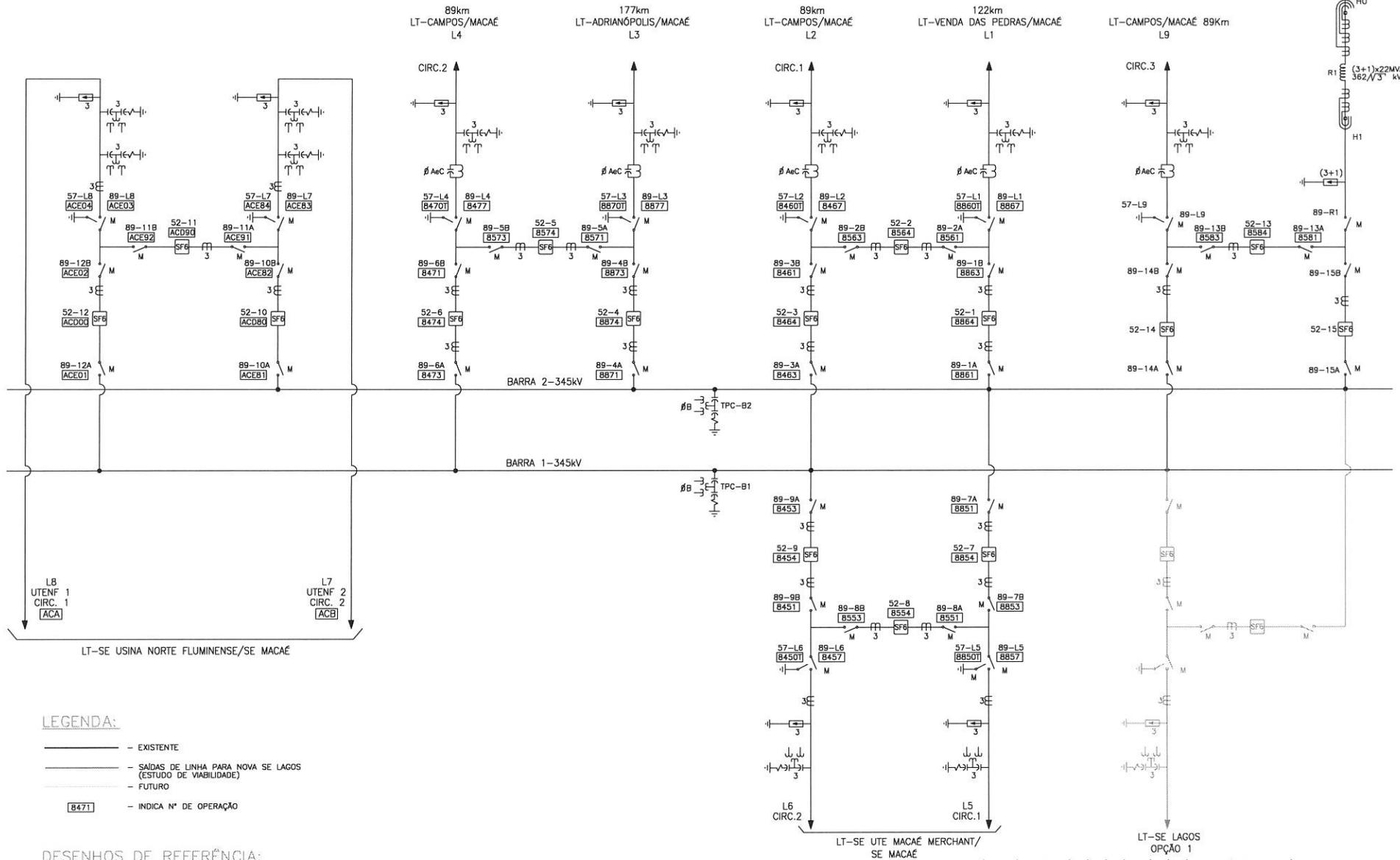
- POLO DE SECONADOR
- POLO DE DESAJTOR
- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
- PARA-RAIOS
- ISOLADOR TIPO "POST"
- POSTE DE CONCRETO
- CONECTOR SUPORTE OU TERMINAL DO TIPO FIXO, DESLIZANTE OU EXPANSÃO
- TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- FILTRO DE ONDA
- REATOR
- REATOR
- SAÍDA DE LINHA PARA SE LAGOS (ESTUDO DE VIABILIDADE)

NOTAS:
1 - DIMENSÕES, COORDENADAS E ELEVÇÕES EM METROS.

DESENHOS DE REFERÊNCIA:
GPE.E-2989 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO - ESTUDO DE VIABILIDADE SAÍDA PARA SE LAGOS

DESENHO RESERVADO OU NÃO PROIBIDA REPRODUÇÃO MANUAL

				DIRETORIA DE ÁGUA E EFLUENTES	
		ESCALA 1:100		PÁTIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO ESTUDO DE VIABILIDADE - SETOR 345kV SAÍDA PARA SE LAGOS - PLANTA	
		AUT./DESENHO GPE		DATA 08/09/91	
REV.	APROV. PARA	FEITO	VISTO	ORG.	FEITO
		GPE		ETC	
		FURNAS		PROJETISTA	
		VISTO/RESP/GREA		GPE.E-2990	



LEGENDA:

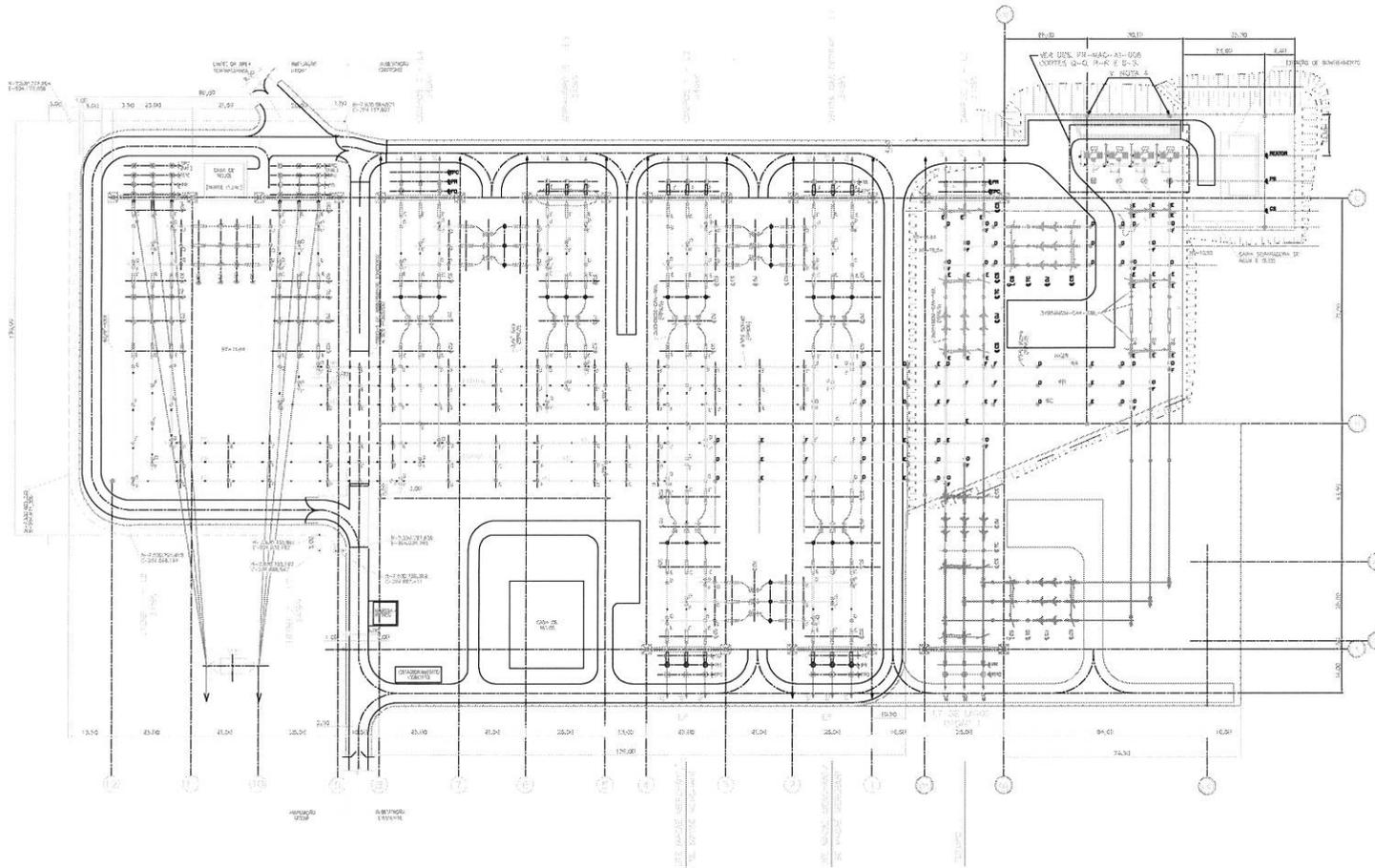
- EXISTENTE
- SAÍDAS DE LINHA PARA NOVA SE LAGOS (ESTUDO DE VIABILIDADE)
- FUTURO
- [8471] — INDICA N° DE OPERAÇÃO

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

GPE.E-2992 - PATIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO - ESTUDO DE VIABILIDADE
 SETOR 345kV - SAÍDA PARA SE LAGOS-PLANTA

DESENHO DESenvOLVIDO EM CAD
 PROIBIDO ALTERAÇÃO MANUAL

AUTOR/DESENHADOR		19/09/21		AUTOR/PROJETISTA		19/09/21		SUBESTAÇÃO DE MACAÉ OPÇÃO 1	
ORG		FURNAS-GPE.E		VISTO/REVISOR/CHIEF		GPE.E-2991		ESCALA	
REV		DESCRÇÃO		FEITO		VISTO		APROV	
		FURNAS		PROJETISTA					



LEGENDA:

- POLO DE SEDONADOR
- POLO DE DISAJTOR
- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
- PARA-RAIOS
- ISOLADOR TIPO "POST"
- POSTE DE CONCRETO
- CONECTOR SUPORTE DO TERMINAL DO TIPO FIXO, DESLIZANTE OU EXPANSÃO
- TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- FILTRO DE ONDA
- REATOR
- REATOR
- SAIDA DE LINHA PARA SE LAGOS (ESTUDO DE VIABILIDADE)

NOTAS:

1 - DIMENSOES, COORDENADAS E ELEVAÇÕES EM METROS.

DESENHOS DE REFERÊNCIA:

GPE.E-2991 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO - ESTUDO DE VIABILIDADE SAIDA PARA SE LAGOS

ESCALA REVISADO EM CASO DE PROIBIDA ALTERAÇÃO MANUAL.

												PÁTIO DE MANOBRA - EQUIPAMENTO ELÉTRICO ESTUDO DE VIABILIDADE - SETOR 345kV SAIDA PARA SE LAGOS - PLANTA	
												ESCALA 1:1000	
												PRODUTO: 0000	
												GPE.E-2992	
ORIG.	ESTUDO			FEITO	VISTO	POR	ORG.	FEITO	VISTO	PROV			
REV.	APROV.	PARA	DESCRIÇÃO	FURNAS	PROJETISTA								

25. Nota Técnica DEA 06/16 – Análise Socioambiental

Série
MEIO AMBIENTE: TRANSMISSÃO

NOTA TÉCNICA DEA 06/16

Análise socioambiental
do atendimento à região de Campos
(Relatório R1)

Rio de Janeiro
Abril de 2016



Ministério de
Minas e Energia

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PÁTRIA EDUCADORA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



Governo Federal

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo

Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Moacir Carlos Bertol



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim

Ricardo Gorini

Coordenação Executiva

Isaura Maria Ferreira Frega

Equipe Técnica

André Viola Barreto

Bernardo Regis Guimarães de Oliveira

Leonardo de Sousa Lopes

Pedro Ninô de Carvalho

Kátia Gisele Matosinho (coordenação técnica)

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SCN – Quadra 1 – Bloco C Nº 85 – Salas 1712/1714

Edifício Brasília Trade Center

70711-902 - Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro

Abril de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

Série
EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO
NOTA TÉCNICA DEA 06/16
Análise socioambiental
do atendimento à região de Campos
(Relatório R1)

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	3
2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS	5
2.1 PROCEDIMENTOS PARA LOCALIZAÇÃO DA NOVA SE E DELIMITAÇÃO DOS CORREDORES PARA LINHA DE TRANSMISSÃO E SECCIONAMENTO PLANEJADOS	5
2.2 BASE DE DADOS UTILIZADA	6
3. DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO PLANEJADA	8
3.1 LOCALIZAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	8
3.1.1 SE Lagos	8
4. DESCRIÇÃO DOS CORREDORES	13
4.1 SECCIONAMENTO DA LT 345 kV COMPERJ - MACAÉ NA SE LAGOS	13
4.2 LT 345 kV LAGOS - MACAÉ	18
5. REFERÊNCIAS	29
APÊNDICES	31

SIGLÁRIO

APCB	Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade
APP	Área de Preservação Permanente
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CD	Circuito Duplo
CS	Circuito Simples
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Ferrovias Centro Atlântica
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Iphan	Instituto de Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
LD	Linha de Distribuição
LT	Linha de Transmissão
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MRO	Município de Rio das Ostras
NT	Nota Técnica
PA	Projeto de Assentamento
PMM	Prefeitura Municipal de Macaé
Rebio	Reserva Biológica
SE	Subestação
SIG	Sistema de Informação Geográfica
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia
TI	Terra Indígena
TQ	Terra Quilombola
UC	Unidade de Conservação
UTE	Usina Termelétrica
ZA	Zona de Amortecimento

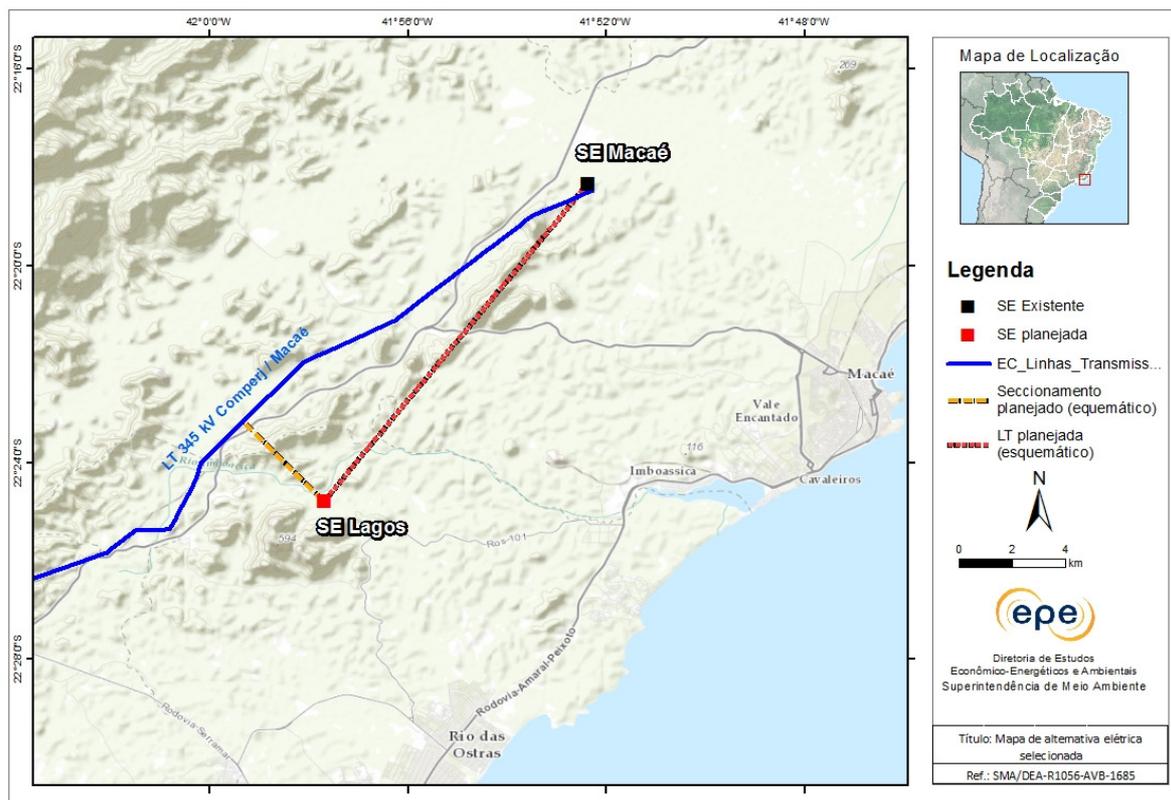
1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a Subestação (SE) Campos 345/138 kV, de propriedade da empresa Eletrobras Furnas, é responsável pelo suprimento elétrico das regiões norte e noroeste do estado do Rio de Janeiro e de parte das cargas do sul do Espírito Santo. Devido ao crescimento significativo da demanda de eletricidade nessa região, estudos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram o esgotamento da transformação elétrica em Campos, em um horizonte de curto prazo. As análises de diagnóstico realizadas indicaram que tal transformação terá problemas de carregamento a partir do ano de 2019, havendo necessidade de solução de reforço estrutural.

Considerando a impossibilidade de se realizar ampliações na SE existente Rocha Leão 138/69 kV (de propriedade da empresa Ampla Energia e Serviços S.A.), e que a SE Rocha Leão 138 kV (de propriedade de Furnas), por se localizar dentro de uma Unidade de Conservação (UC) do grupo de proteção integral não pode ser ampliada, o estudo realizado pela STE/EPE, que contou com a participação de ambas as empresas citadas, indicou a implantação de uma nova subestação na região. Além dessa nova SE planejada, denominada SE Lagos, o conjunto de obras previsto recomendou uma nova Linha de Transmissão (LT) que interligará a SE Macaé a essa nova SE, em tensão de 345 kV, bem como o seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé, para conexão com a SE Lagos.

Assim, a presente Nota Técnica (NT) apresenta a análise socioambiental da alternativa elétrica selecionada para atendimento à região de Campos, a qual compreende, em termos de obras indicadas para a rede básica, uma SE planejada, uma nova LT em Circuito Simples (CS) e o seccionamento em Circuito Duplo (CD) de uma LT existente, conforme apresentado na Figura 1, e detalhado a seguir:

- SE Lagos (345/138 kV);
- LT 345 kV Lagos – Macaé CS, com extensão de 10,5 km;
- Seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé na SE Lagos, em CD e extensão de 3,8 km.



Fonte: EPE, 2016

Figura 1 – Interligações esquemáticas e SE planejada relativas à alternativa selecionada

Na primeira parte desta NT, são apresentados os procedimentos utilizados na análise socioambiental realizada (item 2). Em seguida, são descritas as avaliações da área indicada para a localização da subestação planejada (item 3) e as análises socioambientais dos corredores para a implantação da futura linha de transmissão e seccionamento (item 4). Ao final, são apresentadas tabelas a serem preenchidas durante a elaboração do Relatório R3 de cada uma das obras planejadas, comparando-se os resultados obtidos nessa etapa do planejamento com as recomendações apresentadas nesta análise socioambiental de Relatório R1.

2. PROCEDIMENTOS ADOTADOS

2.1 Procedimentos para localização da nova SE e delimitação dos corredores para linha de transmissão e seccionamento planejados

Com o auxílio de imagens de satélite e de ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG), foram localizadas a SE e a LT existentes que compõem a alternativa de transmissão selecionada, bem como foram levantadas as áreas promissoras para implantação da subestação planejada (SE Lagos).

Não foram visualizados aspectos socioambientais relevantes que pudessem representar sobrecustos significativos nas instalações de transmissão da alternativa selecionada, tais como ocorrência de vegetação nativa que demandasse o alteamento de torres, áreas alagáveis que necessitassem fundações especiais, dentre outros. Dessa forma, a alternativa elétrica que apresentou melhor desempenho técnico-econômico foi indicada para ser detalhada nesta etapa de planejamento.

O presente estudo contou com uma vistoria de campo, realizada em janeiro de 2016, para inspeção preliminar das áreas previamente levantadas para a SE Lagos, assim como para coleta de informações adicionais relevantes para definição dos corredores para a LT e o seccionamento planejados.

A partir da localização do sistema elétrico existente na região, e da área identificada para a SE planejada, foram traçados os corredores para a nova LT e o seccionamento planejado, com larguras que variam de acordo com suas extensões. Dessa forma, o corredor de estudo para a LT planejada 345 kV Lagos – Macaé CS, cuja extensão é de cerca de 10,5 km, foi definido com largura de 5 km, enquanto o corredor de estudo para o seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé na SE Lagos, com extensão de 3,8 km, foi delineado com largura de 1,5 km.

Considerando as curtas extensões das obras lineares planejadas e a ausência de áreas significativas de restrição socioambiental, considerou-se dispensável a adoção de mais de uma alternativa de corredor. Ainda, os corredores elaborados foram delineados de forma que sua concepção possibilitasse diversas alternativas de traçado de diretrizes para a implantação da LT.

Ao se traçar os corredores, procurou-se desviá-los das áreas com maior sensibilidade socioambiental, como Unidades de Conservação (UC), áreas com vegetação nativa, projetos

de assentamentos rurais, áreas urbanas e de expansão urbana. Ao mesmo tempo, buscou-se proximidade com rodovias, visando reduzir a abertura de vias de acesso.

Para descrição dos corredores, inicialmente é feita uma breve caracterização da região atravessada, apontando-se os principais aspectos socioambientais e motivos de desvios em seu traçado. Visando complementar a descrição, são apresentadas figuras elaboradas a partir de imagens de satélite contemplando aspectos relevantes para caracterização do corredor, tais como infraestrutura e áreas de interesse socioambiental, que deverão ser observados quando da definição das diretrizes na etapa de elaboração do Relatório R3. Em relação à infraestrutura, são apresentados os principais núcleos urbanos, malha viária, dutos, usinas termelétricas, subestações e LTs existentes. No caso de áreas de interesse socioambiental, são indicadas unidades de conservação e respectivas zonas de amortecimento, áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, áreas protegidas, assentamentos rurais, áreas de extração mineral e áreas de adensamento de habitações.

Ao final da descrição de cada corredor, são apresentadas as recomendações para definição das respectivas diretrizes quando da elaboração do Relatório R3, que estão sintetizadas nas fichas de verificação de aderência entre os relatórios R3 e R1 constantes nos apêndices.

2.2 Base de Dados Utilizada

Para localização e análise da SE planejada e da alternativa de transmissão selecionada, delimitação dos corredores e elaboração das figuras e tabelas, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial e sistema viário (IBGE, 2009);
- Banco de Dados do Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico (Iphan, 2016).
- Lista de Terras Quilombolas por município (FCP, 2016);
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira (MMA, 2007);
- Mapa de Ocorrência de Cavernas (Cecav, 2015);
- Mapa de Processos Minerários (DNPM, 2016);
- Mapa de Projetos de Assentamento (Incra, 2016a);

- Mapa de Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2016);
- Mapa de Terras Indígenas (Funai, 2016);
- Mapa de Territórios Quilombolas (Incra, 2016b);
- Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais (MMA, 2016; Eletrobras, 2011);
- Traçado georreferenciado de linhas de transmissão existentes e subestações (EPE/SMA, 2016).

3. DESCRIÇÃO DA SUBESTAÇÃO PLANEJADA

3.1 Localização das subestações

O presente estudo envolve duas subestações que compõem a alternativa de transmissão selecionada, sendo uma existente e uma planejada. A Tabela 1 apresenta as coordenadas dessas subestações.

Tabela 1 – Coordenadas das subestações estudadas

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Macaé	Existente	22°18'19"S	41°52'22"O	Macaé	RJ
Lagos*	Planejada	22°24'38"S	41°58'04"O	Rio das Ostras	

*As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

A seguir, é apresentada a área sugerida para a implantação da SE planejada Lagos, dentro da qual os estudos deverão ser aprofundados na etapa do Relatório R3, objetivando a escolha do local referencial para a subestação.

3.1.1 SE Lagos

Para a implantação da SE Lagos, buscou-se evidenciar, preliminarmente, por meio de imagens de satélite, algumas áreas favoráveis como referência para sua localização. Em visita de campo, que contou com a presença de técnicos da EPE, de Furnas e da Ampla, realizada em janeiro de 2016, constatou-se uma localidade favorável para indicação da área de estudo da SE. Dessa forma, para a definição do local de referência para a SE Lagos, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área com raio de dois quilômetros no entorno do ponto de coordenadas 22°24'38"S e 41°58'04"O.

A área de estudo proposta para a SE Lagos localiza-se no município de Rio das Ostras, mais precisamente em sua porção oeste, próximo ao distrito de Rocha Leão. Para a indicação da área de estudo, foram buscadas áreas com proximidade de estradas e áreas antropizadas, e distanciamento de áreas urbanas e áreas protegidas. Além disso, foram consideradas a proximidade com a LT 345 kV Comperj – Macaé, que será seccionada nessa subestação, e com o sistema de distribuição existente, de propriedade da Ampla.

O perímetro sugerido para implantação da SE Lagos está situado em uma área rural (Figura 2), a leste da rodovia BR-101 e do núcleo urbano do distrito de Rocha Leão. A

porção central da área é caracterizada por um vale com relevo suave ondulado compreendido entre colinas e serras, nas porções norte e sul.



Figura 2 – Localização sugerida para a SE Lagos

Nessa área do município, os terrenos são destinados majoritariamente para atividade pecuária, além disso, existem pequenas áreas de remanescentes de vegetação nativa.

A parte central da área indicada pode ser observada nas Figuras 3 e 4, a seguir. Vale destacar que a parte norte da área é atravessada por dois oleodutos (OSDUC I e OSDUC IV) e um gasoduto (GASDUC II). Na parte central há uma ferrovia desativada, a Ferrovia Centro Atlântica (FCA), e próximo ao limite leste da área está situado o Projeto de Assentamento (PA) Cantagalo.



Fonte: EPE, 2016

Figura 3 – Foto panorâmica, com visada de sul para norte, na parte central da área sugerida para a SE Lagos



Fonte: EPE, 2016

Figura 4 – Foto panorâmica, com visada de leste para oeste, na parte central da área sugerida para a SE Lagos

A área está inserida na delimitação proposta para a Zona de Amortecimento (ZA) da Reserva Biológica (Rebio) União, UC federal do grupo de proteção integral, e na Área Prioritária para Conservação da Biodiversidade (APCB) Rio das Ostras, cuja importância é classificada como muito alta e sua ação prioritária é de formação de mosaico/corredor. Não há referências de restrições quanto à implantação empreendimentos elétricos na ZA proposta para a Rebio mencionada, conforme Plano de Manejo dessa UC (ICMBio, 2008). Entretanto, deve-se observar que consta nesse documento que durante o processo de licenciamento de novos empreendimentos localizados na ZA da Rebio, deverá ser observado o grau de comprometimento da conectividade dos fragmentos, da vegetação nativa e de seus corredores ecológicos.

A área sugerida está localizada no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidos pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso.

O artigo 12 da lei mencionada estabelece que os novos empreendimentos que impliquem o corte ou a supressão de vegetação do Bioma deverão ser implantados preferencialmente em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas. De acordo com o artigo 14 da mesma lei, a supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração somente poderá ser autorizada em caso de utilidade pública (vegetação secundária em estágio médio de regeneração também poderá ser autorizada em casos de interesse social), sendo que deverá ser devidamente caracterizada e motivada em procedimento administrativo próprio, quando inexistir alternativa técnica e locacional ao empreendimento proposto. Ainda de acordo com a Lei da Mata Atlântica, o corte ou a supressão de vegetação primária ou secundária nos estágios médio ou avançado de regeneração, autorizados pela lei, ficam condicionados à compensação ambiental, na forma de destinação de área

equivalente à extensão da área desmatada, com as mesmas características ecológicas, na mesma bacia hidrográfica (sempre que possível na mesma microbacia hidrográfica).

De acordo com o macrozoneamento definido pelo Plano Diretor do município de Rio das Ostras¹ (MRO, 2006), o polígono sugerido está localizado em uma zona denominada **Área Rural**, englobando parte de alguns polígonos denominados **Áreas Protegidas**, relativos às Áreas de Preservação Permanente (APPs) associadas ao relevo montanhoso e vegetação nativa associada.

O local sugerido pode ser acessado por meio de uma estrada vicinal, a partir da rodovia BR-101. A Figura 5 apresenta as condições dessa estrada em fevereiro de 2016.



Fonte: EPE, 2016

Figura 5 – Estrada de acesso à área sugerida para a SE Lagos

Existem cinco processos minerários na área indicada, sendo um em fase de requerimento de lavra, dois em autorização de pesquisa e dois em requerimento de pesquisa. Quatro desses processos são para extração de granito e outro para gnaíse.

Segundo consulta ao *site* do Iphan, o município de Rio das Ostras possui 11 sítios arqueológicos cadastrados, não sendo disponibilizada neste meio, porém, a localização de tais sítios.

Recomendações para o Relatório R3

As principais recomendações para indicação do local de implantação da SE Lagos, durante elaboração do Relatório R3 desse empreendimento, são:

- Evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006);

¹ Atualmente, o Plano Diretor de Rio das Ostras se encontra em processo de revisão (MRO, 2013).

- Estudar as condições dos solos na área, destacando o caráter de vale da região, devendo ser avaliadas brevemente as condições de drenagem e afloramento de água subsuperficial, priorizando-se aquelas com condições mais favoráveis para a implantação da SE;
- Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da SE na zona de amortecimento dessa unidade de conservação;
- Considerar a presença dos três dutos e indicar as eventuais restrições devido a esses empreendimentos para implantação da SE Lagos e LTs associadas;
- Consultar a atualização do Plano Diretor do município de Rio das Ostras, caso esteja disponível, e considerar o uso do solo designado para a região;
- Confirmar a ausência de óbices à implantação da SE Lagos por parte da Ferrovia Centro Atlântica, que atualmente se encontra desativada;
- Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos ao município de Rio das Ostras, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio.

4. DESCRIÇÃO DOS CORREDORES

4.1 Seccionamento da LT 345 kV Comperj - Macaé na SE Lagos

O corredor do seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé na SE Lagos, com 1,5 km de largura e eixo de aproximadamente 3,8 km de extensão, localiza-se no estado do Rio de Janeiro, nos municípios de Rio das Ostras e Macaé. O seccionamento está previsto para ser realizado em um circuito duplo de 345 kV.

As coordenadas da subestação e do ponto de seccionamento são apresentadas na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2 – Coordenadas da subestação e do ponto de seccionamento em estudo

Subestação / seccionamento	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé*	Planejado	22°24'08"S	42°00'14"O	Rio das Ostras	RJ
SE Lagos**	Planejada	22°24'38"S	41°58'04"O		

*As coordenadas do seccionamento são relativas a um ponto de referência preliminar.

**As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

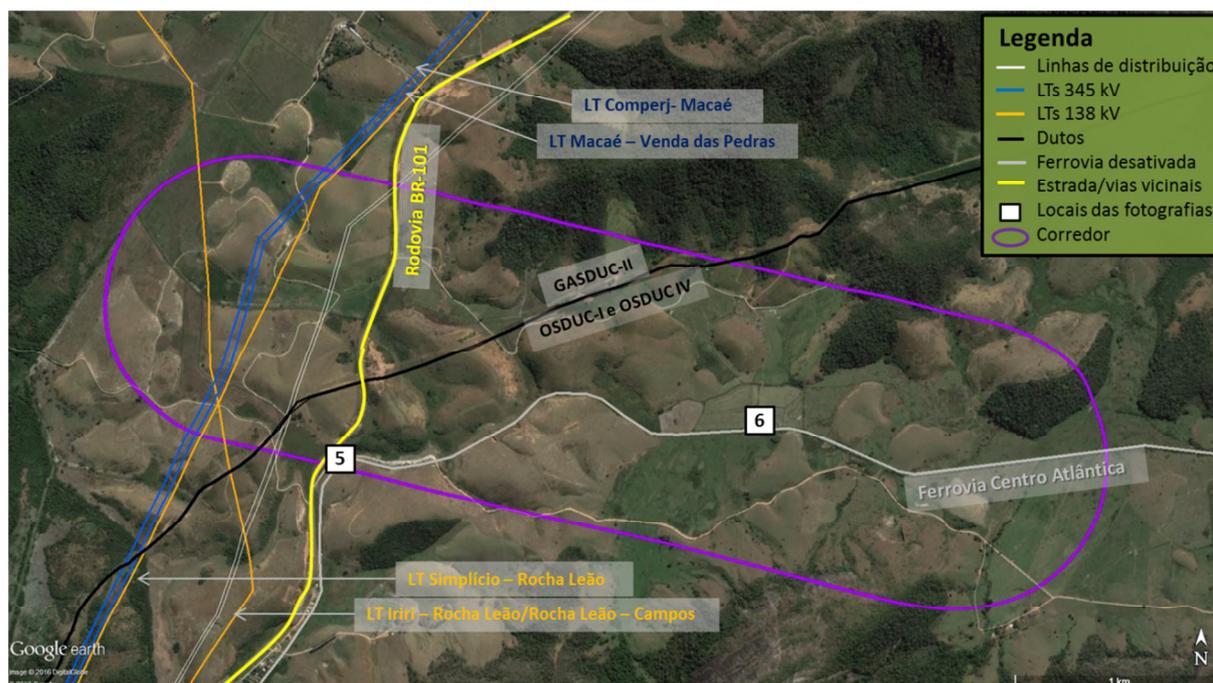
O corredor situa-se quase que integralmente no município de Rio das Ostras, sobrepondo-se com Macaé em uma pequena área na porção norte (Tabela 3).

Tabela 3 – Municípios atravessados pelo corredor do seccionamento da LT Comperj – Macaé na SE Lagos

UF	Mesorregião	Microrregião	Município
RJ	Baixas	Bacia de São João	Rio das Ostras
	Norte Fluminense	Macaé	Macaé

A SE Lagos encontra-se em fase de planejamento, e sua localização é analisada no item 3 desta NT. O ponto central da área proposta para sua implantação localiza-se cerca de 4 km a leste da rodovia BR-101, próximo de uma estrada vicinal, em área rural de Rio das Ostras. Partindo deste ponto, o corredor segue no sentido noroeste, atravessando áreas ocupadas por pastagens. Cerca de 2,5 km após o local de referência da SE Lagos, o corredor atravessa três dutos subterrâneos (o gasoduto GASDUC-II e os oleodutos OSDUC-I e OSDUC-IV)², conforme Figura 6 a seguir.

² Esses dutos estão implantados em paralelo e interligam o Terminal de Cabiúnas (Macaé/RJ) com o Terminal de Campos Elíseos e Reduc (Duque de Caxias/RJ).



Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 6 – Infraestrutura no corredor do seccionamento da LT Comperj – Macaé na SE Lagos

Cerca de mais 500 metros a noroeste, o eixo do corredor cruza a rodovia BR-101, e em seguida, após aproximadamente 250 metros, duas Linhas de Distribuição (LDs), conforme apresentado pela Figura 7 a seguir. Em seguida, após mais cerca de 300 metros na mesma direção, se localiza o ponto de seccionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé, que atravessa o corredor em sua extremidade oeste.



Fonte: EPE, 2016

Figura 7 – Foto panorâmica, com visada de leste para oeste no interior do corredor do seccionamento da LT Comperj – Macaé na SE Lagos

Cabe destacar que a LT 345 kV Comperj – Macaé compartilha a faixa de servidão com duas outras LTs, que são as interligações 345 kV Macaé – Venda das Pedras, e 138 kV Iriri – Rocha Leão e Rocha Leão – Campos, essas últimas construídas em circuito duplo (mesma LT). Ainda, há outra LT de 138 kV interligando as SEs Rocha Leão e Simplício, que

crusa o corredor nesta extremidade oeste e está situada após o ponto proposto para o seccionamento (Figura 7).

O corredor situa-se em um vale entre colinas e serras, nas quais existem dois grandes fragmentos de vegetação nativa, e em seu interior o solo é utilizado para pecuária (Figura 8), quase em sua totalidade. Nas bordas norte e sudeste há pequenas sobreposições do corredor com fragmentos de vegetação nativa.



Fonte: EPE, 2016

Figura 8 – Foto panorâmica, com visada de sudeste para noroeste no interior do corredor do seccionamento da LT Comperj – Macaé na SE Lagos

O apoio rodoviário no corredor ocorre pela rodovia BR-101, e por quatro estradas vicinais que ligam as propriedades rurais da região à rodovia citada, sendo que a maior delas possui o mesmo sentido do corredor.

O corredor possui algumas edificações dispersas em seu interior, tratando-se de sedes e benfeitorias de propriedades rurais. A estrada vicinal que permite o acesso a partir da BR-101 para o ponto central da área sugerida para a SE Lagos acompanha em seus 720 metros iniciais a ferrovia desativada FCA, cruzando-a neste ponto, e seguindo para a extremidade oposta do corredor. Neste trecho inicial, parte da estrada vicinal, bem como a faixa de domínio da ferrovia, encontram-se ocupadas por habitações (barracos) de um aglomerado subnormal (IBGE, 2010), conforme apresentado na Figura 5.

O corredor é atravessado pela ferrovia citada e pelos oleodutos OSDUC-I e OSDUC-IV, operados pela Petrobrás, e pelo gasoduto GASDUC-II, operado pela Transpetro. Os mesmos integram a dutovia entre os terminais petrolíferos situados nos municípios de Macaé e Duque de Caxias.

A área atravessada pelo corredor apresenta relevo suave ondulado, e possui alguns cursos d'água retificados e canais utilizados para drenagem e/ou irrigação.

O corredor se localiza no bioma Mata Atlântica, e encontra-se inserido no polígono de aplicação da Lei nº 11.428/06, conhecida como Lei da Mata Atlântica, que protege os remanescentes de vegetação nativa componentes desse bioma, e dispõe que a supressão de vegetação primária e secundária no estágio avançado de regeneração somente poderá ser autorizada em caso de utilidade pública, condicionado à compensação ambiental, na forma de destinação de área equivalente à extensão da área desmatada, com as mesmas características ecológicas, e na mesma bacia hidrográfica.

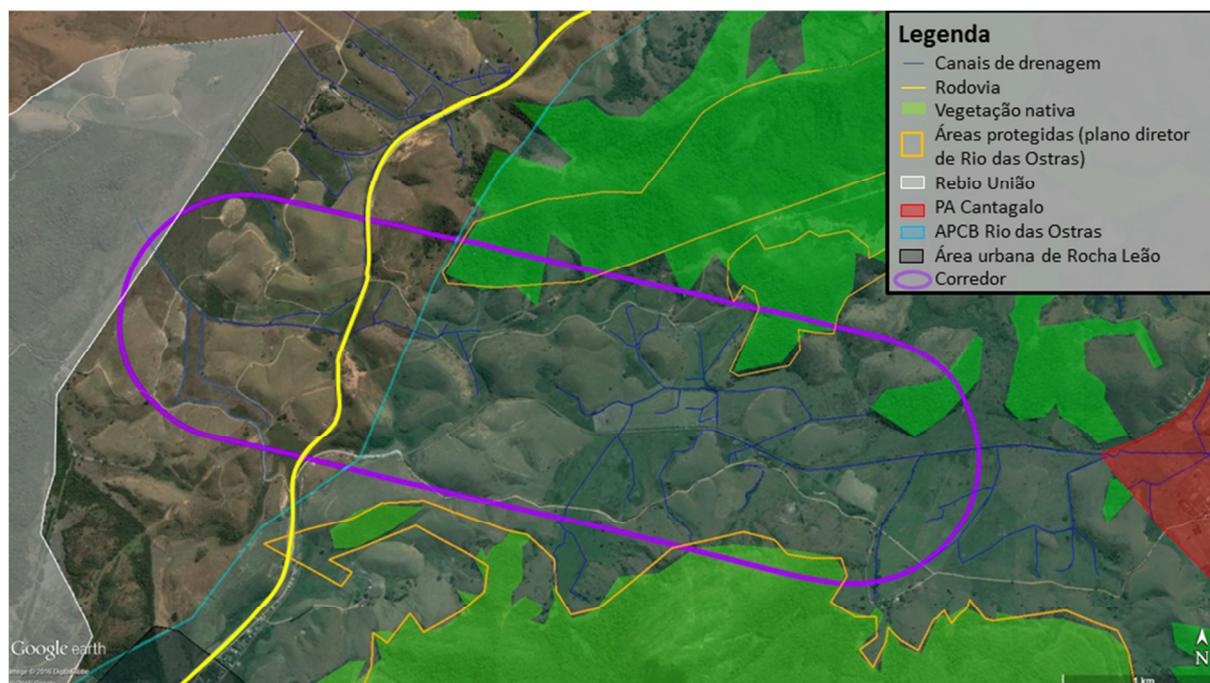
Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de caverna, terra indígena, nem assentamento rural.

O corredor se sobrepõe com uma unidade de proteção integral, a Rebio União, localizada no extremo norte do corredor e que não sofrerá interferência do traçado da futura LT. Entretanto, o corredor situa-se dentro da zona de amortecimento desta UC. Ainda que o plano de manejo não possua nenhuma restrição quanto à implantação de linhas de transmissão na zona de amortecimento, dispõe que no licenciamento de empreendimentos nesta zona, o grau de comprometimento da conectividade dos fragmentos, da vegetação nativa e de seus corredores ecológicos, seja observado.

O corredor abarca também pequenas parcelas de três áreas protegidas municipais. Estas áreas fazem parte do macrozoneamento definido no Plano Diretor do município de Rio das Ostras, integrando a zona denominada **Área Protegida** (MRO, 2006). As áreas integrantes desta macrozona tratam-se em sua maior parte de áreas de preservação permanente definidas no Código Florestal (Lei 12.651/2012), mas também contemplam outras áreas protegidas por lei federal ou estadual, como UCs criadas ou não pelo município, Corredores Ecológicos, Zona Costeira e Áreas de Proteção ao Patrimônio Natural, Histórico, Paisagístico, Arquitetônico, Cultural e Arqueológico. O plano diretor remete o uso desta zona ao código florestal e demais normas federais pertinentes. Estes três fragmentos de vegetação nativa poderão ser desviados pelo traçado da futura LT (Figura 9).

Grande parte do corredor está inserida na APCB Rio das Ostras, cuja importância é classificada como muito alta e sua ação prioritária é de formação de mosaico/corredor, não havendo possibilidade de desvio pela futura LT. Conforme mencionado anteriormente, não existem PAs no interior do corredor, havendo somente o PA Cantagalo, localizado a aproximadamente 700 metros a leste do corredor (Figura 9).



Fonte: MRO, 2006; MMA, 2007; Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016; Incra, 2016; MMA, 2016

Figura 9 - Áreas de interesse socioambiental no corredor do seccionamento SE Comperj – SE Macaé na SE Lagos

O município de Macaé, abrangido pelo corredor, possui bens históricos e/ou tombados cadastrados pelo Iphan, segundo consulta ao sítio eletrônico deste órgão (Iphan, 2015a e Iphan, 2015b). Tratam-se da Igreja de Sant’Anna, classificada pelo Iphan como “Edificação e Acervo”, do Canal Artificial entre Macaé e Campos, classificado como “Equipamentos e infraestrutura urbana”, e da Estação Ferroviária de Glicério, integrante da Lista do Patrimônio Cultural Ferroviário. Todos estes bens situam-se fora do corredor, sem possibilidades da futura diretriz do seccionamento interferir com os mesmos.

Segundo consulta ao *site* do Iphan, o município de Rio das Ostras possui 11 sítios arqueológicos cadastrados, não sendo disponibilizada neste meio, porém, a localização de tais sítios.

De acordo com dados do DNPM, existem cinco processos minerários na área do corredor, sendo um em fase de requerimento de lavra, dois em autorização de pesquisa e dois em requerimento de pesquisa. Três desses processos são para extração de granito, e dois para gnaíse. Todos podem ser desviados pela futura diretriz do seccionamento.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz do seccionamento planejado:

- Evitar interferências e buscar afastamento das habitações e benfeitorias rurais existentes no interior do corredor, atentando ainda para a existência de um aglomerado subnormal na faixa de domínio da ferrovia, em local próximo à rodovia BR-101;
- Desviar dos fragmentos florestais situados nas serras e colinas existentes nas bordas norte e sul do corredor, que fazem parte das áreas protegidas, segundo Plano Diretor do município de Rio das Ostras;
- Observar os diversos cruzamentos com a infraestrutura existente no corredor (oleodutos OSDUC-I e OSDUC-IV e gasoduto GASDUC-II, ferrovia desativada, linhas de distribuição, rodovia BR-101 e LT de 138 kV), devendo-se minimizar o número de travessias;
- Desviar, sempre que possível, das áreas que possuem processos minerários junto ao DNPM, principalmente aquelas que se encontram em estágios mais avançados;
- Estudar criteriosamente o ponto de seccionamento, devido ao compartilhamento de faixa da LT a ser seccionada com duas outras LTs de tensões 345 kV e 138 kV;
- Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos ao município de Rio das Ostras, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio.

4.2 LT 345 kV Lagos - Macaé

O corredor SE Lagos – SE Macaé, com 5 km de largura e eixo de aproximadamente 10,5 km de extensão, localiza-se no estado do Rio de Janeiro, mais precisamente nos municípios de Rio das Ostras e Macaé. A interligação entre a SE existente Macaé e a SE planejada Lagos está prevista para ser realizada em um circuito simples de 345 kV.

As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 4 a seguir.

Tabela 4 – Coordenadas das subestações do corredor SE Lagos – SE Macaé

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Macaé	Existente	22°18'22"S	41°52'23"O	Macaé	RJ
Lagos	Planejada*	22°24'38"S	41°58'04"O	Rio das Ostras	RJ

* As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

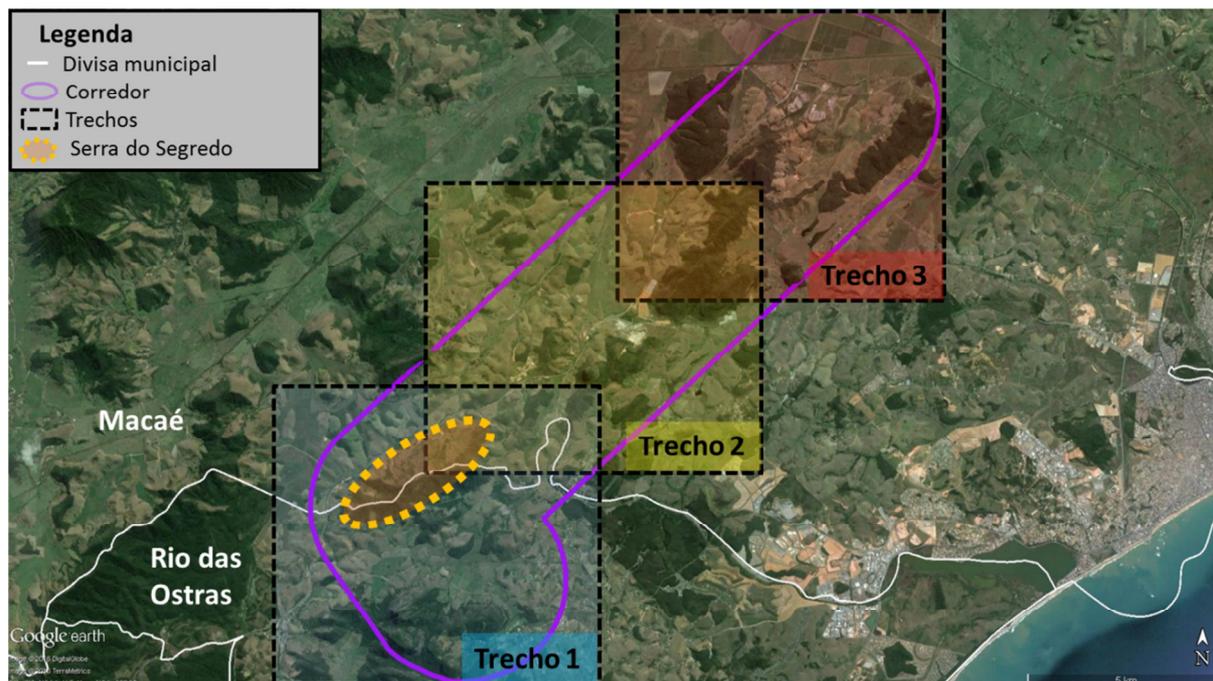
A partir da área indicada para a SE Lagos, o corredor segue predominantemente no sentido nordeste até a SE Macaé, fazendo apenas uma inflexão nas proximidades da área proposta para a SE Lagos, a fim de seus limites contemplarem alternativas de rotas para a LT planejada a oeste e a leste da Serra do Segredo (Figura 10). Cabe destacar que o eixo definido para o corredor atravessa áreas que não são favoráveis para a implantação de uma LT, tais como áreas montanhosas com vegetação nativa e áreas com presença de construções. Independentemente da escolha de traçado para a LT em estudo, haverá necessidade do cruzamento com as LTs de 345 kV Comperj – Macaé e Macaé – Venda das Pedras, além das interligações de 138 kV Campos – Iriri, Iriri – Rocha Leão e Campos – Rocha Leão que fazem parte de uma mesma LT construída em CD.

Partindo-se da área proposta para a SE Lagos, o corredor segue inicialmente no sentido noroeste, por cerca de 3 km, e em seguida faz uma inflexão para nordeste, seguindo nesta direção até a SE Macaé, que está localizada na margem leste da rodovia BR-101. O corredor percorre uma região rural, ocupada majoritariamente pela pecuária (pastagem), havendo alguns significativos fragmentos de vegetação nativa, que, de um modo geral, se concentram em áreas de maior altitude. Além disso, são observadas no corredor benfeitorias rurais, locais de concentração de habitações, instalações comerciais e industriais, áreas de mineração, usinas termelétricas, bem como outros aspectos socioambientais relevantes. As feições morfológicas no corredor são caracterizadas por vales compreendidos entre o relevo suave ondulado e as colinas e serras, havendo afloramento de rocha em diversas localidades, além da presença de ravinas e voçorocas em alguns locais. Diversos canais de drenagem associados ao rio Macaé são presentes no corredor, utilizados na região para atender as propriedades rurais.

De acordo com o macrozoneamento definido pelo Plano Diretor do Município de Rio das Ostras³ (MRO, 2006), o corredor está localizado em área rural nesse município, englobando zonas definidas como **Áreas Protegidas** associadas às APPs. No município de Macaé, segundo seu Plano Diretor (PMM, 2006), o corredor abrange majoritariamente a macrozona classificada como **Ambiente Natural**, além da macroárea de transição referente à macrozona **Ambiente Urbano**.

Para facilitar sua descrição, o corredor foi dividido em três trechos, conforme Figura 10 a seguir.

³ O Plano Diretor de Rio das Ostras encontra-se em processo de revisão atualmente (MRO, 2013).



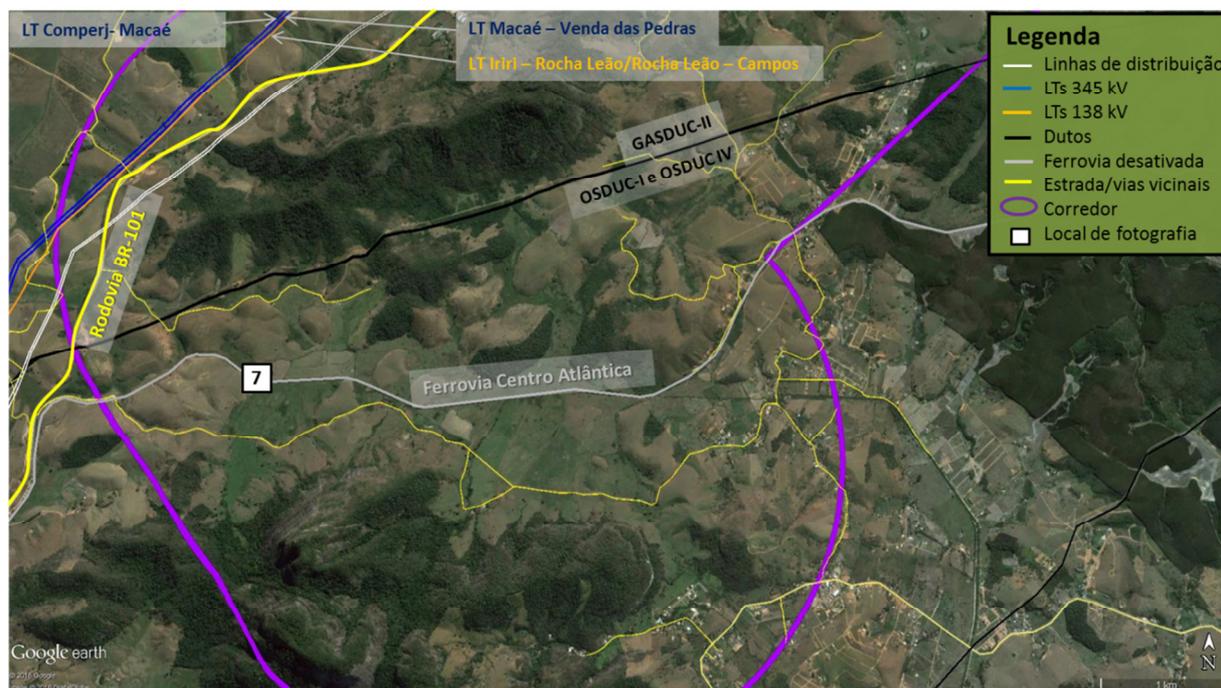
Fonte: Google Earth Pro, 2016; IBGE, 2009; EPE, 2016

Figura 10 – Divisão de trechos do corredor SE Lagos – SE Macaé

O corredor apresenta um bom apoio viário, que ocorre principalmente pela rodovia BR-101, localizada paralela ao eixo do corredor, além de diversas outras estradas vicinais que atendem as propriedades rurais da região. Além da rodovia citada, são observados outros empreendimentos lineares de infraestrutura, tais como LTs, LDs, oleodutos, um gasoduto e uma ferrovia desativada.

No Trecho 1, o corredor é atravessado transversalmente pela Ferrovia Centro Atlântica (Figura 11), que se encontra desativada, e por três dutos (o gasoduto GASDUC-II e os oleodutos OSDUC-I e OSDUC-IV). Após sua inflexão, o eixo do corredor se localiza paralelo à LDs, à rodovia BR-101 e a três LTs existentes que compartilham faixa de servidão. Tais empreendimentos se localizam próximo à borda oeste do corredor e duas das LTs mencionadas possuem tensão de 345 kV (interligações Comperj – Macaé e Venda das Pedras – Macaé), enquanto que a outra é de 138 kV (interligações Iriri – Rocha Leão e Campos – Rocha Leão em CD).

Neste trecho, o corredor abrange predominantemente áreas de pecuária/pastagem, além de diversas áreas de vegetação nativa, associadas principalmente às colinas e serras, as quais apresentam paredões rochosos (Figura 12), que se caracterizam como áreas de relevante beleza cênica e de potencial exploração turística. Tais áreas são classificadas como **Áreas Protegidas** segundo o Plano Diretor do município de Rio das Ostras.



Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 11 – Infraestrutura no Trecho 1 do corredor SE Lagos – SE Macaé

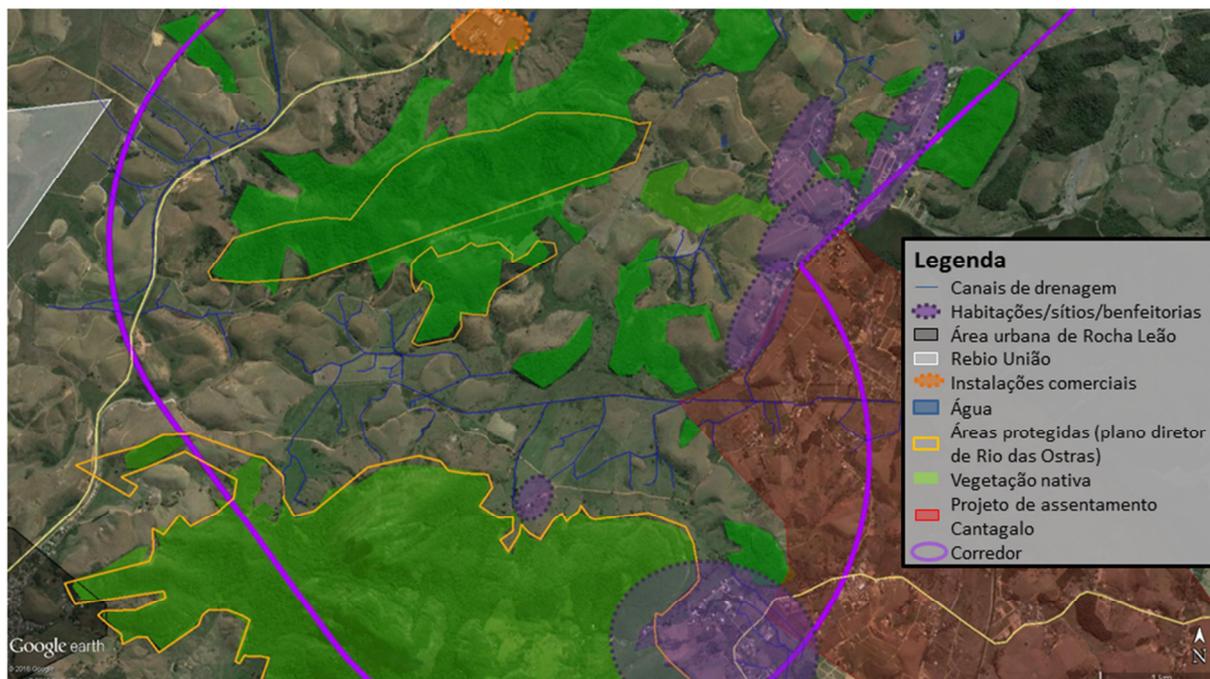


Fonte: EPE, 2016

Figura 12 – Foto panorâmica, com visada de oeste para leste, no Trecho 1 do corredor SE Lagos – SE Macaé

Ao longo da rodovia BR-101 são observadas instalações comerciais, enquanto nas proximidades do limite leste do corredor há uma área de concentração de benfeitorias rurais, sítios/chácaras, loteamentos e pequenas propriedades rurais, que se localizam tanto dentro quanto de forma contígua aos limites do PA Cantagalo (Figura 13).

No Trecho 2, o eixo do corredor se localiza paralelo às três LTs mencionadas e à rodovia BR-101 (Figura 14). A rodovia RJ-168 atravessa transversalmente o corredor e em sua margem norte, próximo às LTs, está instalada a SE Iriri. Algumas LDs se conectam nessa SE e se localizam paralelas às rodovias mencionadas.



Fonte: MRO, 2006; Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 13 – Aspectos de interesse socioambiental no Trecho 1 do corredor SE Lagos – SE Macaé



Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 14 – Infraestrutura no Trecho 2 do corredor SE Lagos – SE Macaé

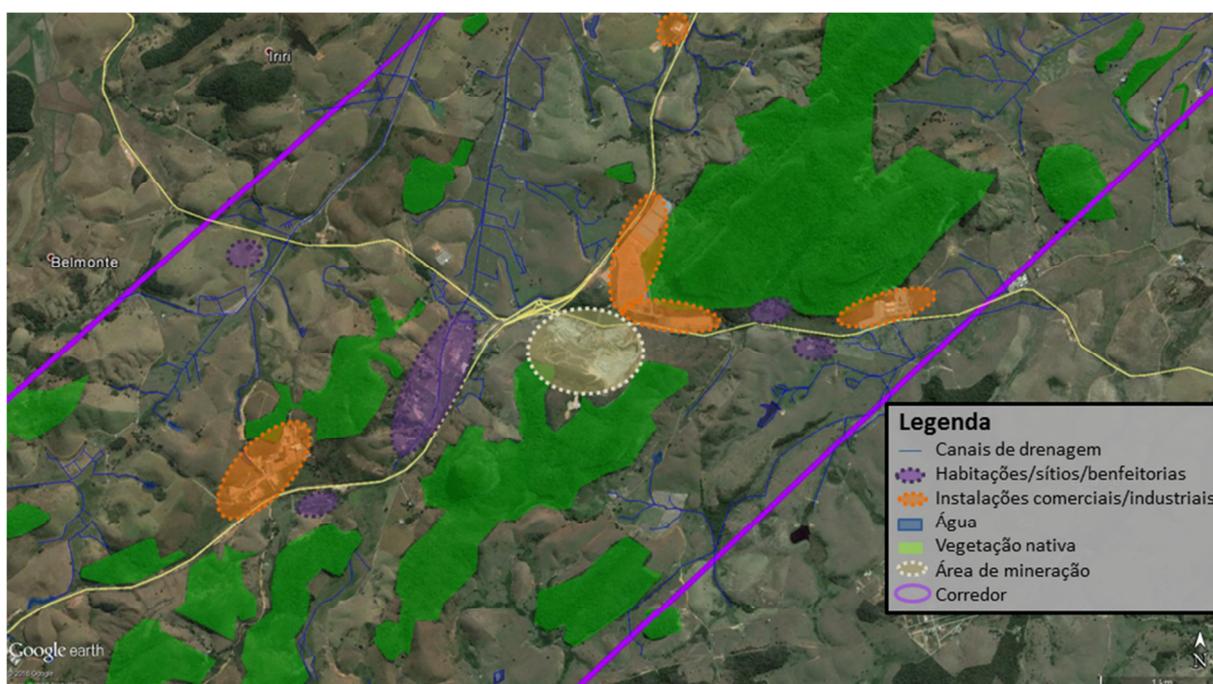
Neste segundo trecho, o corredor abrange ao longo das rodovias BR-101 e RJ-168 algumas instalaçaaões industriais e comerciais, alãem de algumas pequenas áreas com benfeitorias rurais, loteamentos e sítios/chácaras, cuja concentraçaaõ ocorre na confluência entre as rodovias citadas. Adicionalmente, nessa regiãõ, há uma áreá de mineraçaaõ em operaçaaõ (Figura 16), que, segundo dados do DNPM, está relacionada à substância gnaisse. Também neste trecho, o corredor abrange diversos fragmentos de

vegetação nativa, associados principalmente às áreas de maior altitude. A Figura 15 a seguir apresenta o local da travessia das três LTs mencionadas com a rodovia BR-101.



Fonte: EPE, 2016

Figura 15 – Foto panorâmica, com visada de noroeste para sudeste, no Trecho 2 do corredor SE Lagos – SE Macaé



Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 16 – Aspectos de interesse socioambiental no Trecho 2 do corredor SE Lagos – SE Macaé

No Trecho 3, as mesmas LTs de 345 e 138 kV se localizam paralelas ao eixo do corredor, assim como a rodovia BR-101 (Figura 17). A SE Macaé está localizada na margem leste da rodovia mencionada e ao redor de estradas vicinais, da SE Norte Fluminense, e das Usinas Termelétricas (UTES) Norte Fluminense e Mário Lago.

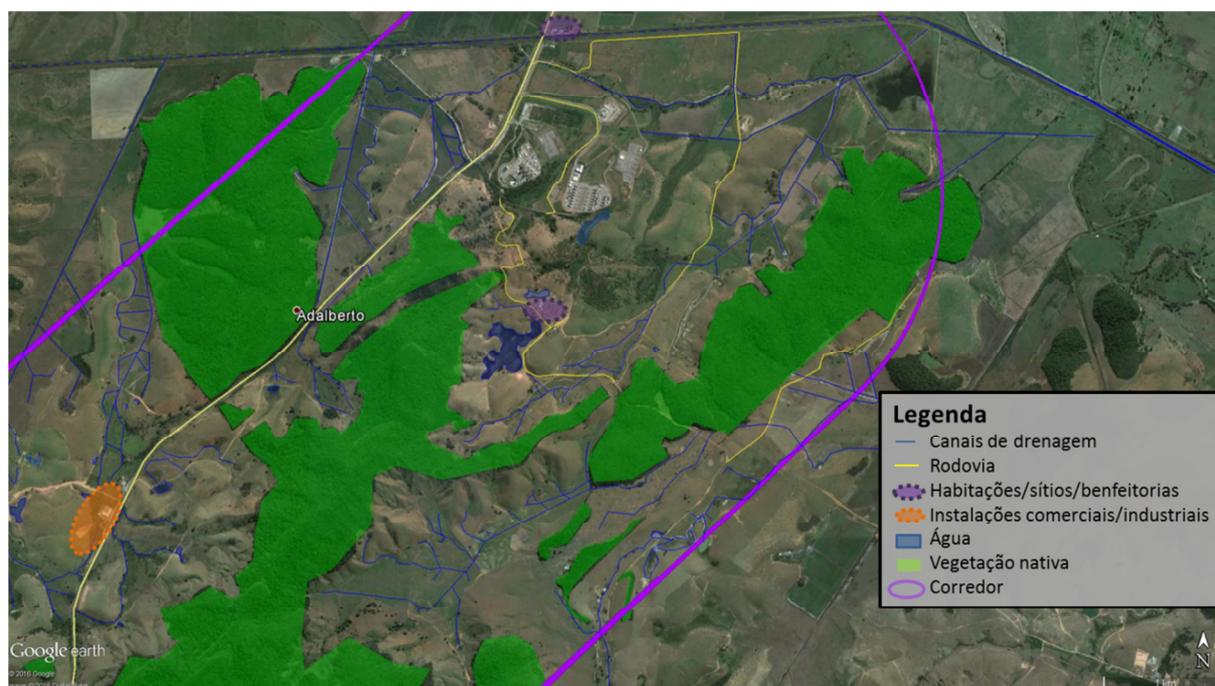
Neste trecho, o corredor abrange áreas extensas de vegetação nativa, que se localizam basicamente em três grandes fragmentos (Figura 18). As áreas de maior altitude estão associadas às serras, que apresentam formações rochosas. Os canais retificados de drenagem estão em maior número neste trecho e são associados ao rio Macaé, que atravessa o corredor em sua porção nordeste. Há ainda a presença de algumas lagoas

nas áreas de vales, além de algumas benfeitorias rurais e instalações comerciais/industriais.



Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 17 – Infraestrutura no Trecho 3 do corredor SE Lagos – SE Macaé

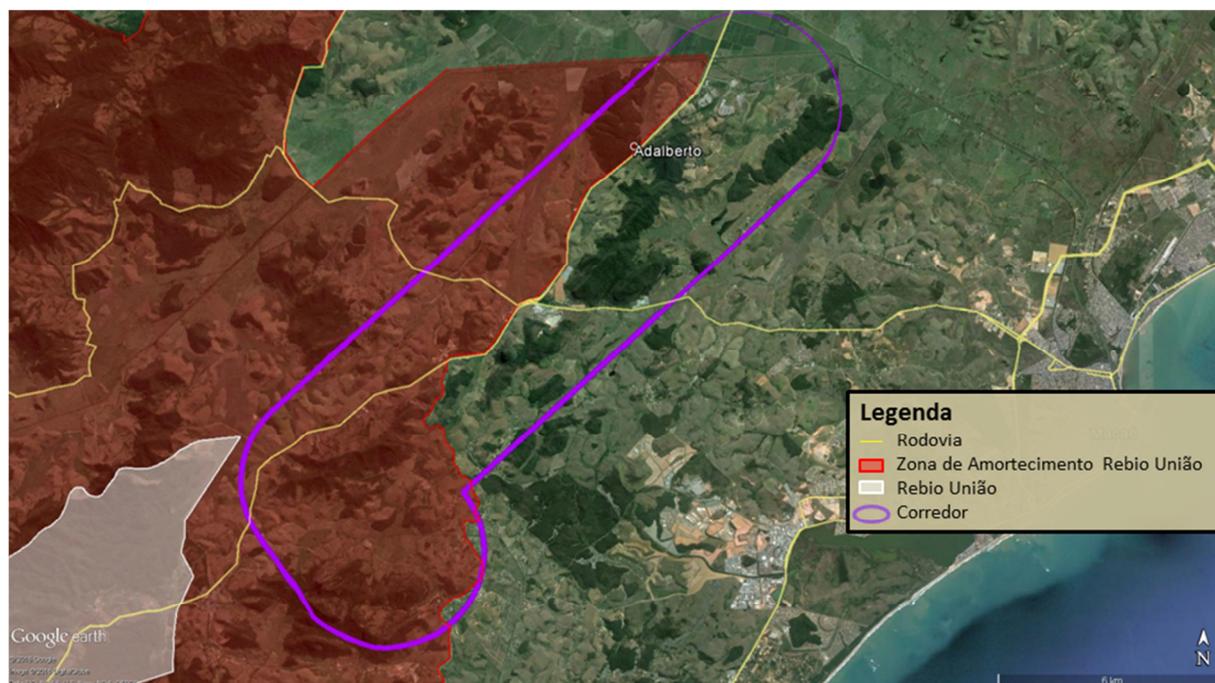


Fonte: Google Earth Pro, 2016; EPE, 2016

Figura 18 – Aspectos de interesse socioambiental no Trecho 3 do corredor SE Lagos – SE Macaé

O corredor se insere parcialmente nos limites propostos para a ZA da Rebio União (Figura 19), não havendo referências no Plano de Manejo dessa UC de restrições quanto à implantação empreendimentos elétricos (ICMbio, 2008). Entretanto, deve-se observar,

conforme consta nesse documento, que durante o processo de licenciamento de empreendimentos novos localizados na ZA da Rebio, deverá ser observado o grau de comprometimento da conectividade dos fragmentos, da vegetação nativa e de seus corredores ecológicos.



Fonte: Google Earth Pro, 2016; ICMBio, 2008; EPE, 2016

Figura 19 – Proposta de delimitação da Zona de Amortecimento no corredor SE Lagos – SE Macaé

São observadas no corredor as classes de cobertura vegetal de floresta estacional semidecidual (presença majoritária) e de floresta ombrófila densa (alguns fragmentos próximos à borda noroeste do corredor), além de pequenas áreas de formação pioneira e de vegetação secundária.

O corredor está localizado no bioma Mata Atlântica e se sobrepõe a áreas de vegetação nativa abrangidos pelo polígono da lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa no bioma Mata Atlântica, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08) que estão predominantemente associadas às áreas de relevo montanhoso.

Existem 32 processos minerários no corredor, sendo um em fase de concessão de lavra, um em disponibilidade, dois em licenciamento, e os restantes divididos entre autorização de pesquisa (16 processos), requerimento de lavra (6) e requerimento de pesquisa (6). As substâncias de interesse dos processos são: gnaise, areia, granito, saibro, água mineral, sendo essa última relacionada ao processo em fase mais avançada (concessão de lavra).

O relevo ao longo do corredor está relacionado a cinco tipos de unidades, sendo que o domínio montanhoso, cuja declividade é de 25 a 45°, é a classe predominante, estando localizada nas áreas próximas ao eixo do corredor. Nas proximidades da borda sudeste do corredor, predomina o domínio de colinas amplas e suaves (declividade de 3 a 10°), enquanto que o mesmo ocorre para o domínio de colinas dissecadas e morros baixos (declividade de 5 a 20°) na borda noroeste. Além disso, são observados outros dois tipos de unidades de relevo no corredor: planícies flúvio-marinhas e planícies fluviais ou flúvio-lacustres, cujas declividades são próximas a 0° e suas localizações estão associadas ao rio Macaé.

As amplitudes altimétricas no corredor variam de cerca de 580 metros, no topo dos paredões rochosos localizados no extremo sul do corredor, até cerca de 10 metros, nas proximidades do rio Macaé. Há áreas no corredor com declividade acima de 75%, devido ao relevo escarpado em determinados locais.

Ainda em relação ao meio físico, cabe ressaltar alguns dos processos erosivos que se manifestam na região, sendo observada a formação de ravinas e voçorocas. Além disso, os solos na região poderão apresentar presença de rochas, influenciando nas soluções tecnológicas que serão utilizadas para fundação das torres da LT planejada.

Áreas com restrição legal e Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade

De acordo com a base de dados consultada, na área do corredor não há registro de caverna, terra indígena, terra quilombola ou unidades de conservação de qualquer categoria.

O corredor SE Lagos – SE Macaé atravessa duas APCBs (Tabela 3), com possibilidade de desvio pelo traçado da futura LT. Ressalta-se a categoria de importância extremamente alta para a APCB Corredor Três Picos e Desengano, a qual tem como ação prioritária a criação de uma UC de uso sustentável.

Tabela 5 – APCB no corredor SE Lagos – SE Macaé

Nome	Importância	Ação Prioritária
Rio das Ostras	Muito alta	Mosaico/corredor
Corredor Três Picos e Desengano	Extremamente alta	Cria UC - US

Adicionalmente, o corredor abrange um projeto de assentamento rural, o PA Cantagalo, conforme apresentado na Figura 13.

O município de Macaé possui bens históricos e/ou tombados cadastrados pelo Iphan, todos localizados fora do corredor, sem possibilidades da futura diretriz da LT planejada

interferir com os mesmos. Segundo consulta ao *site* do Iphan, o município de Rio das Ostras possui 11 sítios arqueológicos cadastrados, enquanto que Macaé possui 19 sítios. A localização de tais sítios, porém, não está disponível neste meio.

Recomendações para o Relatório R3

A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da linha de transmissão planejada, durante a elaboração do relatório R3:

- Minimizar o número de travessias com as LTs existentes de 345 kV (Comperj – Macaé e Venda das Pedras – Macaé) e de 138 kV (LT construída em circuito duplo e que contempla nesse trecho as interligações Iriri – Rocha Leão e Campos – Rocha Leão), assim como as demais linhas de distribuição, rodovias e dutos subterrâneos;
- Evitar interferência com áreas de instalações industriais/comerciais presentes ao longo das margens da rodovia BR-101, considerando ainda aquelas que estão em processo de construção;
- Desviar da área de mineração em operação, localizada no Trecho 2 do corredor e na confluência entre as rodovias BR-101 e RJ-168;
- Verificar possibilidade de paralelismo ou compartilhamento de faixa de servidão com a LT existente 138 kV Iriri – Rocha Leão / Rocha Leão – Campos, considerando-se o traçado a sudeste dessa LT;
- Desviar, sempre que possível, das áreas protegidas apontadas pelo Plano Diretor de Rio das Ostras (considerando sua eventual atualização), assim como evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006);
- Estudar as condições dos solos no corredor, destacando-se a presença de canais de drenagem retificados e de fragmentos rochosos que poderão estar próximos à superfície, observando-se ainda a ocorrência de processos erosivos que se manifestam sob a forma de ravinas e voçorocas;
- Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação;

- Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos aos municípios de Rio das Ostras e Macaé, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio;
- Evitar interferências e buscar afastamento com o PA Cantagalo e as demais áreas em seu entorno onde há concentração de habitações, sítios, benfeitorias rurais e outros estabelecimentos relacionados.

5. REFERÊNCIAS

CECAV. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2015. Mapa de Ocorrências de Cavernas – ICMBio. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav//> Acesso em: janeiro de 2015.

DNPM. Departamento Nacional de Produção Mineral, 2016. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://sigmine.dnpm.gov.br>. Acesso em: fevereiro de 2016.

ELETROBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Base cartográfica dos limites das Unidades de Conservação estaduais e municipais.

FUNAI. Fundação Nacional do Índio, 2016. Base Cartográfica Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://mapas.funai.gov.br>. Acesso em: janeiro de 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2010. Censo 2010: Aglomerados Subnormais – Informações Territoriais. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/home/presidencia/noticias/imprensa/ppts/00000015164811202013480105748802.pdf>. Acesso em: março de 2015.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br Acesso em: Junho de 2012.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2008. Reserva Biológica União: Plano de Manejo – Encarte 2-Análise da Região da Unidade de Conservação. Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/imgs-unidades-coservacao/ENCARTE%202_rebio.pdf. Acesso em janeiro de 2016.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2016. Base Cartográfica das Reservas Particulares do Patrimônio Natural. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso em: janeiro de 2016.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016a. Mapa de Projetos de Assentamento – SIGEL. Disponível em: <http://sigel.aneel.gov.br>. Acesso em: janeiro de 2016.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2016b. Mapa de Território Quilombola. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2016.

IPHAN. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015a. Lista de Bens Tombados e Processos em Andamento (1938 - 2015). Disponível em: <http://www.iphan.gov.br/>. Acesso em: fevereiro de 2016.

____. Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2015b. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Lista de Bens Tombados e Processos em Andamento (1938 - 2015). Disponível em: <http://www.iphan.gov.br/>. Acesso em: fevereiro de 2016.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2007. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira – Probio. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: Agosto de 2012.

____. Ministério do Meio Ambiente, 2016. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. Mapa de Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: janeiro de 2016.

MRO. Município de Rio das Ostras, 2006. Lei complementar nº004/2006 – Dispõe sobre Plano Diretor, o sistema e o processo de planejamento e gestão do desenvolvimento urbano do Município de Rio das Ostras. Disponível em: <http://www.riodasostras.rj.gov.br/>. Acesso em: janeiro de 2016.

____. Município de Rio das Ostras, 2013. Resolução SECPLAN nº001, de 30 de agosto de 2013 – Designação da Equipe de Coordenação responsável pela Revisão do Plano Diretor. Disponível em: <http://www.riodasostras.rj.gov.br/>. Acesso em: janeiro de 2016.

PMM. Prefeitura Municipal de Macaé, 2006. Plano Diretor do Município de Macaé. Disponível em: <http://macae.rj.gov.br/>. Acesso em: janeiro de 2016.

APÊNDICES

Subestação Lagos	
Ficha de verificação de aderência entre os relatórios R3 e R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação entre a localização da SE (Relatório R3) com a área proposta no Relatório R1	
Coordenadas geográficas da subestação:	
A subestação está inserida na área proposta no Relatório R1?	
No caso de não inserção da localização da SE na área proposta no R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo a área proposta para a SE no Relatório R1 e a localização indicada no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a escolha do local para a SE. 2 - Encaminhar arquivo digital do local definido para a SE no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).	
2. Estudar as condições dos solos na área, destacando o caráter de vale da região, devendo ser avaliadas brevemente as condições de drenagem e afloramento de água subsuperficial, priorizando-se aquelas com condições mais favoráveis para a implantação da SE.	

3. Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da SE na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.	
4. Considerar a presença dos três dutos e indicar as eventuais restrições devido a esses empreendimentos para implantação da SE Lagos e LTs associadas.	
5. Consultar a atualização do Plano Diretor do município de Rio das Ostras, caso esteja disponível, e considerar o uso do solo designado para a região.	
6. Confirmar a ausência de óbices à implantação da SE Lagos por parte da Ferrovia Centro Atlântica, que atualmente se encontra desativada.	
7. Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos ao município de Rio das Ostras, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio.	

Secionamento da LT 345 kV Comperj – Macaé na SE Lagos	
Ficha de verificação de aderência entre os relatórios R3 e R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 3,8 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
As diretrizes estão inteiramente inseridas no corredor?	
No caso de não inserção de alguma das diretrizes do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
<p>1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram as definições das diretrizes.</p> <p>2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).</p>	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Evitar interferências e buscar afastamento das habitações e benfeitorias rurais existentes no interior do corredor, atentando ainda para a existência de um aglomerado subnormal na faixa de domínio da ferrovia, em local próximo à rodovia BR-101;	
2. Desviar dos fragmentos florestais situados nas serras e colinas existentes nas bordas norte e sul do corredor, que fazem parte das áreas protegidas, segundo Plano Diretor do município de Rio das Ostras;	
3. Observar os diversos cruzamentos com a infraestrutura existente no corredor	

(oleodutos OSDUC-I e OSDUC-IV e gasoduto GASDUC-II, ferrovia desativada, linhas de distribuição, rodovia BR-101 e LT de 138 kV), devendo-se minimizar o número de travessias;	
4. Desviar, sempre que possível, das áreas que possuem processos minerários junto ao DNPM, principalmente aquelas que se encontram em estágios mais avançados;	
5. Estudar criteriosamente o ponto de seccionamento, devido ao compartilhamento de faixa da LT a ser seccionada com duas outras LTs de tensões 345 kV e 138 kV;	
6. Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos ao município de Rio das Ostras, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio.	

LT 345 kV Lagos – Macaé	
Ficha de verificação de aderência entre os relatórios R3 e R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 10,5 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
<p>1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz.</p> <p>2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).</p>	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Minimizar o número de travessias com as LTs existentes de 345 kV (Comperj – Macaé e Venda das Pedras – Macaé) e de 138 kV (LT construída em circuito duplo e que contempla nesse trecho as interligações Iriri – Rocha Leão e Campos – Rocha Leão), assim como as demais linhas de distribuição, rodovias e dutos subterrâneos.	
2. Evitar interferência com áreas de instalações industriais/comerciais presentes ao longo das margens da rodovia BR-101, considerando ainda aquelas que estão em processo de construção.	
3. Desviar da área de mineração em operação, localizada no Trecho 2 do corredor e na	

confluência entre as rodovias BR-101 e RJ-168.	
4. Verificar possibilidade de paralelismo ou compartilhamento de faixa de servidão com a LT existente 138 kV Iriri – Rocha Leão / Rocha Leão – Campos, considerando-se o traçado a sudeste dessa LT.	
5. Desviar, sempre que possível, das áreas protegidas apontadas pelo Plano Diretor de Rio das Ostras (considerando sua eventual atualização), assim como evitar interferência com as APPs, onde há presença de vegetação nativa, priorizando-se as áreas já antropizadas e atentando-se para a Lei da Mata Atlântica (Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006).	
6. Estudar as condições dos solos no corredor, destacando-se a presença de canais de drenagem retificados e de fragmentos rochosos que poderão estar próximos à superfície, observando-se ainda a ocorrência de processos erosivos que se manifestam sob a forma de ravinas e voçorocas.	
7. Entrar em contato com o órgão gestor da Rebio União, a fim de se estimar os sobrecustos resultantes das eventuais compensações e exigências requisitadas para a implantação da LT planejada na zona de amortecimento dessa unidade de conservação.	
8. Consultar o Iphan para averiguar localização dos sítios arqueológicos cadastrados relativos aos municípios de Rio das Ostras e Macaé, devendo ser priorizado o afastamento de tais áreas, de modo a não interferir com esse patrimônio.	
9. Evitar interferências e buscar afastamento com o PA Cantagalo e as demais áreas em seu entorno onde há concentração de habitações, sítios, benfeitorias rurais e outros estabelecimentos relacionados.	