



NOTA TÉCNICA

**REFORÇOS NA REGIÃO
METROPOLITANA DE
CURITIBA E LITORAL-PR**

AGOSTO DE 2025

■ Colaboradores

Relatório R1 - EPE-DEE-NT-032/2025-r0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Dourival de Souza Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

João Alves da Silva Neto

Rodrigo Escórcio Gomes





VALOR PÚBLICO

ESTA NOTA TÉCNICA VISA REVISAR OS REFORÇOS PREVISTOS PARA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA E LITORAL PARANAENSE ALÉM DAS INTERCONEXÕES ENTRE AS SUBESTAÇÕES ENVOLVIDAS NA REGIÃO.

ESSAS OBRAS COMPUSERAM UM CONJUNTO DE SOLUÇÕES RECOMENDADAS NO RELATÓRIO EPE-DEE-RE-034-2020-REV2 “ESTUDO DE ATENDIMENTO ELÉTRICO AO ESTADO DO PARANÁ: REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA E LITORAL – VOLUME 2 (OBRAS ESTRUTURANTES)” E PARTE FOI RECENTEMENTE REVISADA NO EPE-DEE-NT-014-2023-REV2 “REFORÇOS PARA O SISTEMA ELÉTRICO DOS ESTADOS PARANÁ E SANTA CATARINA”.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	5
2	PREMISSAS E CRITÉRIOS	7
2.1	Critérios Básicos	7
2.2	Casos de Trabalho	7
2.3	Mercado	7
2.4	Cenários e Plano de Geração	16
2.5	Limites Operativos	16
2.5.1	Tensão	16
2.5.2	Carregamento	16
2.6	Parâmetros Econômicos	17
3	DIAGNÓSTICO DO SISTEMA	18
3.1	Sistema Elétrico de Interesse	18
3.2	Desempenho Elétrico da Rede	20
3.3	Análise complementar	28
4	AValiação TÉCNICO-ECONÔMICA DE LTs AÉREAS	29
4.1	Dados e Premissas	29
4.2	Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas	31
4.3	Avaliações Econômicas	31
4.3.1	Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD	31
4.3.2	Seleção dos cabos condutores – LT2: Trecho entre o Ponto de Seccionamento da LT Campo Comprido - CIC, C1, e a SE Curitiba Oeste	32
4.4	Características Técnicas da Solução de Referência	32
4.4.1	Características elétricas – LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD	32
4.4.2	Características construtivas – LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD	33
4.4.3	Características elétricas – LT2: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste	34
4.4.4	Características construtivas – LT2: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste	35
4.4.5	Características elétricas – LT3: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria e a SE Barigui 2	36
4.4.6	Estimativas iniciais para faixa de segurança	36
5	AValiação TÉCNICO-ECONÔMICA DE LTs SUBTERRÂNEAS	37
5.1	Dados e Premissas	37
5.2	Critérios Para Definição das Capacidades de Corrente	39
5.3	Simulações e Dimensionamento	39
5.3.1	Seleção das seções dos cabos	39
5.3.2	Definição das capacidades operativas	40
5.4	Características Técnicas da Solução de Referência	42
5.4.1	Características elétricas	42
5.4.2	Características construtivas	43
6	CURTO-CIRCUITO	45
7	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	46
8	REFERÊNCIAS	54
9	EQUIPE TÉCNICA	55
10	ANEXOS	56
10.1	Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica	56
10.2	Fichas PET/PELP	61
10.3	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	69
10.4	Caracterização da nova subestação	78
10.5	Parâmetros elétricos	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mapa com a rede da região metropolitana de Curitiba – configuração atual	6
Figura 1-2 – Mapa com a rede da região metropolitana de Curitiba – configuração revisada.....	6
Figura 3-1 – Carregamento ATF 230/138 kV Barigui 2 – 150/180 MVA	21
Figura 3-2 – Carregamento ATF 230/138 kV Barigui 2 – 225/270 MVA	22
Figura 3-3 – Carregamento ATF 230/138 kV Uberaba – 150/180 MVA	23
Figura 3-4 – Carregamento TF 230/69 kV Pilarzinho – 150/180 MVA.....	24
Figura 3-5 – Carregamento TF 230/69 kV Pilarzinho – 225/270 MVA.....	25
Figura 3-6 – Carregamento ATF 1 525/230 kV Curitiba Oeste – 672/806 MVA	26
Figura 3-7 – Carregamento LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 – 325/368 MVA	27
Figura 3-8 – Carregamento LT 230 kV Barigui 2 – Campo Comprido C1 – 386/432 MVA.....	28
Figura 4-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD	33
Figura 4-2 Dados técnicos básicos do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste.....	35
Figura 5-1 - Estimativa da temperatura máxima do solo em função da profundidade	37
Figura 5-2 - Temperatura dos condutores no trecho de seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido - CIC, degrau de corrente por um período de 96 horas - 1160/958 A.....	40
Figura 5-3 - Temperatura dos condutores no trecho de seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido - CIC, degrau de corrente por um período de 4 horas - 1360/958 A.....	41
Figura 5-4 - Temperatura dos condutores na LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, degrau de corrente por um período de 96 horas - 1260/865 A	41
Figura 5-5 - Temperatura dos condutores na LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, degrau de corrente por um período de 4 horas - 1560/865 A	42
Figura 5-6 - Representação esquemática da instalação dos cabos das LT 230 kV, C1 e C2	43
Figura 5-7 - Dados técnicos do cabo recomendado referencialmente para os trechos subterrâneos	43
Figura 10-1 SE 525/230 kV Curitiba Oeste	80
Figura 10-2 SE 230/138 kV Barigui 2	81
Figura 10-3 Novo pátio 138kV na SE Uberaba	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2-1 Mercado – Região Metropolitana de Curitiba – Carga Máxima Diurna	8
Tabela 2-2 Mercado – Região Metropolitana de Curitiba – Carga Máxima Noturna.....	11
Tabela 2-3 Remanejamento de carga – Carga Máxima Diurna	14
Tabela 2-4 Remanejamento de carga – Máxima Noturna.....	15
Tabela 2-5 – Limites operativos de tensão.	16
Tabela 4-1 Novas Linhas de Transmissão Aéreas e Trechos de Seccionamento	29
Tabela 4-2 Dados do ambiente	29
Tabela 4-3 Dados para avaliação econômica.....	30
Tabela 4-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1	30
Tabela 4-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	30
Tabela 4-6 Configurações com menor custo total – LT1	31
Tabela 4-7 Configurações com menor custo total – LT2	32
Tabela 4-8 Características elétricas básicas da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD...33	
Tabela 4-9 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CD.....	34
Tabela 4-10 Características elétricas básicas do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste	34
Tabela 4-11 Coordenadas da silhueta típica do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste	35
Tabela 4-12 Características elétricas básicas do trecho do ponto do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria e a SE Barigui 2.....	36
Tabela 4-13 Estimativas iniciais para faixa de segurança	36
Tabela 5-1 - Dados do ambiente	37
Tabela 5-2 - Dados para avaliação econômica.....	38
Tabela 5-3 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas	38
Tabela 5-4 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação	38
Tabela 5-5 - Temperatura do condutor para diferentes cabos e condições de operação	39
Tabela 5-6 - Custos totais dos trechos subterrâneos – análise conjunta	40
Tabela 5-7 - Características elétricas básicas do trecho subterrâneo para seccionamento, na SE Curitiba Oeste, da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1, em circuito duplo (CD)	42
Tabela 5-8 - Características elétricas básicas do trecho subterrâneo da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, em circuito duplo (CD)	42
Tabela 6-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo	45
Tabela 7-1 – Programa de obras de Rede Básica.....	47
Tabela 7-2 – Programa de obras da DIT.....	49
Tabela 7-3 – Programa de obras da Rede de Distribuição.....	49
Tabela 7-4 – Solicitação de relatórios complementares.....	52
Tabela 10-1 Previsão de expansão das subestações novas	78
Tabela 2 - Parâmetros elétricos do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC na SE Curitiba Oeste	83
Tabela 3 - Parâmetros elétricos do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria na SE Barigui 2.....	84
Tabela 4 - Parâmetros elétricos da nova LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2.....	84

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Entre as diversas obras recomendadas no relatório EPE-DEE-RE-034/2020-rev2 “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 2 (Obras Estruturantes)” [1], foi recomendada as novas subestações 525/230 kV Curitiba Oeste e 230/138 kV Barigui 2 (2x ATFs de 150/180 MVA) e o novo pátio de 138 kV na SE Uberaba (2x ATFs de 150/180 MVA).

Adicionalmente, conforme o relatório EPE-DEE-NT-014/2023-rev2 “Reforços para o sistema elétrico dos Estados Paraná e Santa Catarina” [2], por meio de resultados preliminares dos estudos das interligações regionais, entendeu-se como oportuna a revisão no posicionamento da futura SE 525/230 kV Curitiba Oeste e futuras conexões em 525 kV, de tal forma que seja recomendada uma configuração que atenda à necessidade atual e, ao mesmo tempo, esteja aderente a qualquer possibilidade de chegada do novo corredor expresso na região Sul, com o mínimo de arrendimento quanto à configuração proposta.

A subestação de Barigui 2 e o novo pátio de 138 kV em Uberaba foram objetos do lote 1 do Leilão de Transmissão nº 02/2021, no entanto, foram retiradas pois o MME informou a ANEEL que a COPEL-D não assinou o CUST para o seu acesso as referidas subestações. Naquele momento, a COPEL-D alegava que o crescimento da carga previsto para região não justificava o acesso a essas duas novas fronteiras.

Desde então foi feito um acompanhamento do crescimento da carga na região metropolitana de Curitiba e por meio de revisões na projeção de carga da região, a COPEL-D identificou no final de 2024 a necessidade do pedido de acesso, conforme cadastro no SG Acesso (ONS) – código SGA-SPA-0262/2024 - a COPEL-D solicitou acesso na futura SE 230/138 kV Barigui 2 e no novo pátio de 138 kV da SE Uberaba.

Durante as análises do pedido de acesso, o ONS detectou alteração na topologia de conexão em 138 kV e sobrecarga admissível no ATF 230/138 kV de Barigui 2 na contingência de uma das unidades no momento da entrada em operação. Visto que a solução foi dada a muitos anos atrás (quase 5 anos), a EPE decidiu revisar a solução recomendada considerando a nova topologia de conexão em 138 kV (vide Figura 1-2) com a devida atualização de carga e geração distribuída (MMGD). Neste caso, considerando os dados revisados, foi necessário um aumento na capacidade dos novos transformadores da SE Barigui 2.

Neste caso, a presente nota técnica tem por objetivo detalhar as obras recomendadas para o futuro pátio 230 kV da SE Curitiba Oeste, da nova SE 230/138 kV Barigui 2 e do futuro novo pátio de 138 kV da SE Uberaba conforme pedido de acesso feito pela COPEL-D, revisão de carga e geração distribuída para região metropolitana de Curitiba e novo posicionamento da SE Curitiba Oeste.

Em paralelo, a COPEL-GT cadastrou no SG Acesso (ONS) – códigos SGA-SPA-0206/2024 e SGA-SPA-0207/2024 – a necessidade de substituição por final de vida útil dos 2x TRs 230/69 kV de 150 MVA na SE Pilarzinho. Considerando que a região a ser estudada nesta nota técnica é próxima dessa

2 PREMISSAS E CRITÉRIOS

2.1 Critérios Básicos

O presente estudo foi elaborado em conformidade com os critérios usuais de planejamento definidos no documento CCPE “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão” [3]. Quando aplicável, foram respeitados ainda os requisitos do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS [4] e dos Procedimentos de Distribuição/resoluções específicas da ANEEL.

2.2 Casos de Trabalho

Foram adotados os casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2034. O horizonte do estudo foi o período entre 2029 e 2039.

2.3 Mercado

As projeções de demanda consideradas na área de interesse tiveram como base as expectativas de novas cargas e taxa de crescimento esperada para o horizonte de estudo.

Visando iniciar o estudo com as projeções de carga mais atualizada, a COPEL-D revisou a carga bruta da região metropolitana de Curitiba e litoral para os casos base a serem utilizados no estudo, vide Tabela 2-1 e Tabela 2-2. Neste caso, não foi necessário revisar a projeção de MMDG.

Visto que a solução envolve um novo corredor de 138 kV entre as subestações Barigui 2 e Uberaba, além de religamentos em 138 kV de subestações 69 kV da distribuição, a Tabela 2-3 e a Tabela 2-4 apresentam os remanejamentos de carga que foram considerados na solução final.

REVISÃO DA CARGA DO PDE2034

Tabela 2-1 Mercado – Região Metropolitana de Curitiba – Carga Máxima Diurna

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA DIURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
6779	AVERDE-PR069	35,7	13,4	37,3	13,9	39,1	14,5	40,8	15	42,6	15,6	44,3	16,2	46	16,8	47,8	17,4	49,6	18	51,5	18,7	53,2	19,3
6802	MARGEM-PR138	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8	16,8	5,8
6803	SUMITO-PR138	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6	9,9	3,6
6813	AFOPEN-PR069	35,4	8,3	37,1	8,7	38,7	9	40,5	9,3	42,1	9,8	43,9	10,1	45,6	10,5	47,4	10,8	49	11,2	50,8	11,6	52,5	11,9
6824	ARAUCA-PR069	56	23,4	58,7	24,4	61,4	25,3	64	26,3	66,9	27,3	69,7	28,4	72,6	29,3	75,2	30,4	78,2	31,5	81	32,7	83,9	33,7
6825	TOMAZC-PR069	47,1	13,2	49,4	13,7	51,7	14,3	54	14,8	56,3	15,4	58,7	16	61,2	16,6	63,5	17,2	66	17,9	68,5	18,5	70,8	19,2
6829	ALMTAM-PR138	32	12,9	33,6	13,4	35,2	14	36,9	14,4	38,4	15	40	15,6	41,6	16,1	43,1	16,6	44,7	17,2	46,3	17,8	48	18,4
6839	BAIRRA-PR069	18,6	6,6	19,4	6,8	20,4	7,1	21,2	7,4	22,3	7,7	23,2	8	24,1	8,3	25,1	8,5	26,1	8,9	27	9,2	27,9	9,5
6845	HUHTAM-PR069	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2
6850	CASSOB-PR013	43,3	19,2	45,4	20,2	47,6	21,1	49,7	22	51,9	22,9	54,1	23,8	56,4	24,8	58,8	25,7	61	26,8	63,4	27,8	65,9	28,9
6851	CCOMPR-PR013	48,6	18,4	50,6	19	52,6	19,6	54,8	20,4	56,9	21,1	58,9	21,8	61	22,5	63	23,3	65,3	24	67,4	24,8	69,5	25,5
6860	CAPANE-PR069	60,1	22	62,7	22,7	65,4	23,6	68	24,4	70,6	25,3	73,3	26,1	76	27	78,6	27,9	81,2	28,7	83,8	29,7	86,6	30,5
6864	ATUBA--PR069	72,6	35,8	75,6	37,1	78,6	38,6	81,8	40	84,9	41,5	88,1	43	91,4	44,5	94,5	46	97,9	47,6	101,1	49,1	104,4	50,7
6865	CENTRO-PR069	51,5	14,7	53,7	15,3	56,1	15,8	58,3	16,3	60,5	16,8	62,8	17,4	65	17,9	67,2	18,5	69,4	19	71,8	19,6	74	20,1
6866	BARIGU-PR069	88,3	38,1	93,2	40,4	97,6	42,4	102,2	44,5	106,9	46,6	111,6	48,8	116,2	50,9	120,9	53	125,7	55,2	130,2	57,3	134,9	59,4
6868	PILARZ-PR069	37,6	13,8	39,3	14,3	41,1	14,9	42,9	15,4	44,7	16	46,5	16,6	48,3	17,2	50	17,7	51,8	18,3	53,8	19	55,6	19,5
6869	PNHRIN-PR069	43	19,7	44,9	20,6	46,9	21,3	48,8	22,1	50,8	22,9	52,7	23,7	54,7	24,6	56,6	25,4	58,7	26,3	60,7	27,1	62,7	28
6871	TARUMA-PR069	72,1	27,3	75,4	28,4	78,6	29,6	81,9	30,8	85,2	32	88,7	33,3	92	34,4	95,4	35,7	99	37	102,6	38,2	106	39,5
6872	BACACH-PR069	40,7	13,7	42,7	14,3	44,5	14,8	46,4	15,4	48,3	15,9	50,3	16,5	52,1	17,2	54,1	17,7	56,1	18,3	58,1	19	60,1	19,6
6873	PAROLI-PR069	35,9	13,4	37,5	13,9	39,4	14,5	41	15	42,7	15,6	44,6	16,3	46,3	16,9	48,2	17,5	49,9	18,2	51,8	18,8	53,7	19,4
6874	BATEL--PR069	71,8	24,2	75,1	25,2	78,3	26,1	81,7	27,2	84,9	28,2	88,5	29,4	91,8	30,4	95,4	31,5	98,9	32,6	102,4	33,8	106	35
6875	NOVOMU-PR069	38,4	18,3	40,2	19	42,1	19,7	43,9	20,5	45,7	21,2	47,5	22	49,3	22,8	51,1	23,5	52,9	24,3	54,8	25,1	56,7	25,9
6876	BOQUEI-PR069	40,6	16	42,3	16,6	44,1	17,3	45,7	17,9	47,6	18,5	49,4	19,2	51,2	19,8	52,9	20,5	54,9	21,2	56,7	21,8	58,5	22,5
6877	ALTGLO-PR069	48,4	18,5	50,4	19,2	52,5	19,8	54,5	20,4	56,6	21,2	58,6	21,9	60,6	22,5	62,8	23,2	64,8	23,9	66,9	24,5	68,8	25,3

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA DIURNA																							
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039			
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar		
6878	MERCES-PR069	72,8	32,8	75,9	34	79,1	35,3	82,3	36,6	85,6	38	88,8	39,4	92,1	40,7	95,4	42,1	98,8	43,5	102,1	45,1	105,5	46,5		
6879	TATU+F-PR069	50,8	22,6	52,9	23,6	55	24,4	57,2	25,4	59,5	26,2	61,7	27,3	63,9	28,1	66,1	29,1	68,5	30,2	70,8	31,1	73	32,1		
6880	STAFEL-PR069	32,9	12,6	34,6	13,2	36,2	13,6	37,7	14,1	39,3	14,7	40,9	15,2	42,4	15,8	44,1	16,3	45,7	16,8	47,3	17,4	48,9	17,9		
6883	CSIQUE-PR069	40,1	13,5	41,9	14,1	43,8	14,6	45,7	15,1	47,6	15,7	49,5	16,3	51,3	16,9	53,3	17,4	55,3	18	57,2	18,6	59,1	19,2		
6885	HAUER--PR069	32	11,3	33,5	11,7	35,1	12,3	36,6	12,7	38,2	13,1	39,7	13,7	41,3	14,2	42,8	14,6	44,3	15,2	46	15,7	47,6	16,1		
6886	JAMERI-PR069	22,9	8,5	24,1	8,8	25,2	9,1	26,4	9,5	27,6	9,8	28,7	10,2	30	10,5	31,1	10,9	32,3	11,3	33,4	11,6	34,6	12		
6889	B.RETI-PR069	30,9	10,4	32,3	10,7	33,8	11,2	35,1	11,5	36,6	11,8	37,8	12,3	39,3	12,7	40,7	13,1	42,1	13,6	43,6	13,9	44,9	14,4		
6890	XAXIM--PR069	36,5	12,2	38,1	12,6	39,6	13,1	41,2	13,5	42,8	14	44,4	14,5	45,9	15	47,6	15,5	49,2	16	50,8	16,4	52,4	16,9		
6902	CLARGO-PR138	42,4	16,3	44,3	16,9	46,2	17,6	48,1	18,3	50,1	18,9	52	19,7	54	20,4	56	21	58	21,8	60	22,6	62,2	23,2		
6904	DICLAR-PR138	50,2	24,6	52,4	25,6	54,3	26,6	56,5	27,6	58,9	28,7	61,1	29,8	63,3	30,8	65,6	31,9	67,9	33	70,2	34,2	72,5	35,3		
6913	COCELP-PR069	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3	3,8	1,3		
6918	CIC---PR013	78,7	29,5	82,1	30,5	85,5	31,7	89	32,9	92,7	34,2	96,2	35,3	99,7	36,6	103,2	37,8	106,9	39,1	110,6	40,4	114,2	41,7		
6922	COLOMB-PR138	33,6	11	35,1	11,5	36,6	11,8	38,2	12,3	39,7	12,7	41,2	13,1	42,7	13,6	44,2	14	45,8	14,5	47,4	15	48,8	15,3		
6926	DISJOS-PR013	22,1	10,1	23,1	10,5	23,9	10,8	25	11,2	25,9	11,6	26,9	12	28	12,4	28,9	12,8	29,9	13,2	30,9	13,7	31,8	14,1		
6927	S.CERC-PR069	20,2	5,4	21	5,7	21,8	5,8	22,6	6	23,5	6,2	24,3	6,4	25,3	6,5	26	6,7	26,9	6,9	27,8	7,2	28,6	7,4		
6934	AUDIVW-PR138	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6	15,5	6		
6945	RENAUL-PR069	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2	25	10,2		
6951	FAFEN--PR069	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1		
6953	FAZIGU-PR138	56,3	21,5	59,2	22,5	62,2	23,6	65,2	24,6	68,2	25,7	71,3	26,9	74,6	28	77,7	29,2	81	30,4	84,4	31,6	87,7	32,9		
6959	NEWHOL-PR069	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8	4	1,8		
6966	FRGRAN-PR138	26,1	10	27,5	10,3	28,9	10,8	30,5	11,2	31,9	11,8	33,3	12,2	34,9	12,7	36,3	13,2	37,7	13,6	39,3	14,2	40,7	14,6		
6985	GUARAI-PR069	42,3	22,1	44,3	22,9	46,2	23,9	48,2	24,8	50,2	25,7	52,3	26,8	54,3	27,7	56,4	28,7	58,5	29,8	60,6	30,8	62,8	31,8		
7050	LACTA--PR069	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2	12,3	5,2		
7124	PIRIZA-PR069	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6	4,3	1,6		
7134	PINHAI-PR069	53,4	21,8	56,1	22,7	58,8	23,7	61,5	24,6	64,3	25,7	67,1	26,7	69,8	27,7	72,7	28,8	75,6	29,9	78,5	31	81,4	32,1		
7136	PIRAQU-PR069	25,8	10,4	27	10,8	28,2	11,1	29,5	11,6	30,7	11,9	31,9	12,3	33,2	12,7	34,3	13,2	35,4	13,6	36,7	14	37,9	14,4		
7141	PROVID-PR069	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5	13,9	4,5		

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA DIURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
7152	4BARRA-PR069	73,9	34,5	77,5	36,1	81,2	37,6	84,8	39,2	88,5	40,9	92,4	42,5	96,2	44,2	100,1	45,9	104	47,8	108,1	49,6	112,1	51,3
7170	C-PROD-PR069	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3	2,5	1,3
7171	REFRIP-PR069	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4	9,4	4
7172	RBRANC-PR138	32,6	15,6	34,1	16,2	35,6	16,8	37,1	17,4	38,7	18,1	40,2	18,7	41,8	19,4	43,3	20	44,8	20,7	46,4	21,4	48	22
7181	SALTOM-PR069	8,6	2,9	9	3	9,5	3,1	10	3,2	10,5	3,3	11	3,5	11,6	3,6	12	3,7	12,5	3,9	13	4,1	13,4	4,2
7202	SJPINH-PR069	59,9	20,5	62,8	21,4	65,7	22,3	68,7	23,2	71,8	24,2	74,9	25,1	78	26,1	81	27,1	84,2	28,1	87,4	29,2	90,7	30,2
7203	GUATUP-PR069	56,9	20,4	59,6	21,3	62,3	22,2	65,1	23,1	67,9	24	70,8	25	73,6	25,9	76,5	26,9	79,5	28	82,5	29	85,5	30
7221	TAF-PI-PR138	22,6	7,1	23,8	7,3	24,9	7,6	26,1	7,9	27,2	8,2	28,4	8,6	29,5	8,9	30,7	9,2	31,9	9,5	33	9,9	34,2	10,2
7229	TUNAS--PR138	18,8	3,5	19,9	3,6	21	3,8	22,1	3,9	23,2	4	24,3	4,2	25,4	4,3	26,4	4,5	27,5	4,6	28,5	4,8	29,6	4,9
7251	VOLVO--PR069	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5	6,8	2,5
44846	SQUITE-PR013	47,6	17,1	49,9	17,8	52,1	18,6	54,4	19,3	56,7	20,1	59,2	20,9	61,5	21,7	63,9	22,6	66,5	23,4	68,9	24,3	71,5	25,1
44849	UBERAB-PR013	52,6	14,3	55,1	14,8	57,6	15,5	60,1	16,1	62,6	16,8	65,3	17,4	67,9	18,2	70,6	18,8	73,3	19,6	76,2	20,2	78,9	21
45077	BOSCH2-PR069	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9	12,8	3,9
45614	HEXION-PR069	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8

Tabela 2-2 Mercado – Região Metropolitana de Curitiba – Carga Máxima Noturna

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA NOTURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
6779	AVERDE-PR069	34,8	14,3	35,9	14,7	36,8	15,1	37,7	15,5	38,5	15,8	39,3	16,2	40,1	16,5	41	16,8	41,8	17,2	42,6	17,6	43,5	17,9
6802	MARGEM-PR138	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4	12,6	4
6803	SUMITO-PR138	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8	8,9	2,8
6813	AFOOPEN-PR069	29,6	10,8	30,5	11,2	31,3	11,5	32	11,7	32,5	11,9	33,1	12,1	33,7	12,4	34,3	12,6	34,9	12,8	35,5	13	36,2	13,2
6824	ARAUCA-PR069	52,5	20,1	54,2	20,7	55,7	21,3	57	21,8	58,1	22,2	59,4	22,7	60,6	23,2	61,8	23,6	63	24,1	64,3	24,6	65,6	25,1
6825	TOMAZC-PR069	35,7	10,1	36,9	10,3	37,9	10,7	38,9	10,9	39,7	11,2	40,6	11,5	41,5	11,7	42,4	11,9	43,3	12,2	44,2	12,4	45,2	12,7
6829	ALMTAM-PR138	24	9,2	24,7	9,5	25,4	9,8	26	9,9	26,4	10,1	26,9	10,3	27,3	10,4	27,9	10,7	28,4	10,9	28,8	11	29,4	11,3
6839	BAIRRA-PR069	16,8	6,4	17,3	6,6	17,7	6,7	18,2	6,9	18,5	7,1	18,9	7,2	19,3	7,4	19,7	7,5	20,2	7,6	20,5	7,9	21	8
6845	HUHTAM-PR069	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2
6850	CASSOB-PR013	30,1	12,2	31,2	12,6	32,3	13	33,1	13,4	34	13,7	34,9	14,1	35,8	14,4	36,6	14,8	37,6	15,2	38,5	15,5	39,5	15,9
6851	CCOMPR-PR013	41,1	15,7	42,1	16,1	43,1	16,5	44	16,8	44,7	17	45,3	17,3	46,1	17,6	46,8	17,9	47,5	18,2	48,2	18,4	49	18,7
6860	CAPANE-PR069	39,3	14,9	40,4	15,3	41,3	15,7	42	15,9	42,7	16,2	43,4	16,5	44,1	16,8	44,8	17	45,5	17,3	46,1	17,5	46,9	17,8
6864	ATUBA--PR069	73,1	34,2	75,2	35,3	77,1	36,2	78,8	36,9	80,2	37,6	81,7	38,3	83,2	39	84,7	39,7	86,2	40,4	87,7	41,1	89,3	41,9
6865	CENTRO-PR069	26,3	8,1	26,9	8,2	27,3	8,4	27,6	8,5	27,9	8,5	28,1	8,6	28,3	8,6	28,6	8,7	28,8	8,8	29	8,9	29,2	9
6866	BARIGU-PR069	78,2	23,4	80,8	24,2	82,9	24,9	85	25,4	86,8	26	88,6	26,6	90,4	27,1	92,2	27,6	94,1	28,2	95,9	28,8	97,9	29,4
6868	PILARZ-PR069	43,1	16,1	44,3	16,7	45,4	17	46,3	17,4	47,2	17,8	48,1	18	49	18,4	49,8	18,7	50,8	19	51,6	19,4	52,6	19,8
6869	PNHRIN-PR069	41,5	15,3	42,6	15,8	43,8	16,1	44,7	16,4	45,6	16,8	46,4	17,1	47,1	17,3	48	17,8	48,9	18	49,8	18,3	50,6	18,7
6871	TARUMA-PR069	60,5	46	62,5	47,6	64,2	48,8	65,7	50	67	51	68,4	52,1	69,8	53,1	71,3	54,3	72,7	55,3	74,2	56,4	75,6	57,6
6872	BACACH-PR069	36	11,6	37,1	11,9	38	12,3	38,9	12,5	39,6	12,8	40,4	13,1	41,2	13,3	42	13,6	42,8	13,8	43,6	14,1	44,4	14,3
6873	PAROLI-PR069	32,1	13,1	33	13,5	33,7	13,9	34,4	14,2	34,9	14,3	35,6	14,6	36,1	14,8	36,7	15	37,3	15,3	37,9	15,5	38,4	15,8
6874	BATEL--PR069	61,9	20,4	64	21	65,6	21,6	67,2	22,1	68,6	22,5	70	23	71,5	23,5	73	24	74,4	24,4	76	24,9	77,5	25,4
6875	NOVOMU-PR069	33,9	14	34,9	14,4	35,7	14,8	36,5	15	37,2	15,3	37,8	15,6	38,5	15,9	39,2	16,2	40	16,5	40,7	16,8	41,4	17,1
6876	BOQUEI-PR069	38,4	14,2	39,4	14,5	40,2	14,9	40,9	15,1	41,4	15,3	42	15,5	42,5	15,7	43,1	15,9	43,6	16,2	44,2	16,3	44,8	16,5
6877	ALTGLO-PR069	34	13,6	34,6	13,8	35,2	14	35,5	14,2	35,9	14,3	36,1	14,4	36,5	14,5	36,8	14,7	37,1	14,8	37,4	14,9	37,7	15,1
6878	MERCES-PR069	62,9	24,7	64,7	25,5	66,3	26,1	67,7	26,6	69	27,1	70,3	27,6	71,6	28,1	72,8	28,6	74,1	29,1	75,4	29,7	76,8	30,2
6879	TATU+F-PR069	51,7	17,5	53,1	18	54,5	18,4	55,6	18,8	56,7	19,2	57,7	19,5	58,7	19,8	59,8	20,2	60,9	20,6	61,9	20,9	63	21,4

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA NOTURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
6880	STAFEL-PR069	28,7	9,7	29,6	10	30,3	10,2	31	10,4	31,5	10,7	32,1	10,9	32,7	11	33,2	11,2	33,8	11,5	34,4	11,6	35,1	11,9
6883	CSIQUE-PR069	36,7	12,2	37,9	12,5	38,7	12,8	39,6	13,1	40,3	13,4	41,1	13,6	41,8	13,9	42,6	14,1	43,3	14,3	44,1	14,6	44,9	14,9
6885	HAUER--PR069	26	9,1	26,8	9,4	27,4	9,7	28	9,9	28,6	10,1	29,1	10,3	29,7	10,5	30,3	10,6	30,9	10,8	31,5	11,1	32,1	11,3
6886	JAMERI-PR069	18,1	7,7	18,6	8	19	8,1	19,5	8,3	19,8	8,6	20,1	8,6	20,6	8,8	20,9	9	21,3	9,1	21,7	9,2	22,1	9,3
6889	B.RETI-PR069	20,9	7,8	21,4	8	22	8,2	22,3	8,3	22,8	8,4	23,1	8,6	23,5	8,7	23,8	8,9	24,2	9	24,6	9,1	25	9,3
6890	XAXIM--PR069	38	14,3	39,1	14,6	39,9	15	40,7	15,3	41,3	15,6	42	15,8	42,6	16	43,3	16,3	43,9	16,6	44,7	16,8	45,3	17
6902	CLARGO-PR138	37,8	13,4	39	13,8	39,9	14,2	40,9	14,5	41,6	14,8	42,5	15,1	43,3	15,4	44,1	15,7	45	16	45,8	16,3	46,7	16,6
6904	DICLAR-PR138	45,6	18,9	47	19,5	48,2	20	49,3	20,5	50,3	20,9	51,3	21,2	52,2	21,7	53,3	22,1	54,3	22,5	55,3	23	56,3	23,4
6913	COCELP-PR069	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9	4,5	1,9
6918	CIC----PR013	76	29,9	78,3	30,7	80,3	31,6	82	32,3	83,5	32,7	85,1	33,4	86,6	34	88,2	34,6	89,8	35,2	91,3	35,9	92,9	36,5
6922	COLOMB-PR138	20,3	7,6	20,8	7,8	21,3	8	21,7	8,2	22,1	8,3	22,4	8,5	22,8	8,6	23,1	8,7	23,5	8,8	23,8	9	24,2	9,1
6926	DISJOS-PR013	21,4	6,2	22,1	6,3	22,5	6,6	23	6,6	23,3	6,8	23,6	6,8	24,1	6,9	24,5	7,2	24,9	7,2	25,2	7,3	25,6	7,3
6927	S.CERC-PR069	20,1	10,1	20,6	10,2	20,8	10,5	21,2	10,6	21,5	10,8	21,8	10,8	22,1	11,1	22,3	11,2	22,6	11,2	22,8	11,5	23,2	11,6
6934	AUDIVW-PR138	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7	17	5,7
6945	RENAUL-PR069	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2	25,2	9,2
6951	FAFEN--PR069	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3	0,5	0,3
6953	FAZIGU-PR138	51,9	16,9	54	17,6	55,8	18,2	57,5	18,8	59,2	19,4	60,8	19,9	62,5	20,4	64,3	21	66	21,6	67,8	22,2	69,7	22,8
6959	NEWHOL-PR069	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2	3,5	1,2
6966	FRGRAN-PR138	24,4	10,1	25,2	10,4	26	10,8	26,6	11	27,2	11,3	27,8	11,5	28,5	11,9	29,2	12,1	29,9	12,4	30,5	12,6	31,2	12,9
6985	GUARAI-PR069	36,2	12,9	37,5	13,4	38,5	13,7	39,5	14,1	40,3	14,4	41,1	14,7	42	15,1	42,8	15,3	43,7	15,6	44,6	15,9	45,3	16,3
7050	LACTA--PR069	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3	13	5,3
7124	PIRIZA-PR069	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
7134	PINHAI-PR069	51,7	20,3	53,4	21	55	21,5	56,4	22,1	57,8	22,6	59,1	23,2	60,4	23,7	61,8	24,2	63,3	24,8	64,7	25,4	66,1	25,9
7136	PIRAQU-PR069	22,9	8,4	23,6	8,7	24,1	8,8	24,6	9	24,9	9,1	25,4	9,3	25,7	9,5	26,2	9,6	26,6	9,7	26,9	9,9	27,4	10
7141	PROVID-PR069	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6	13,2	4,6
7152	4BARRA-PR069	62,3	29,6	64,6	30,7	66,5	31,6	68,4	32,5	70	33,3	71,8	34,1	73,5	35	75,2	35,8	77,1	36,6	78,9	37,5	80,8	38,4
7170	C-PROD-PR069	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4	8	4
7171	REFRIP-PR069	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4	8,3	3,4

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA NOTURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
7172	RBRANC-PR138	28,4	11,1	29,3	11,5	30	11,8	30,7	12	31,2	12,2	31,8	12,5	32,4	12,6	33	12,9	33,6	13,1	34,1	13,3	34,8	13,6
7181	SALTOM-PR069	7,5	2,7	7,7	2,8	8	2,8	8,3	2,9	8,4	3	8,7	3,1	8,9	3,2	9,1	3,3	9,3	3,3	9,5	3,4	9,7	3,4
7202	SJPINH-PR069	54,2	16,2	56	16,7	57,6	17,2	59	17,7	60,5	18,2	62	18,6	63,3	19	64,8	19,4	66,3	19,8	67,7	20,4	69,3	20,8
7203	GUATUP-PR069	59,3	16,6	61,3	17,1	63,1	17,6	64,7	18,1	66,2	18,4	67,8	18,9	69,3	19,3	70,9	19,7	72,5	20,2	74,2	20,7	75,9	21,1
7221	TAF-PI-PR138	21	6,7	21,6	6,9	22,2	7,1	22,8	7,3	23,3	7,4	23,8	7,6	24,2	7,7	24,7	7,9	25,2	8	25,8	8,2	26,3	8,3
7229	TUNAS--PR138	12,9	4,7	13,3	4,8	13,7	4,9	14	5	14,2	5,1	14,4	5,2	14,7	5,3	15	5,4	15,3	5,5	15,5	5,6	15,8	5,7
7251	VOLVO--PR069	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2	6,3	2
44846	SQUITE-PR013	46,2	15	47,8	15,6	49,2	16	50,5	16,5	51,6	16,9	52,9	17,2	54,1	17,6	55,3	18	56,6	18,4	57,8	18,8	59,2	19,3
44849	UBERAB-PR013	52,3	14,9	54,2	15,4	55,7	15,9	57,1	16,3	58,5	16,7	59,8	17,1	61,3	17,4	62,6	17,9	64,1	18,2	65,5	18,7	67	19,1
45077	BOSCH2-PR069	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4	12,7	3,4
45614	HEXION-PR069	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8	5,4	1,8

Tabela 2-3 Remanejamento de carga – Carga Máxima Diurna

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA DIURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
77744	AFOPEN-PR138	35,4	8,3	37,1	8,7	38,7	9,0	40,5	9,3	42,1	9,8	43,9	10,1	45,6	10,5	47,4	10,8	49,0	11,2	50,8	11,6	52,5	11,9
6813	AFOPEN-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80032	BARIGU-PR138	88,3	38,1	93,2	40,4	97,6	42,4	102,2	44,5	106,9	46,6	111,6	48,8	116,2	50,9	120,9	53,0	125,7	55,2	130,2	57,3	134,9	59,4
6866	BARIGU-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77722	PNHRIN-PR138	43,0	19,7	44,9	20,6	46,9	21,3	48,8	22,1	50,8	22,9	52,7	23,7	54,7	24,6	56,6	25,4	58,7	26,3	60,7	27,1	62,7	28,0
6869	PNHRIN-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77733	S.CERC-PR138	20,2	5,4	21,0	5,7	21,8	5,8	22,6	6,0	23,5	6,2	24,3	6,4	25,3	6,5	26,0	6,7	26,9	6,9	27,8	7,2	28,6	7,4
6927	S.CERC-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77711	SJPINH-PR138	59,9	20,5	62,8	21,4	65,7	22,3	68,7	23,2	71,8	24,2	74,9	25,1	78,0	26,1	81,0	27,1	84,2	28,1	87,4	29,2	90,7	30,2
7202	SJPINH-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

* Destacado de 'azul e verde' as subestações 69 kV que foram religadas em 138 kV.

Tabela 2-4 Remanejamento de carga – Máxima Noturna

BARRA		CARGA BRUTA - PATAMAR MÁXIMA DIURNA																					
NÚMERO	NOME	2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039	
		P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar	P MW	Q Mvar
77744	AFOPEN-PR138	29,6	10,8	30,5	11,2	31,3	11,5	32,0	11,7	32,5	11,9	33,1	12,1	33,7	12,4	34,3	12,6	34,9	12,8	35,5	13,0	36,2	13,2
6813	AFOPEN-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80032	BARIGU-PR138	78,2	23,4	80,8	24,2	82,9	24,9	85,0	25,4	86,8	26,0	88,6	26,6	90,4	27,1	92,2	27,6	94,1	28,2	95,9	28,8	97,9	29,4
6866	BARIGU-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77722	PNHRIN-PR138	41,5	15,3	42,6	15,8	43,8	16,1	44,7	16,4	45,6	16,8	46,4	17,1	47,1	17,3	48,0	17,8	48,9	18,0	49,8	18,3	50,6	18,7
6869	PNHRIN-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77733	S.CERC-PR138	20,1	10,1	20,6	10,2	20,8	10,5	21,2	10,6	21,5	10,8	21,8	10,8	22,1	11,1	22,3	11,2	22,6	11,2	22,8	11,5	23,2	11,6
6927	S.CERC-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
77711	SJPINH-PR138	54,2	16,2	56,0	16,7	57,6	17,2	59,0	17,7	60,5	18,2	62,0	18,6	63,3	19,0	64,8	19,4	66,3	19,8	67,7	20,4	69,3	20,8
7202	SJPINH-PR069	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

* Destacado de 'azul e verde' as subestações 69 kV que foram religadas em 138 kV.

2.4 Cenários e Plano de Geração

Serão avaliadas somente as condições de intercâmbio, carga e geração mais críticas para o sistema da região de interesse, que neste caso específico foram os cenários de carga máxima diurna e noturna. Para o cálculo de perdas, foram analisados os patamares de carga máxima e mínima (diurna e noturna).

A geração adotada foi a dos casos de trabalho do Plano Decenal da Transmissão 2034.

2.5 Limites Operativos

2.5.1 Tensão

Como critério de análise do perfil de tensão, admitiu-se que os barramentos de carga da Rede Básica não deveriam exceder as faixas estabelecidas nos Procedimentos de Rede para classificação adequada, conforme apresentadas na Tabela 2-5.

Tabela 2-5 – Limites operativos de tensão.

Limites de Tensão				
Tensão	Condição Normal		Condição de Emergência	
	min	Max	Min	Max
kV				
<=138	0,950	1,050	0,900	1,050
230	0,950	1,050	0,900	1,050
345	0,950	1,050	0,900	1,050
440	0,950	1,046	0,900	1,046
500	1,000	1,100	1,000	1,100
525	0,950	1,050	0,950	1,050
765	0,900	1,046	0,900	1,046

2.5.2 Carregamento

Para as linhas de transmissão existentes na Rede Básica, foram utilizados, em regime normal e de emergências, os limites de carregamentos constantes do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Para as linhas da rede de distribuição, foram observados os limites usuais utilizados pelo planejamento e operação da empresa.

Para os transformadores existentes, foram utilizados os limites de curta e longa duração informados pelas empresas proprietárias dos equipamentos no CPST. No caso de transformadores novos, foi considerada a capacidade operativa de curta duração (4 horas) correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

2.6 Parâmetros Econômicos

Para o custeamento das novas instalações, foram utilizados os preços referenciais da ANEEL de 01/2025. Salienta-se que esses valores são de referência, compostos por custos médios de mercado e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Foram considerados ainda:

- Taxa de desconto: 8% a.a.;
- Ano de referência: 2025;
- Tempo de vida útil das instalações: 30 anos;
- Ano horizonte: 2039;

3 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

3.1 Sistema Elétrico de Interesse

Nesta seção, são apresentados o desempenho das novas obras no diagnóstico do sistema elétrico da Região Metropolitana de Curitiba e Litoral. A lista das novas obras se encontra abaixo:

1. NOVA SE 230/138 kV BARIGUI 2
 - a. 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ
2. SE 230/69 kV UBERABA
 - a. NOVO PÁTIO 138 kV - 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ
3. SE 230/69 kV PILARZINHO
 - a. Subst. por final de vida útil - 1° e 2° TR 230/69 kV (Atuais 2x 150/180 MVA)
4. SE 525/230 kV CURITIBA OESTE
 - a. 1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ
5. NOVA LT 230 kV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2, C1 e C2 (CD)
6. SECCIONAMENTO DA LT 230 kV CAMPO COMPRIDO – SANTA QUITÉRIA C1 NA SE BARIGUI 2
7. SECCIONAMENTO DA LT 230 kV CAMPO COMPRIDO - CIC C1 NA SE CURITIBA OESTE

As principais contingências (Rede Básica) consideradas nas análises estão resumidas abaixo:

Lista de contingências simples

1. LT 525 KV CURITIBA OESTE - BATEIAS C1
2. LT 525 KV CURITIBA OESTE – PPONTA GROSSA C1
3. LT 525 KV CURITIBA OESTE - ABDON BATISTA C1
4. LT 525 KV BATEIAS - PONTA GROSSA C2
5. LT 525 KV BATEIAS - PONTA GROSSA C1
6. LT 525 KV CURITIBA LESTE - BATEIAS C1
7. LT 525 KV CURITIBA LESTE - BATEIAS C2
8. LT 525 KV CURITIBA - BATEIAS C1
9. LT 525 KV CURITIBA - BATEIAS C2
10. LT 525 KV AREIA - BATEIAS C1
11. LT 525 KV JOINVILLE SUL - CURITIBA C1
12. LT 525 KV CURITIBA LESTE - JOINVILLE SUL C1
13. LT 525 KV CURITIBA - CURITIBA LESTE C1
14. LT 525 KV CURITIBA - AREIA C1
15. LT 230 KV BARIGUI 2 - CAMPO COMPRIDO C1
16. LT 230 KV BARIGUI 2 - SANTA QUITÉRIA C1
17. LT 230 KV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2 C1
18. LT 230 KV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2 C2
19. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - PILARZINHO C1
20. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - GRALHA AZUL C1
21. LT 230 KV BATEIAS - CAMPO COMPRIDO C1
22. LT 230 KV BATEIAS - CAMPO COMPRIDO C2
23. LT 230 KV BATEIAS - CAMPO COMPRIDO C3
24. LT 230 KV CURITIBA OESTE - CAMPO COMPRIDO C1
25. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - SANTA QUITÉRIA C1
26. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - CIC C1
27. LT 230 KV CIC - UMBARÁ C1
28. LT 230 KV CURITIBA OESTE - CIC C1
29. LT 230 KV BATEIAS - PILARZINHO C1
30. LT 230 KV SANTA MÔNICA - PILARZINHO C1
31. LT 230 KV CURITIBA NORTE - PILARZINHO C1
32. LT 230 KV SANTA MÔNICA - GPS C1

33. LT 230 KV CURITIBA LESTE - SANTA MÔNICA C1
34. LT 230 KV CURITIBA LESTE - UBERABA C1
35. LT 230 KV CURITIBA LESTE - POSTO FISCAL C1
36. LT 230 KV CURITIBA LESTE - D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1
37. LT 230 KV REPAR - D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1
38. LT 230 KV D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS - UBERABA C1
39. LT 230 KV CAMPO DO ASSOPIO - D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1
40. LT 230 KV UMBARÁ - CAMPO DO ASSOPIO C1
41. LT 230 KV GRALHA AZUL - REPAR C1
42. LT 230 KV SÃO MATEUS DO SUL - CURITIBA C1
43. LT 230 KV CURITIBA - JOINVILLE C2
44. LT 230 KV CURITIBA – JOINVILLE NORTE 2 C1
45. LT 230 KV CURITIBA - JOINVILLE NORTE 2 C2
46. LT 230 KV UMBARÁ - GRALHA AZUL C1
47. LT 230 KV GPS - POSTO FISCAL C1
48. LT 230 KV UBERABA - UMBARÁ C1
49. LT 230 KV UBERABA - UMBARÁ C2
50. LT 230 KV SANTA QUITÉRIA - UMBARÁ C1
51. LT 230 KV BATEIAS - JAGUARIAÍVA C1
52. LT 230 KV BATEIAS - PONTA GROSSA SUL C1
53. LT 230 KV BATEIAS - CURITIBA NORTE C1
54. LT 230 KV BATEIAS - SANTA QUITÉRIA C1
55. LT 230 KV CURITIBA CENTRO - UBERABA C1
56. LT 230 KV CURITIBA CENTRO - UBERABA C2
57. TF1 230/138 KV BARIGUI 2
58. TF2 230/138 KV BARIGUI 2
59. TF1 230/138 KV UBERABA
60. TF2 230/138 KV UBERABA
61. TF1 525/230 KV BATEIAS
62. TF2 525/230 KV BATEIAS
63. TF3 525/230 KV BATEIAS
64. TF1 525/230 KV CURITIBA LESTE
65. TF1 525/230 KV CURITIBA
66. TF2 525/230 KV CURITIBA
67. TF3 525/230 KV CURITIBA
68. TF1 230/69 KV PILARZINHO
69. TF2 230/69 KV PILARZINHO
70. TF1 230/138 KV POSTO FISCAL
71. TF2 230/138 KV POSTO FISCAL
72. TF1 230/69 KV D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS
73. TF2 230/69 KV D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS
74. TF1 230/138 KV CAMPO DO ASSOPIO
75. TF2 230/138 KV CAMPO DO ASSOPIO
76. TF1 230/69 KV UBERABA
77. TF2 230/69 KV UBERABA
78. TF1 230/138 KV CURITIBA NORTE
79. TF2 230/138 KV CURITIBA NORTE
80. TF1 230/138 KV BATEIAS
81. TF2 230/138 KV BATEIAS
82. TF3 230/138 KV BATEIAS
83. TF1 230/69 KV SANTA QUITÉRIA
84. TF2 230/69 KV SANTA QUITÉRIA
85. TF1 230/69 KV SANTA MÔNICA
86. TF2 230/69 KV SANTA MÔNICA
87. TF1 230/138 KV GPS
88. TF2 230/138 KV GPS
89. TF1 230/69 KV CAMPO COMPRIDO

90. TF2 230/69 KV CAMPO COMPRIDO
91. TF1 230/69 KV CIC
92. TF2 230/69 KV CIC
93. TF 230/69 KV CURITIBA CENTRO
94. TF 230/69 KV CURITIBA CENTRO

Lista de contingências duplas

1. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - CIC, C1 e
LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - GRALHA AZUL, C1
2. LT 230 KV UMBARÁ - CAMPO DO ASSOPIO, C1 e
LT 230 KV UMBARÁ - UBERABA, C1
3. LT 230 KV CURITIBA LESTE - POSTO FISCAL, C1 e
LT 230 KV GPS - POSTO FISCAL, C1
4. LT 230 KV UMBARÁ - UBERABA, C2 e
LT 230 KV D. I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS - REPAR, C1
5. LT 230 KV SANTA MÔNICA - GPS, C1 e
LT 230 KV SANTA MÔNICA - PILARZINHO, C1
6. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - GRALHA AZUL, C1 e
LT 230 KV UMBARÁ - CIC, C1
7. LT 230 KV CURITIBA LESTE - D. I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1 e
LT 230 KV CURITIBA LESTE - UBERABA, C1
8. LT 230 KV CURITIBA LESTE - POSTO FISCAL, C1 e
LT 230 KV CURITIBA LESTE - UBERABA, C1
9. LT 230 KV CURITIBA LESTE - UBERABA, C1 e
LT 230 KV UMBARÁ - UBERABA, C2
10. LT 230 KV CAMPO DO ASSOPIO - D. I. S. J. DOS PINHAIS, C1 e
LT 230 KV UBERABA - UMBARÁ C1
11. LT 230 KV BATEIAS - CAMPO COMPRIDO, C1 e
LT 230 KV BATEIAS - CAMPO COMPRIDO, C2
12. LT 230 KV CAMPO COMPRIDO - GRALHA AZUL, C1 e
LT 230 KV UMBARÁ - GRALHA AZUL, C1
13. LT 230 KV CURITIBA LESTE - SANTA MÔNICA, C1 e
LT 230 KV CURITIBA LESTE - D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1
14. LT 230 KV D. I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS - UBERABA, C1 e
LT 230 KV UMBARÁ - UBERABA, C1

3.2 Desempenho Elétrico da Rede

Foi considerada avaliação nos cenários de carga máxima diurna e noturna do PD2034 no período de 2029 a 2039.

ATFs 1 e 2 230/138 kV – SE Barigui 2

Considerando a carga revisada e remanejada conforme tabelas acima, foi detectado sobrecarga admissível (vide Figura 3-1) já no primeiro ano de avaliação (considerando a entrada em operação a partir de 2029).

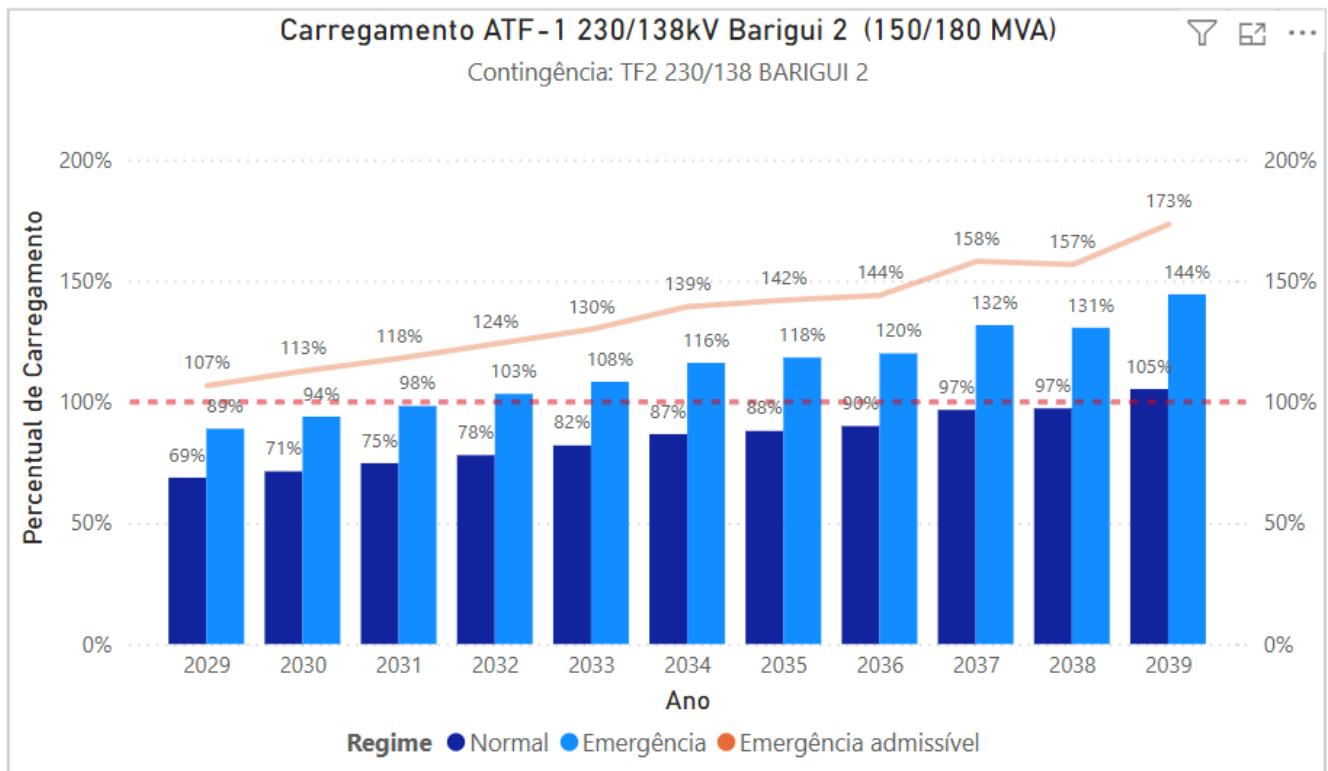


Figura 3-1 – Carregamento ATF 230/138 kV Barigui 2 – 150/180 MVA

Visando evitar sobrecarga admissível no momento da entrada em operação e a necessidade de um 3º ATF 230/138 kV a partir de 2032, foi revisada a capacidade do novo ATF 230/138 kV para 225/270 MVA. Considerando a nova capacidade, a sobrecarga admissível ocorre somente a partir de 2034 e a sobrecarga inadmissível somente em 2039 (vide Figura 3-2) – sendo recomendado para esse ano o 3º ATF 230/138 kV.

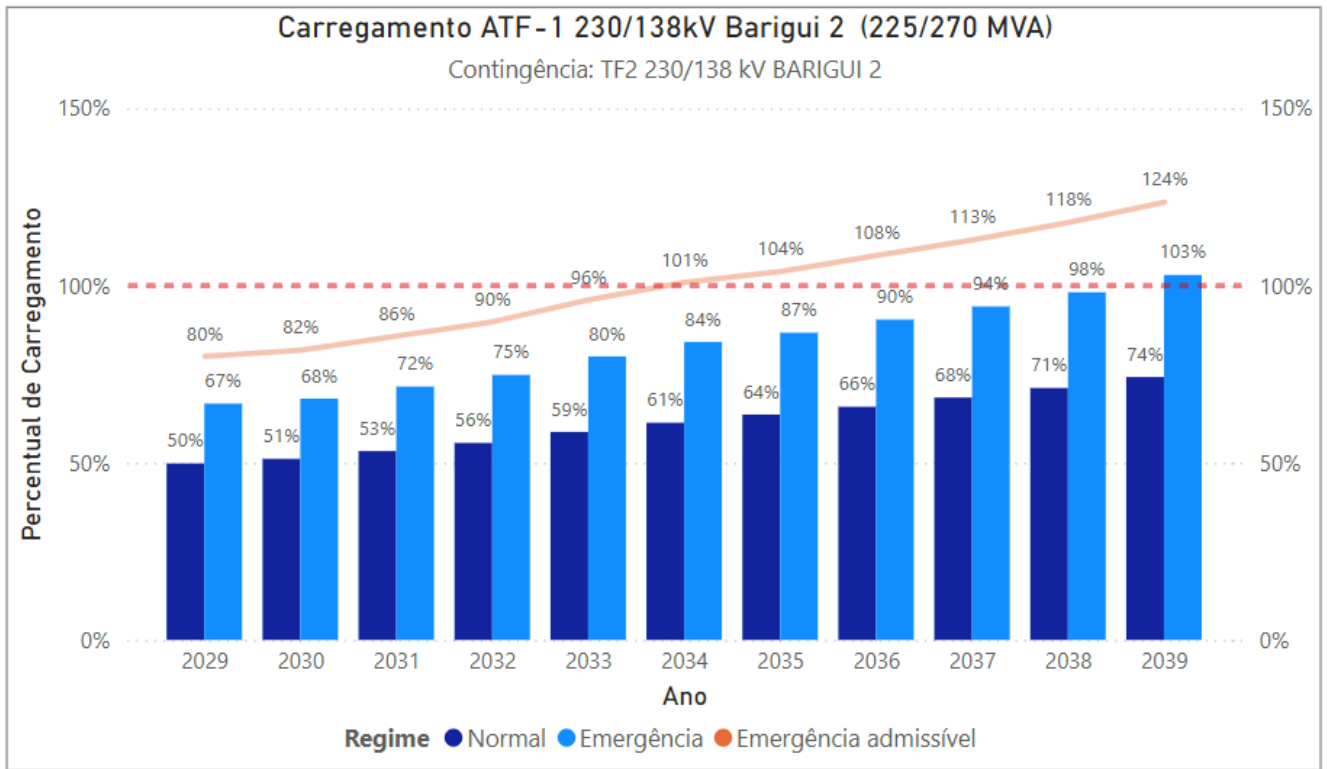


Figura 3-2 – Carregamento ATF 230/138 kV Barigui 2 – 225/270 MVA

ATFs 1 e 2 230/138 kV – SE Uberaba

Em paralelo, também foi revisada a transformação 230/138 kV da SE Uberaba e, considerando os dados da Figura 3-3, não houve necessidade de alteração de capacidade.

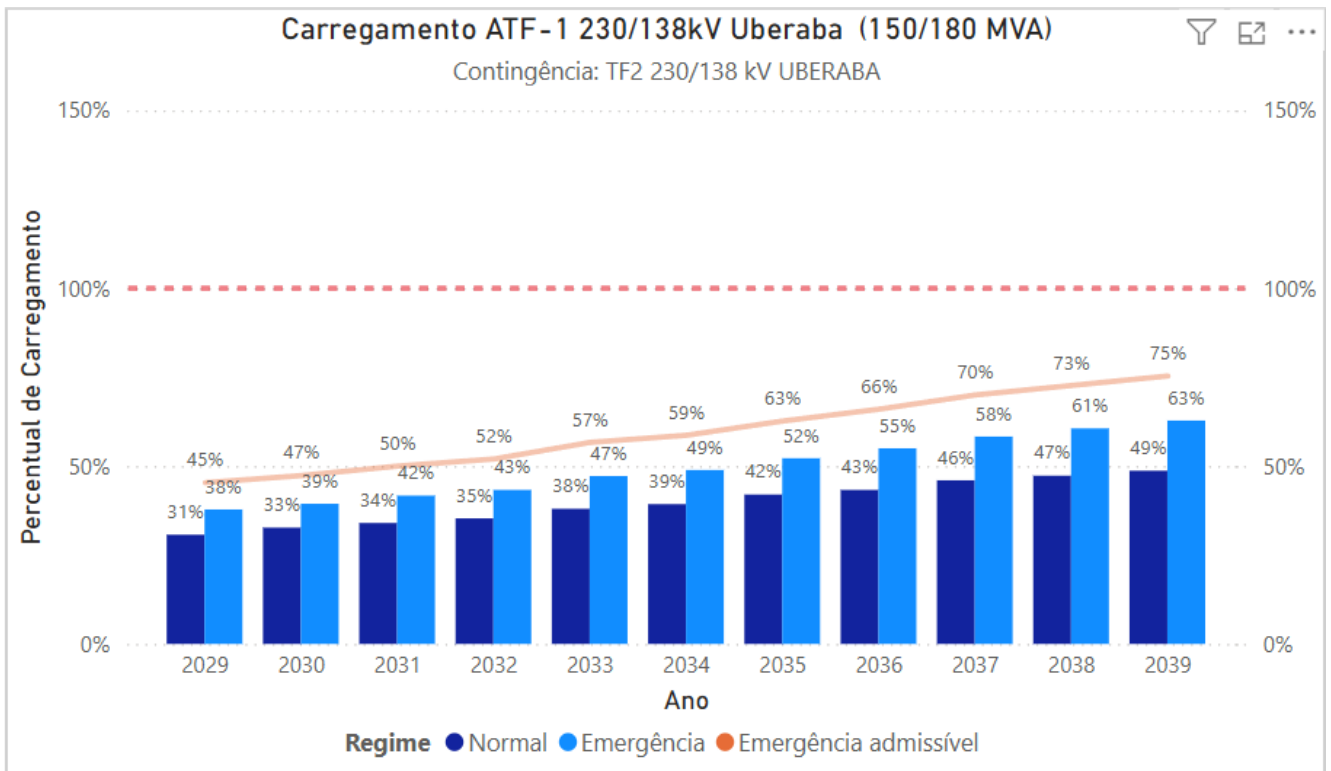


Figura 3-3 – Carregamento ATF 230/138 kV Uberaba – 150/180 MVA

ATFs 1 e 2 230/69 kV – SE Pilarzinho

Os ATFs 230/69 kV – 2x 150/195 MVA se encontram cadastrados no sistema do SGPMR (ONS) para substituição por final de vida útil. Devido a isso, foi avaliado o desempenho dos novos transformadores a longo prazo, visto que os novos possuiriam uma capacidade de emergência reduzida (2x 150/180 MVA).

De acordo com a Figura 3-4, foi detectada uma sobrecarga admissível a partir de 2034 (apenas 5 anos após a substituição prevista para 2029) e, neste caso, consideramos válido que a substituição seja feita por novas unidades de 225/270 MVA (mantendo a impedância atual devido aos níveis elevados de CC em 69 kV na região metropolitana de Curitiba). O desempenho pós substituição poderá ser analisado na Figura 3-5.

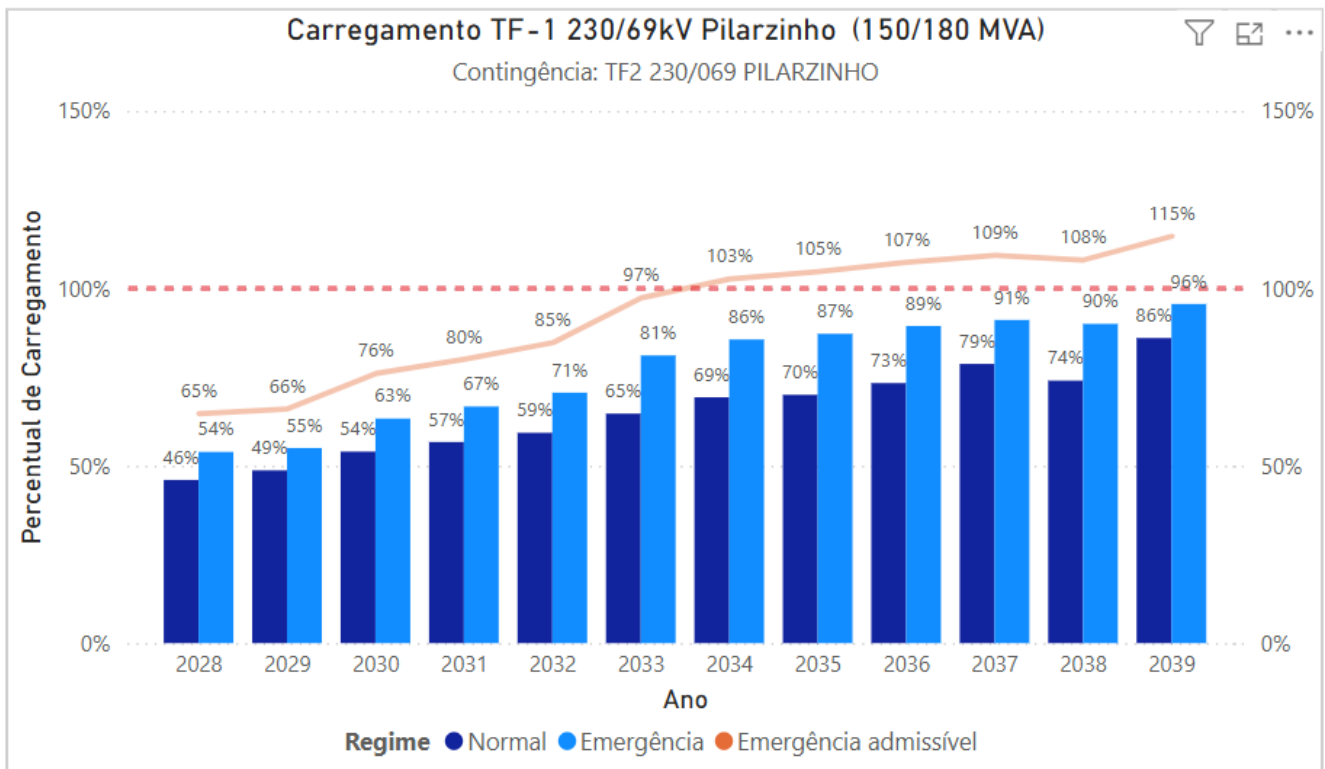


Figura 3-4 – Carregamento TF 230/69 kV Pilarzinho – 150/180 MVA

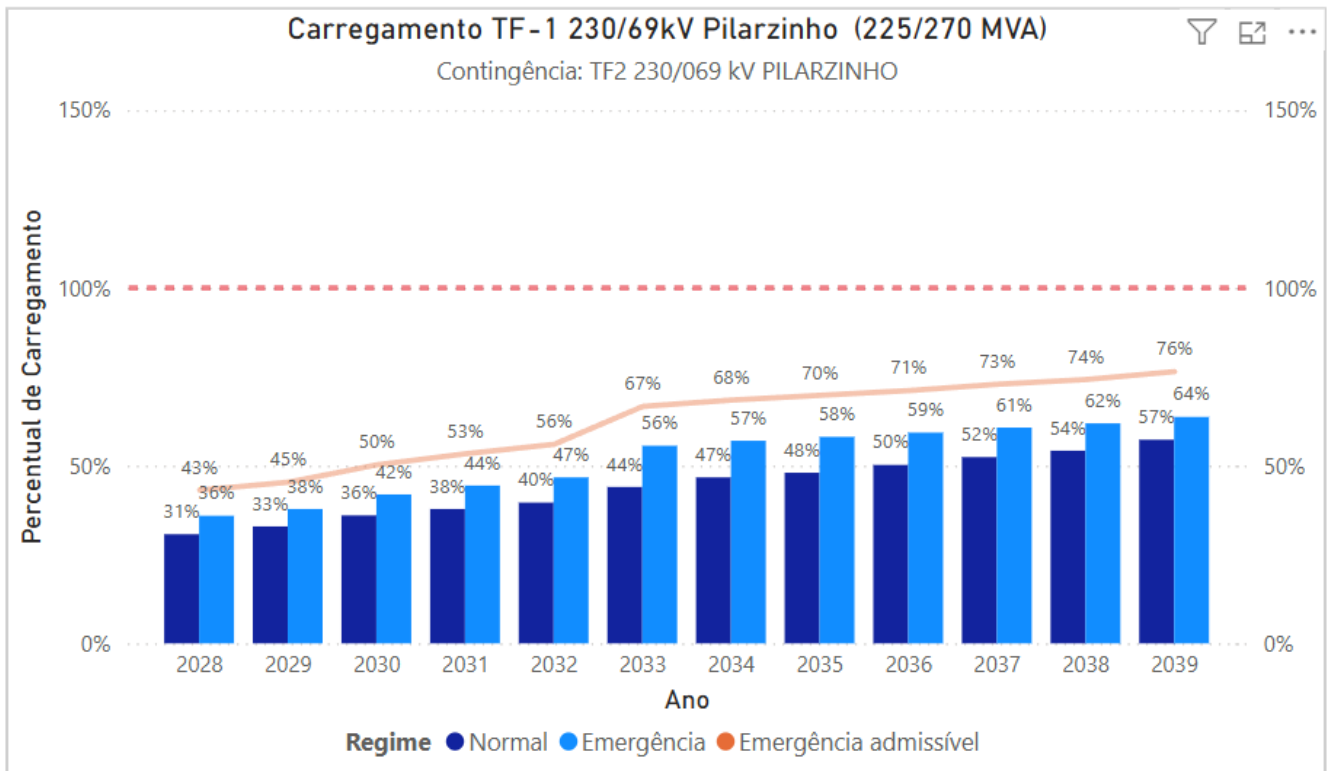


Figura 3-5 – Carregamento TF 230/69 kV Pilarzinho – 225/270 MVA

ATF1 525/230 kV – Curitiba Oeste

Também foi revisada a transformação 525/230 kV da SE Curitiba Oeste e, considerando os dados da Figura 3-6, não houve necessidade de alteração de capacidade.

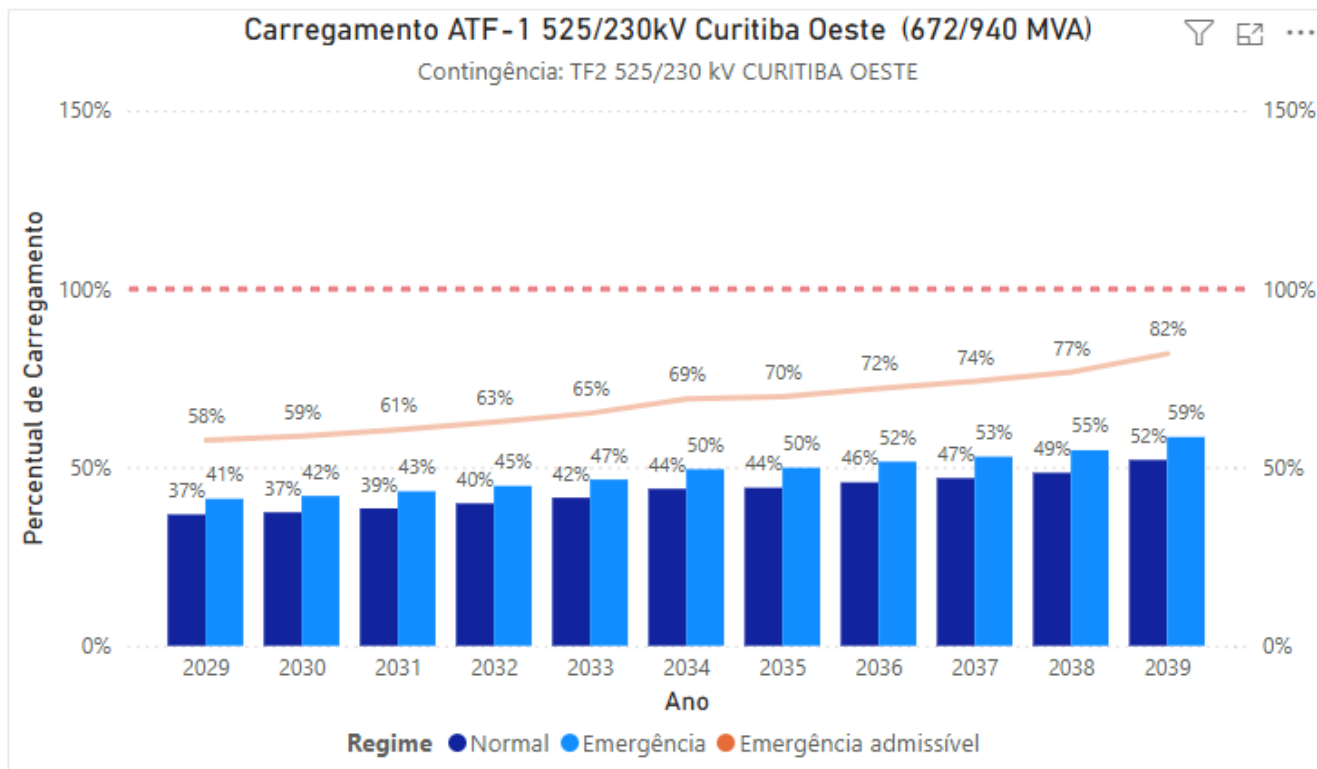


Figura 3-6 – Carregamento ATF 1 525/230 kV Curitiba Oeste – 672/806 MVA

LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3

Foi recomendada a reconfiguração por meio do desencabeçamento da LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 e a LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria da SE Campo Comprido e conectar entre si. Essa solução visava evitar sobrecarga na LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 na perda dupla do C1 e C2 (vide Figura 3-7), no entanto, a COPEL-GT sinalizou dificuldades na configuração da proteção para localização de faltas (fundamental para liberação de religamentos manuais em regiões urbanas) visto que a reconfiguração pode acarretar tempos maiores de religamentos, após inspeção visual.

A COPEL-GT também sinalizou que o reencabeçamento acarretaria a criação da LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria com ampacidade restrita a 815/925 A (ampacidade da atual LT 230 kV Bateias - Campo Comprido C3). Além disso, a LT 230 kV Bateias - Campo Comprido C3 é composta de trecho com entrada em operação em 1965, sendo objeto de estudos de possíveis melhorias.

Neste caso, a EPE decidiu retirar o reencabeçamento do conjunto de obras da região e rever alternativas com soluções estruturantes para sobrecarga informada acima. Assim que a solução for definida, uma revisão desta nota técnica será emitida com a solução adequada para região.

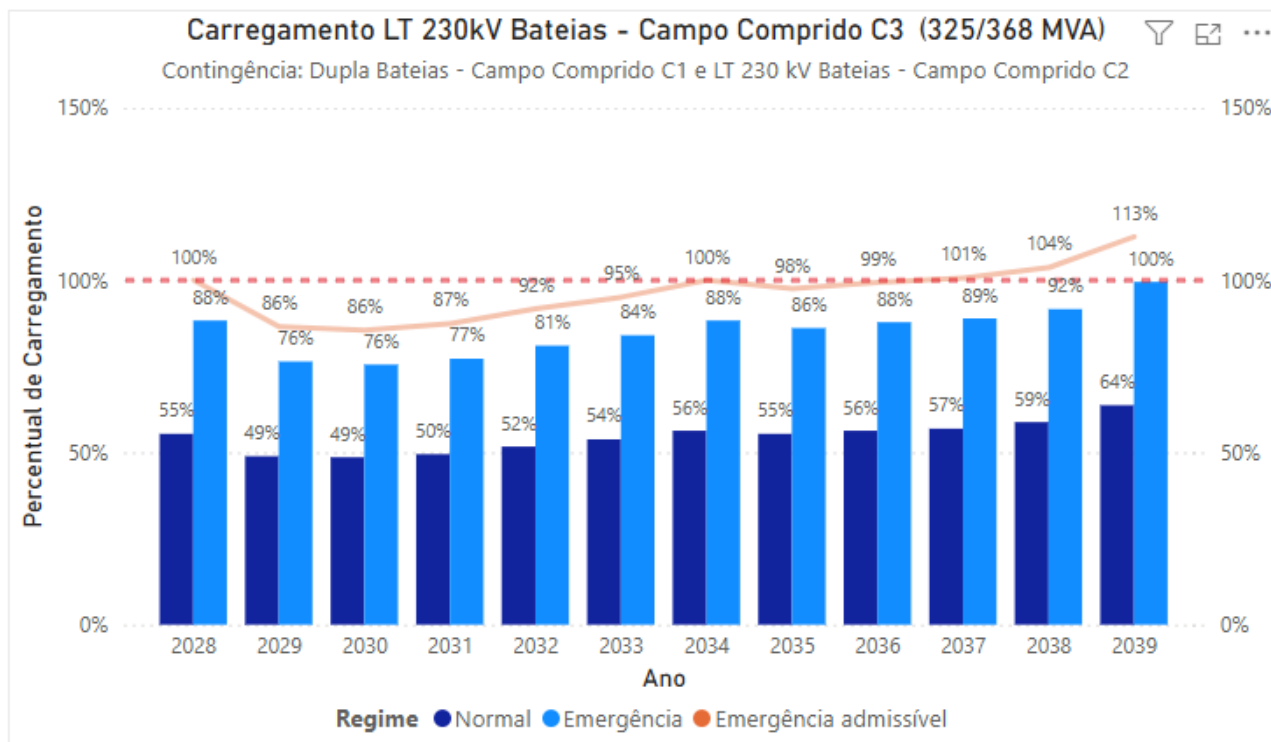


Figura 3-7 – Carregamento LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 – 325/368 MVA

3.3 Análise complementar

Visto que a região metropolitana de Curitiba possui uma lista de contingências duplas a serem analisadas, consideramos válido informar os resultados para perdas duplas dos novos circuitos duplos (compartilham a mesma torre) provenientes da SE Curitiba Oeste.

Contingência dupla da LT 230 kV Curitiba Oeste – CIC C1 e da LT 230 kV Curitiba Oeste – Campo Comprido C1

Não foram detectadas sobrecargas no horizonte do estudo.

Contingência dupla da LT 230 kV Barigui 2 – Curitiba Oeste C1 e C2

Ao analisar a contingência dupla da LT 230 kV Barigui 2 – Curitiba Oeste C1 e C2, ocorre sobrecarga na LT 230 kV Barigui 2 – Campo Comprido C1 a partir de 2034.

Visto que, em futura revisão do estudo, será necessário revisar conexões provenientes de Bateias em Campo Comprido, recomendamos investigar soluções mitigadoras para essa perda dupla nesta mesma revisão.

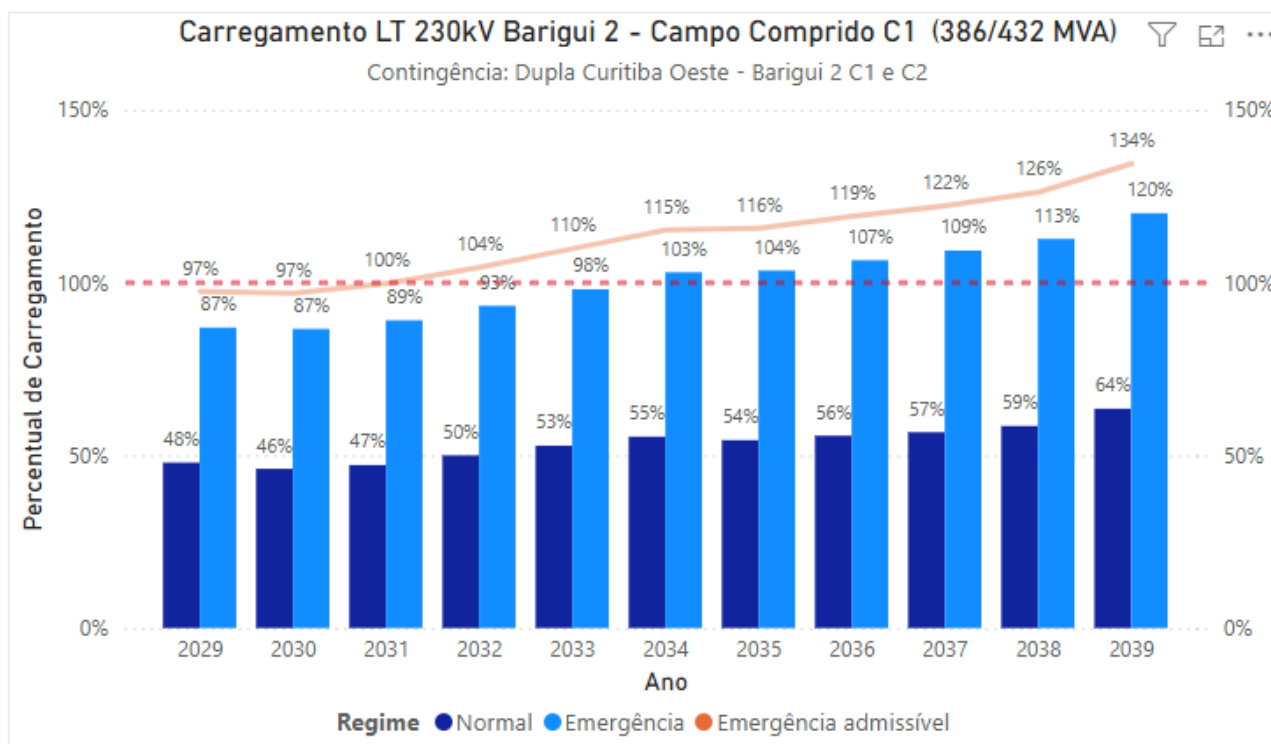


Figura 3-8 – Carregamento LT 230 kV Barigui 2 – Campo Comprido C1 – 386/432 MVA

4 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LTs AÉREAS

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas da nova Linha de Transmissão (LT) aérea, em Circuito Duplo (CD), e para novos trechos de seccionamento, em CD, conforme descrito na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 Novas Linhas de Transmissão Aéreas e Trechos de Seccionamento

	Linha	Tensão	Tipo	Comprimento [km]
LT1	LT Curitiba Oeste – Barigui 2	230 kV	CD (C1 e C2)	49,0
LT2	Trecho entre o ponto de seccionamento da LT Campo Comprido - CIC, C1, e a SE Curitiba Oeste	230 kV	CD (C1 e C2)	49,0
LT3	Trecho entre o ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – Santa Quitéria, C1, e a SE Barigui 2.	230 kV	CD (C1 e C2)	0,1

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [5].

4.1 Dados e Premissas

Os dados ambientais predominantes e preliminares para as análises técnicas e definição das capacidades de corrente estão dispostos na Tabela 4-2. Nota-se que a temperatura do ar corresponde à maior máxima média mensal registrada na estação de medição localizadas em Curitiba/PR [6].

Tabela 4-2 Dados do ambiente

	LT1	LT2	LT3
Temperatura do ar [°C]	27,2	27,2	27,2
Vento p/ cálculo de temperatura [m/s]	1	1	1
Radiação solar [W/m²]	1000	1000	1000
Altitude média [m]	904	905	917
Altitude máxima [m]	991	987	969
DRA¹ [p.u.]	0,89	0,89	0,89
Vento p/ balanço [km/h] (50 anos, 30 s, 10 m)	139	139	139

⁽¹⁾ Densidade Relativa do Ar adotada para verificação de efeito corona visual.

Na Tabela 4-3 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização. Os fluxos e fator de perdas utilizados estão apresentados na Tabela 4-4. Já a Tabela 4-5 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de

operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, conforme resultados apresentados nos capítulo 3.2.

Tabela 4-3 Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2025/01 ¹

Tabela 4-4 Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas – LT1

Duração [Anos]	LT1		LT2	
	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas	Fluxo¹ [MVA]	Fator de Perdas
1	98,1	0,73	110,8	0,47
1	98,2	0,69	106,2	0,48
1	101,3	0,73	110,5	0,48
1	104,5	0,73	114,1	0,47
1	108,0	0,71	117,1	0,48
1	112,3	0,71	121,3	0,49
1	115,9	0,71	124,3	0,49
1	127,9	0,66	130,3	0,50
1	118,3	0,71	123,5	0,49
1	124,7	0,68	124,4	0,51
20	130,5	0,65	110,8	0,47

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 4-5 Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Fluxo¹ [MVA]		LT1	LT2
		Normal	193,8
Emergência		263,5	338,1

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Nessas análises, adotou-se estruturas em circuito duplo, em configuração vertical. Na Seção 4.3.2 constam as coordenadas finais, após a otimização, dos cabos na torre e flechas para a silhueta típica. Por fim, considerou-se apenas cabos condutores tipo CAA, com diferentes bitolas e formações, e cabos para-raios EAR 3/8” e OPGW 13,3 mm.

¹ Atualizado pela EPE conforme [17].

4.2 Critérios Para Análises Elétricas e Comparações Econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, para as novas LT, deve-se buscar adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, esses devem observar os requisitos mínimos definidos em [7]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

As configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3% são consideradas economicamente equivalentes. Como critérios de desempate, pode-se considerar, por exemplo, os custos de instalação, a padronização com soluções existentes e a robustez da solução.

4.3 Avaliações Econômicas

4.3.1 Seleção dos cabos condutores - LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD

Inicialmente, cumpre destacar que foi avaliada a configuração possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 4-6.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 1 x ORTOLAN (1033 MCM). No entanto, por possuir uma maior capacidade de condução de corrente em relação à configuração de menor custo total, escolhe-se a solução 2 x HAWK (477 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 4-6 Configurações com menor custo total – LT1

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
ORTOLAN	1	1967,4	554,6	2521,9	100,0
RAIL	1	1916,9	608,0	2524,8	100,1
BLUEJAY	1	2019,8	509,5	2529,3	100,3
RUDDY	1	1881,5	650,7	2532,2	100,4
BUNTING	1	2069,6	471,5	2541,2	100,8
BITTERN	1	2122,7	439,1	2561,7	101,6
IBIS	2	1895,1	670,5	2565,6	101,7

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
HAWK	2	2027,3	540,3	2567,6	101,8
DIPPER	1	2174,1	410,4	2584,5	102,5

4.3.2 Seleção dos cabos condutores – LT2: Trecho entre o Ponto de Seccionamento da LT Campo Comprido - CIC, C1, e a SE Curitiba Oeste

Nessa situação, foi avaliada a configuração possuindo um e dois cabos por fase. Quanto aos cabos considerados, salienta-se que foi considerada uma ampla gama de possibilidades de condutores CAA, com distintas bitolas e formações.

Após as análises realizadas pelo programa ELEKTRA, identificou-se que as soluções economicamente equivalentes, dentre as soluções candidatas, são aquelas apresentadas na Tabela 4-7.

Como pode se verificar, a configuração de menor custo total é a configuração 1 x RAIL (954 MCM). No entanto, por possuir uma maior capacidade de condução de corrente em relação à configuração de menor custo total, escolhe-se a solução 2 x HAWK (477 MCM). Desse modo, essa será a configuração recomendada para utilização nesta LT.

Tabela 4-7 Configurações com menor custo total – LT2

Cabo condutor		Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
Nome	Nº de subcond. por fase	Instalação	Perdas	Total	
RAIL	1	1918,2	497,2	2415,5	100,0
RUDDY	1	1884,9	533,5	2418,4	100,1
ORTOLAN	1	1966,7	452,2	2418,9	100,1
BLUEJAY	1	2018,2	414,2	2432,5	100,7
IBIS	2	1893,6	541,1	2434,7	100,8
BUNTING	1	2068,2	382,3	2450,5	101,5
LINNET	2	1790,9	665,8	2456,7	101,7
HAWK	2	2026,1	432,7	2458,8	101,8
BITTERN	1	2121,4	355,0	2476,4	102,5
DRAKE	1	1892,4	590,1	2482,5	102,8
TERN	1	1864,9	620,2	2485,1	102,9

4.4 Características Técnicas da Solução de Referência

4.4.1 Características elétricas – LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 4-8.

Tabela 4-8 Características elétricas básicas da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1245	1560	+	0,0682	0,3595	4,6226
				0	0,3822	1,3250	2,7936
				mut.0	0,3111	0,8964	-0,9233

A Figura 4-1, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos da nova LT em CD, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

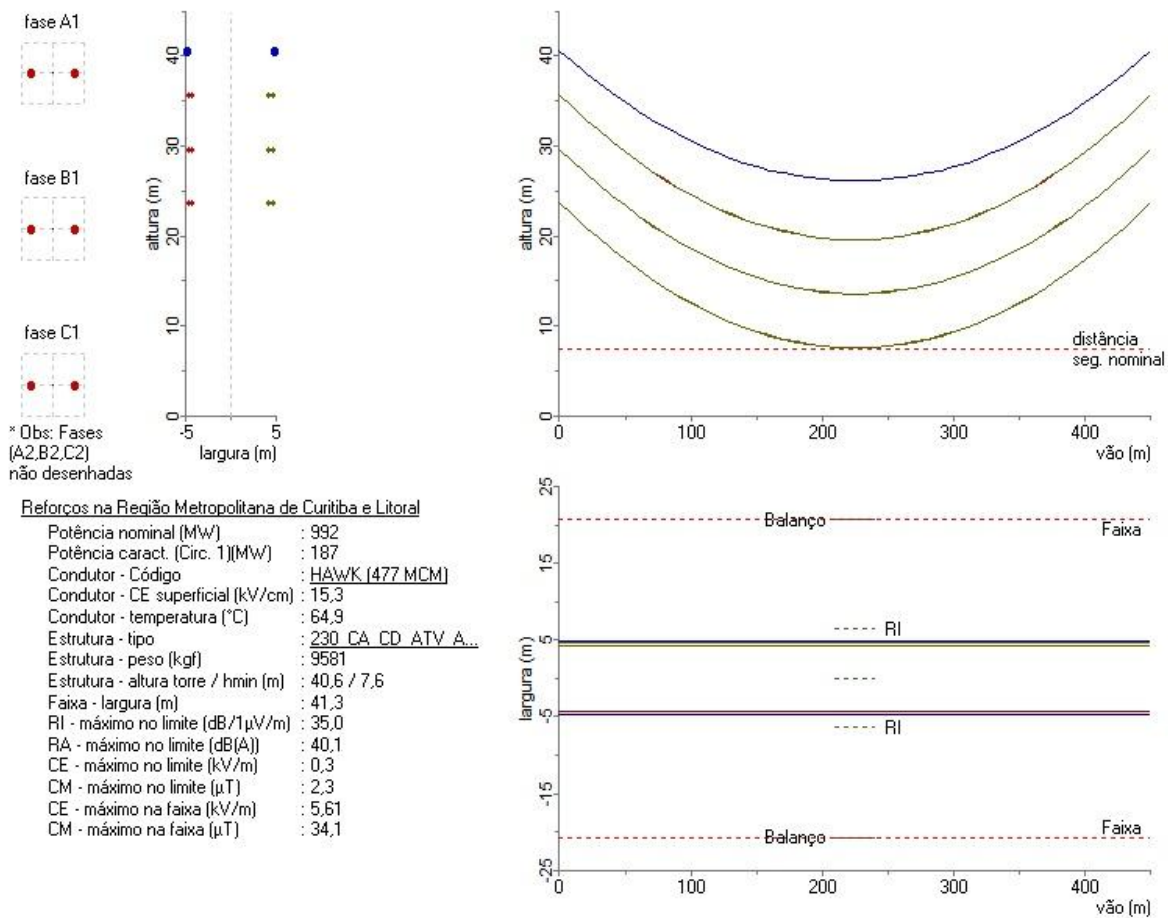


Figura 4-1 Dados técnicos básicos da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD

4.4.2 Características construtivas – LT1: LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, CD

Considerando os resultados das simulações realizadas e um espaçamento entre os subcondutores de 45,72 cm, dispostos na horizontal, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas, estão apresentadas na Tabela 4-9.

Tabela 4-9 Coordenadas da silhueta típica da LT 230 kV em CD

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	35,7	16,1
Feixe B1	-4,5	29,7	16,1
Feixe C1	-4,5	23,7	16,1
Feixe A2	4,5	23,7	16,1
Feixe B2	4,5	29,7	16,1
Feixe C2	4,5	35,7	16,1
Para-raios 1	-4,8	40,6	14,5
Para-raios 2	4,8	40,6	14,5

4.4.3 Características elétricas – LT2: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas para esta LT estão sumarizados na Tabela 4-10.

Tabela 4-10 Características elétricas básicas do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1245	1560	+	0,0682	0,3595	4,6223
				0	0,3822	1,3250	2,7935
				mut.0	0,3111	0,8964	-0,9233

A Figura 4-2, extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos do novo trecho de seccionamento, incluindo o vão médio de 450 m utilizado na análise referencial.

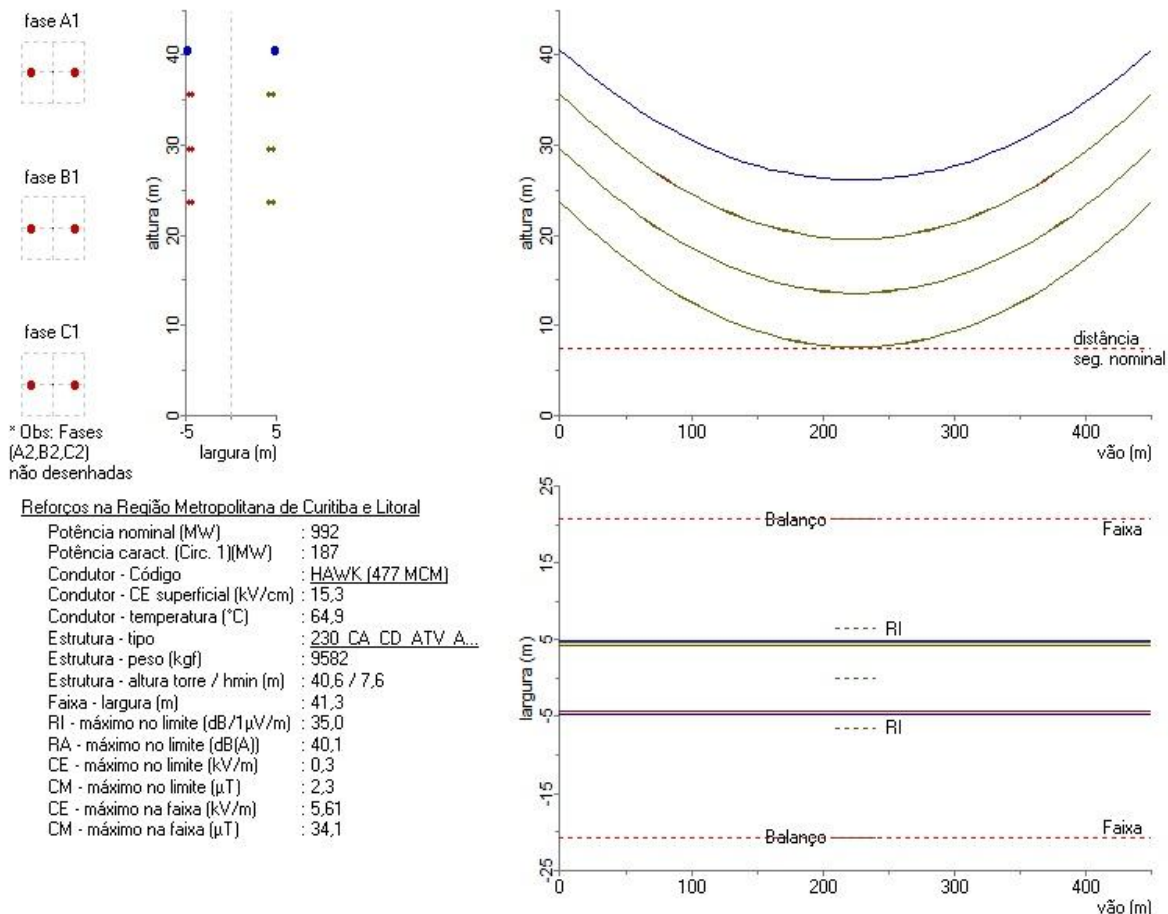


Figura 4-2 Dados técnicos básicos do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste

4.4.4 Características construtivas – LT2: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes de condutores e dos cabos para-raios da silhueta típica, bem como as respectivas flechas estão apresentadas na Tabela 4-11. Foram considerados feixes com espaçamento de 45,72 cm entre os cabos condutores, em disposição horizontal.

Tabela 4-11 Coordenadas da silhueta típica do trecho do ponto de seccionamento da LT Campo Comprido – CIC e a SE Curitiba Oeste

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A1	-4,5	35,7	16,1
Feixe B1	-4,5	29,7	16,1
Feixe C1	-4,5	23,7	16,1
Feixe A2	4,5	23,7	16,1
Feixe B2	4,5	29,7	16,1
Feixe C2	4,5	35,7	16,1
Para-raios 1	-4,8	40,6	14,5
Para-raios 2	4,8	40,6	14,5

4.4.5 Características elétricas – LT3: Trecho do Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria e a SE Barigui 2

De acordo com [8], a LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria, C1, a ser seccionada possui capacidades operativas de 969/1085 A. Assim, para o novo trecho de seccionamento, adota-se referencialmente a solução 1 x TERN (795 MCM). A utilização dessa opção se justifica por ser uma configuração factível e por estar presente em um dos trechos próximos ao ponto esperado de seccionamento. Portanto, os parâmetros elétricos e as capacidades de corrente especificadas estão sumarizados na Tabela 4-12.

Tabela 4-12 Características elétricas básicas do trecho do ponto do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria e a SE Barigui 2

Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito Duplo	CAA 1 x TERN (795 MCM)	969	1085	+	0,0823	0,4934	3,3784
				0	0,3952	1,4615	2,2300
				mut.0	0,3101	0,8982	-0,6369

4.4.6 Estimativas iniciais para faixa de segurança

Com relação à faixa de segurança, a Tabela 4-13 apresenta o valor calculado pelo ELEKTRA, juntamente com a restrição técnica que a definiu. Não obstante, tendo em vista as incertezas nas premissas e metodologias de cálculo, foram realizadas análises de sensibilidade, variando-se alguns parâmetros e, por segurança, nesta fase, recomenda-se a adoção referencial do valor conforme coluna “Faixa Adotada”.

Tabela 4-13 Estimativas iniciais para faixa de segurança

	Faixa calculada [m]	Restrição	Faixa Adotada [m]
LT1	41,3	Balço de Condutores	43,0
LT2	41,3	Balço de Condutores	43,0

5 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LTs SUBTERRÂNEAS

Neste capítulo são apresentadas análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas dos trechos subterrâneos das Linhas de Transmissão (LT) listadas abaixo:

- Trecho para seccionamento, na SE Curitiba Oeste, da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1, em circuito duplo (CD), de cerca de 1 km de comprimento.
- Trecho da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, em Circuito Duplo (CD), de cerca de 2 km de comprimento.

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos diretamente do programa CYMCAP, desenvolvido pela CYME [9].

5.1 Dados e Premissas

Na Tabela 5-1 estão apresentados os principais parâmetros ambientais considerados. Para estimar a temperatura do solo, foi utilizado o modelo matemático proposto em [10]. Para tanto, considerou-se uma difusividade térmica de $0,4 \times 10^{-6} m^2/s$ [11] e a série de temperaturas médias diárias, no período de 2015 a 2024, da estação de medição localizada em Curitiba/PR [6]. Na Figura 5-1 pode-se observar o comportamento da estimativa da temperatura máxima² do solo em função da profundidade. Notar que esses parâmetros são preliminares e deverão ser revistos na etapa de projeto.

Tabela 5-1 - Dados do ambiente

Temperatura do solo [°C]	Resistividade térmica do solo [°C.m/W]	Resistividade térmica do <i>backfill</i> [°C.m/W]
24	1,2	1,0

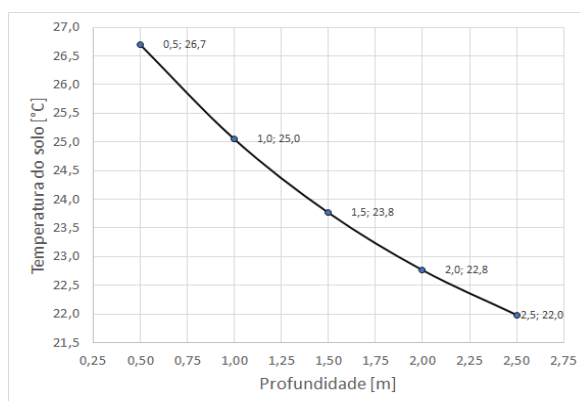


Figura 5-1 - Estimativa da temperatura máxima do solo em função da profundidade

² O modelo representa a variação anual da temperatura do solo de forma senoidal. Assim, os valores apresentados, para cada profundidade, correspondem aos picos máximos dentre os 10 períodos anuais considerados (2015 a 2024).

Na Tabela 5-2 estão apresentados os parâmetros econômicos considerados na otimização, e na

Tabela 5-3 estão apresentados os fluxos e fator de perdas utilizados. Já Tabela 5-4 apresenta os carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência em condição normal de operação (N), em contingência simples (N-1), e em contingência dupla (N-2), além do fator de carga em condição normal.

Tabela 5-2 - Dados para avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	199,96
Período [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. EPE – 2024/04 ³

Tabela 5-3 - Dados do sistema – Fluxos para cálculo de perdas

Linha de Transmissão	Duração [anos]	Fluxo⁽¹⁾ [MVA]	Fator de perdas
Trecho de CD para secc. da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1	30	199,6	0,23
Trecho da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, CD	30	170,0	0,25

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

Tabela 5-4 - Dados do sistema – Fluxos máximos observados para diferentes condições de operação

Linha de Transmissão	Fluxo em N⁽¹⁾ [MVA]	Fator de carga em N [p.u.]	Fluxo em N-1⁽¹⁾ [MVA]	Fluxo em N-2⁽¹⁾ [MVA]
Trecho de CD para secc. da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1 ⁽⁴⁾	382	0,85	427	-
Trecho da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, CD	251	0,85	335 ⁽³⁾	335 ⁽²⁾

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal e por circuito.

⁽²⁾ Fluxos resultantes da contingência de elemento instalado em local distinto dos cabos.

⁽³⁾ Fluxo resultante da contingência de elemento instalado no mesmo local (vala, túnel etc).

⁽⁴⁾ Fluxos conforme capacidades operativas do circuito existente, isto é, 958/1073 A.

Adotou-se uma configuração de instalação com dois circuitos dispostos de forma vertical. Na Figura 5-6 consta uma representação esquemática dessa configuração com as dimensões finais, na qual está representada a disposição geométrica dos cabos e do *backfill*. Embora eles pudessem ter sido considerados instalados em dutos preenchidos por material compactado, apenas para efeito de

³ Estimativas conforme [16].

cálculo considerou-se os cabos diretamente enterrados. Além disso, foram pressupostos cabos com material isolante tipo XLPE e esquema *cross-bonding* de aterramento das blindagens metálicas.

5.2 Critérios Para Definição das Capacidades de Corrente

A solução de referência deve ser tal que os condutores [12]:

- i. Não atinjam uma temperatura maior do que 90 °C em condição normal de operação e por um período indeterminado, considerando que eles possam transmitir, em regime cíclico dado o fator de carga, pelo menos o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência.
- ii. Não atinjam uma temperatura maior do que 90 °C em condição de emergência e por um período de 96 horas, considerando que eles possam transmitir continuamente pelo menos o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência. Neste caso o fator de carga a ser considerado é unitário. Além disso, deve-se adotar como condição inicial a máxima temperatura obtida no item i.
- iii. Não atinjam uma temperatura maior do que 90 °C em condição de emergência e por um período de 4 horas, considerando que eles possam transmitir continuamente pelo menos o carregamento máximo verificado nos estudos de fluxo de potência. Neste caso o fator de carga a ser considerado é unitário. Além disso, deve-se adotar como condição inicial a máxima temperatura obtida no item i.
- iv. Possam operar em toda a faixa de tensão, conforme estabelecido em [4] e [7].

5.3 Simulações e Dimensionamento

5.3.1 Seleção das seções dos cabos

Com base nos dados, premissas e critérios apresentados anteriormente e nas informações da Tabela 5-4, foram realizadas simulações com cabos distintos e os principais resultados estão dispostos na Tabela 5-5. Para o seccionamento o menor cabo viável é o de alumínio 1600 mm². Já para a nova LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, embora a seção de 1000 mm² atenda os cenários dimensionadores, optou-se por considerar a seção de 1600 mm² como mínima visando ganho de escala – dada a sinergia dos projetos – bem como permitir uma maior capacidade de corrente para a nova LT.

Tabela 5-5 - Temperatura do condutor para diferentes cabos e condições de operação

Linha de Transmissão	Cabo	Temperatura [°C]		
		N	N-1 (96 h)	N-2 (4 h)
Trecho de CD para secc. da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1	Al 1400 mm ²	81,3	93,8	-
	Al 1600 mm ²	73,6	84,1	-
Trecho da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, CD	Al 800 mm ²	69,4	91,9	82,9
	Al 1000 mm ²	60,6	77,6	70,7

Para realizar a escolha da seção “econômica”, fez-se uma análise conjunta considerando os custos de instalação e de perdas, cujos resultados estão dispostos na Tabela 5-6. Para essa análise foi calculado um custo equivalente ponderado pelos comprimentos de cada trecho subterrâneo. Portanto, recomenda-se referencialmente o cabo de alumínio 1600 mm² para o uso tanto na nova LT como para o novo trecho de seccionamento.

Tabela 5-6 - Custos totais dos trechos subterrâneos – análise conjunta

Cabo	Custos (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e o menor custo total [%]
	Instalação	Perdas	Total	
Al 1600 mm ²	17988,3	345,7	18334,0	100,0%
Al 1800 mm ²	18489,7	337,2	18826,9	102,7%
Al 2000 mm ²	18991,1	332,5	19323,7	105,4%

5.3.2 Definição das capacidades operativas

Visando especificar as capacidades de corrente dos trechos subterrâneos, nesta seção são apresentados os resultados de simulações realizadas com o cabo selecionado. Neste caso, essas capacidades foram definidas respeitando-se os dados, premissas e critérios definidos anteriormente. Cumpre ressaltar que, visando uma maior flexibilidade operativa, as capacidades de corrente de 96 h e 4 h foram dimensionadas considerando ambos os circuitos em operação. Nas Tabela 5-7 e Tabela 5-8 encontram-se os resultados da análise. A Figura 5-2 foi obtida a partir da aplicação de um degrau de carga de 1160 A – por 96 horas - em ambos os circuitos, considerando que eles já transmitiam 958 A em regime cíclico (fator de carga de 0,85 p.u.). A partir destas mesmas condições iniciais foi obtida a Figura 5-3, com a aplicação de um degrau de 1360 A – por 4 horas – em ambos os circuitos.

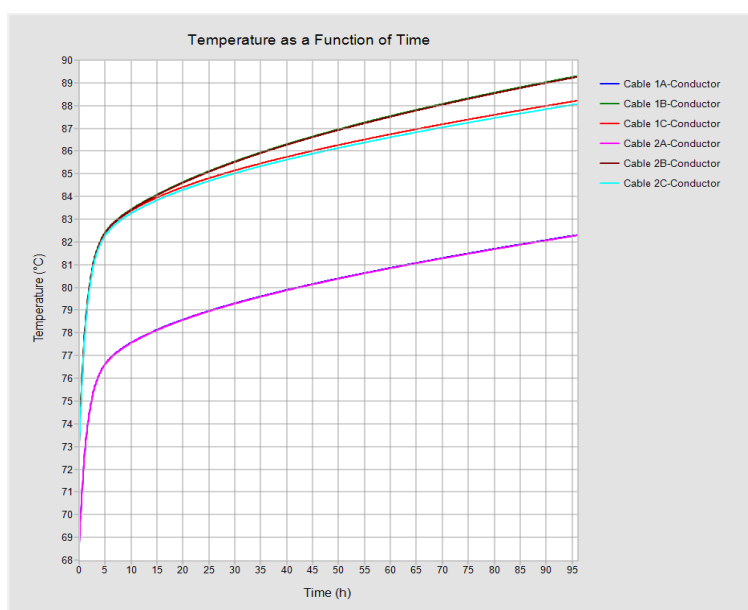


Figura 5-2 - Temperatura dos condutores no trecho de seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido - CIC, degrau de corrente por um período de 96 horas - 1160/958 A

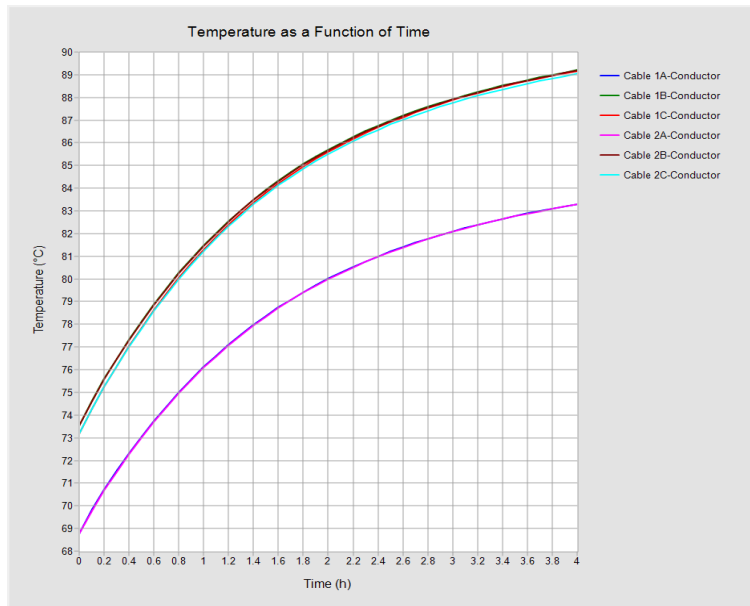


Figura 5-3 - Temperatura dos condutores no trecho de seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido - CIC, degrau de corrente por um período de 4 horas - 1360/958 A

Já para a nova LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, a Figura 5-4 foi obtida a partir da aplicação de um degrau de carga de 1260 A – por 96 horas - em ambos os circuitos, considerando que eles já transmitiam 865 A em regime cíclico (fator de carga de 0,85 p.u.). A partir destas mesmas condições iniciais foi obtida a Figura 5-5, com a aplicação de um degrau de 1560 A – por 4 horas – em ambos os circuitos.

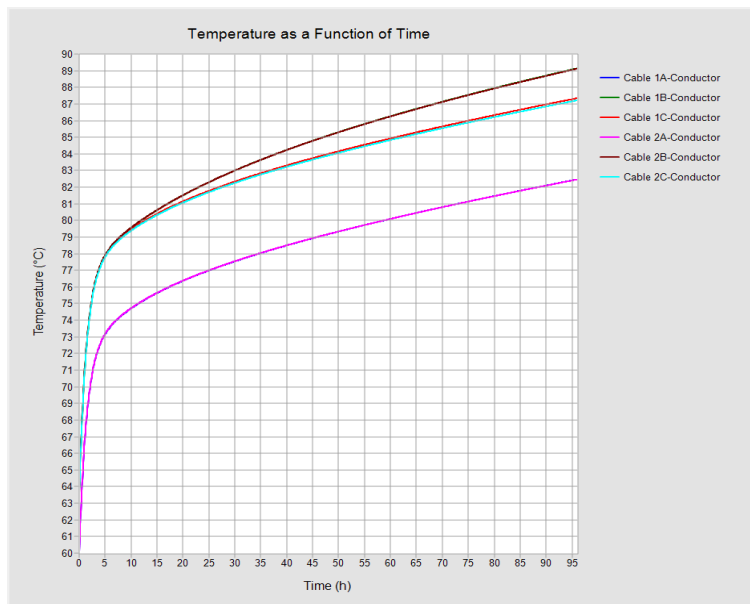


Figura 5-4 - Temperatura dos condutores na LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, degrau de corrente por um período de 96 horas - 1260/865 A

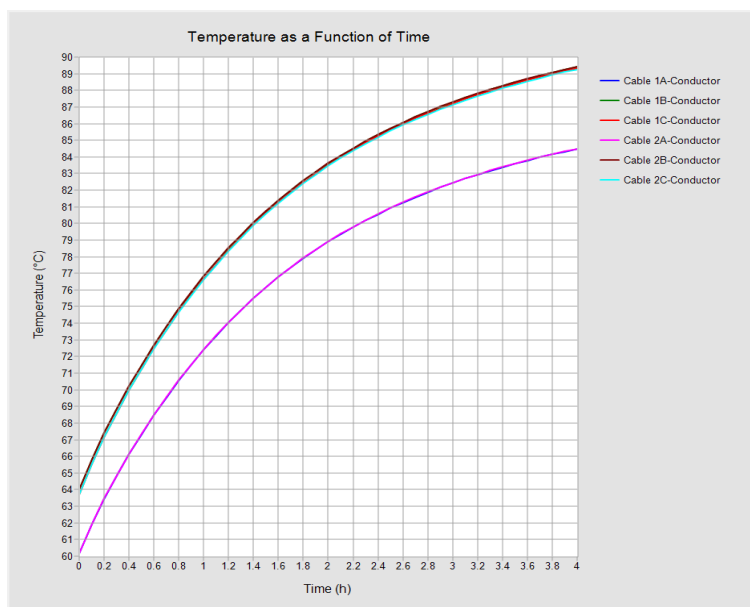


Figura 5-5 - Temperatura dos condutores na LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, degrau de corrente por um período de 4 horas - 1560/865 A

5.4 Características Técnicas da Solução de Referência

5.4.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades de corrente especificadas estão sumarizados nas Tabela 5-7 e Tabela 5-8. Nota-se que para ambos os trechos foi adotado esquema *cross-bonding* de aterramento.

Tabela 5-7 - Características elétricas básicas do trecho subterrâneo para seccionamento, na SE Curitiba Oeste, da LT 230 kV Campo Comprido – CIC, C1, em circuito duplo (CD)

Tipo	Condutor	Capacidade por circuito [A]			Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg. 96h	Emerg. 4h	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
2 Circuitos Verticais	Alumínio 1600 mm ²	958	1160	1360	+	0,0212	0,2465	80,70
					0	0,0953	0,0821	80,70
					mut.0	0,0013	-0,0065	-

Tabela 5-8 - Características elétricas básicas do trecho subterrâneo da LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2, em circuito duplo (CD)

Tipo	Condutor	Capacidade por circuito [A]			Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg. 96h	Emerg. 4h	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
2 Circuitos Verticais	Alumínio 1600 mm ²	865	1260	1560	+	0,0212	0,2465	80,70
					0	0,0953	0,0821	80,70
					mut.0	0,0013	-0,0065	-

5.4.2 Características construtivas

Na Figura 5-6 está representada a disposição geométrica dos cabos e *backfill*. Já a Figura 5-7 apresenta os dados técnicos do cabo recomendado referencialmente para os trechos subterrâneos em questão.

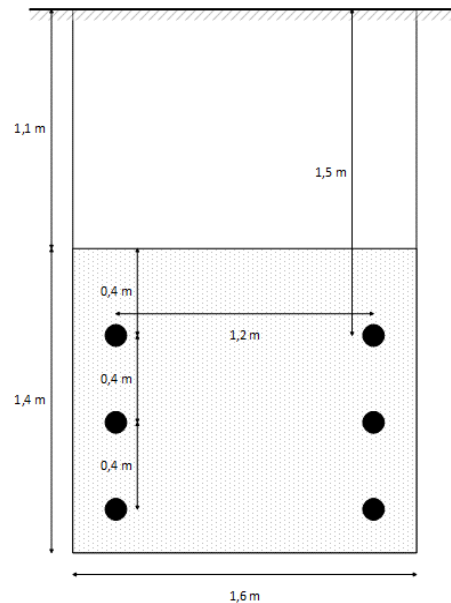


Figura 5-6 - Representação esquemática da instalação dos cabos das LT 230 kV, C1 e C2

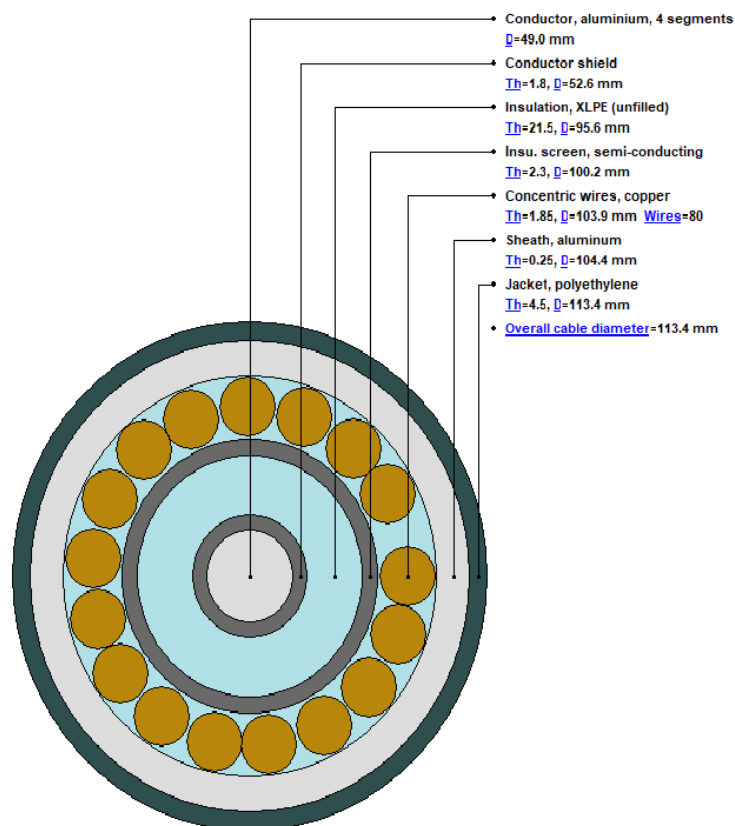


Figura 5-7 - Dados técnicos do cabo recomendado referencialmente para os trechos subterrâneos

Foi adotada uma permissividade relativa de 2,3 para o XLPE. A espessura da camada isolante foi calculada conforme prescrições de [13]. Já os fios de cobre da blindagem metálica foram

dimensionados para suportar 50 kA de corrente de curto-circuito por, pelo menos, 0,5 s [14] e [15]. Essa corrente corresponde à capacidade de interrupção simétrica dos novos disjuntores de 230 kV da nova SE Barigui 2, e esse tempo refere-se à condição de falha de proteção [4] e [7]. Por fim, cabe destacar que essas características do cabo são referenciais e deverão ser reavaliadas na etapa de projeto.

6 CURTO-CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é uma informação fundamental para o dimensionamento dos equipamentos a serem aplicados na expansão do sistema elétrico, bem como para identificar possíveis superações de equipamentos dentro do horizonte estudado.

Foram analisadas as correntes de curto-circuito trifásicas, monofásicas e bifásicas nos barramentos de subestações na região de interesse no ano de 2029, sem e com a solução recomendada nessa primeira parte, e no ano de 2039 considerando a solução completa.

Para as simulações, são considerados como superados os disjuntores de subestações cujos níveis de curto-circuito se mostraram acima de 100% da sua capacidade nominal de interrupção e, como em alerta, os disjuntores com 90% a 100% dessa capacidade. Foi utilizada a base de dados para estudos de curto-circuito – PDE 2034, disponível no site EPE.

Tabela 6-1 – Níveis de Curto-Circuito Máximo

BARRA	Vbase	Capacidade do Disjuntor	TRIFÁSICO (kA)			MONOFÁSICO (kA)			BIFÁSICO (kA)		
			2029 BASE	2029 ESTUDO	2039 ESTUDO	2029 BASE	2029 ESTUDO	2039 ESTUDO	2029 BASE	2029 ESTUDO	2039 ESTUDO
CURITIBA OESTE	525	50	25,40	26,68	27,77	16,21	20,75	21,19	23,5	25,17	26,1
CURITIBA OESTE	230	40		32,31	33,02		31,66	32,11		32,5	33,09
BARIGUI 2	230	50		28,2	28,74		23,16	23,47		27,29	27,76
BARIGUI 2	138	31,5		14,78	14,87		14,24	14,31		14,79	14,87
UBERABA	230	31,5	21,61	23	23,45	18,98	19,11	19,69	20,8	21,69	22,13
UBERABA	69	31,5	26,47	25,68	26,01	28,14	27,06	27,36	27,54	26,7	27,01
UBERABA	138	31,5		13,65	13,74		13,05	13,15		13,5	13,59
CAMPO COMPRIDO	230	40	31,68	33,89	34,69	28,13	29,38	30,07	31,04	33,09	33,81
CAMPO COMPRIDO	69	31,5	23,98	20,5	20,97	28,56	25,01	25,47	27,44	24,04	24,5
PILARZINHO	230	40	20,25	20,88	21,25	13,95	14,13	14,31	18,79	19,33	19,65
PILARZINHO	69	31,5	20,38	19,86	21,89	22,77	22,2	24,01	22,17	21,57	23,47
CIC	230	40	24,51	21,98	22,32	22,35	19,81	19,99	24,02	21,33	21,6
CIC	69	31,5	23,65	21,43	21,7	25,77	24,02	24,32	24,98	23,06	23,35

A Tabela 7-1 apresenta resultados da análise de mínimo disjuntor com a evolução da corrente de curto-circuito e não indica nenhum caso de violação ou de atenção na região do estudo. Dessa forma, este estudo não propõe substituições de equipamentos por conta de curto-circuito.

7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Com base na atualização dos dados de mercado da Região Metropolitana de Curitiba e considerando alterações no sistema de transmissão, especialmente a nova conexão em 138 kV prevista pela COPEL-D na SE Barigui 2 e Uberaba, foram necessárias adaptações nas obras inicialmente propostas. Destacam-se os seguintes pontos:

Demanda Atualizada: A atualização do mercado na região indicou necessidade de reforços adicionais no sistema, principalmente em função da futura SE 230/138 kV Barigui 2 e do novo pátio 138 kV da SE Uberaba (SGA-SPA-0262/2024).

Ajustes nos Equipamentos:

- Os ATFs 230/138 kV da SE Barigui 2 tiveram sua capacidade aumentada de 150 MVA para 225 MVA.
- Os TRs 230/69 kV da SE Pilarzinho, atualmente de 2x 150/195 MVA e próximos ao fim da vida útil, foram projetados para substituição com aumento de capacidade para 225 MVA, mantendo-se a impedância para não agravar os níveis de curto-circuito na rede de 69 kV.

Planejamento de Obras: Foi elaborada uma revisão do programa de obras, considerando os novos requisitos técnicos, operacionais e de confiabilidade do sistema.

Tabela 7-1 – Programa de obras de Rede Básica

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 230/138 kV BARIGUI 2 (Nova)	2029	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ 1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ * Subestação GIS.	
SECC (CD) LT 230 kV CAMPO COMPRIDO – SANTA QUITÉRIA, C1, NA SE BARIGUI 2 (Ampliação/Adequação)	2029	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 0,1 km	Um trecho da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria foi recapitado recentemente aumentando, assim, a capacidade da LT de 694 A para 969 A em longa duração e de 694 A para 1085 A para curta duração. Este dado foi levado em consideração para que o trecho do seccionamento não provoque restrições de fluxo em função desta recapitação recentemente efetuada. Segundo informações obtidas, o trecho recapitado utilizou o cabo CAA TERN (795 MCM).
SE 230/138/69 kV UBERABA (Nova) Novo pátio de 138 kV (GIS – SF ₆)	2029	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ * Novo pátio no padrão GIS.	
SE 230/69 kV PILARZINHO (Ampliação/Adequação)	2029	Subst. 1° e 2° TR 230/69 kV, 2 x 225 MVA 3Φ (Atuais 2x 150/180 MVA) * Necessário substituição de ambos os CTs de 69 kV e do IB de 69 kV * Considerar mesma impedância do atual TR devido as restrições de nível de CC na rede de 69 kV	Substituição por final de vida útil com aumento de capacidade. Devido ao elevado nível de CC no setor de 69 kV, solicitamos considerar a mesma impedância do atual mesmo com aumento de capacidade. <u>Comentários da COPEL-GT:</u> - Será necessário recapitar os circuitos gerais A e B em 69 kV, bem como o circuito de transferência em 69 kV, incluindo a substituição dos barramentos superiores. - Haverá necessidade de substituição dos CTs de 69 kV e do IB 69 kV, incluindo as vigas que sustentam os equipamentos e ancoragens.

Obra	Ano	Descrição	Observações
			- Para instalação dos novos ATFs de 225 MVA, será necessário planejar a construção de novas fundações, considerando possíveis interferências e adaptações nas fundações existentes, além das bacias de captação de óleo e da parede corta-fogo já presentes no local.
SE 525/230 kV CURITIBA OESTE (Nova) Novo pátio de 230 kV	2029	1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	
LT 230 kV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2, C1 e C2 (CD) (Nova)	2029	<u>Trecho aéreo</u> - Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km <u>Trecho subterrâneo</u> - Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm ² Al, 2 km	<i>Linha mista com trechos aéreos e subterrâneos.</i>
SECC (CD) LT 230 kV CAMPO COMPRIDO - CIC, C1, NA SE CURITIBA OESTE (Nova)	2029	<u>Trecho aéreo</u> - Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km <u>Trecho subterrâneo</u> - Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm ² Al, 1 km	<i>Linha mista com trechos aéreos e subterrâneos.</i>
SE 230/138 kV BARIGUI 2 (Ampliação/Adequação)	2039	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	

* Coordenadas de referência dos empreendimentos previstos nas recomendações:

* **SE 230/138 kV Barigui 2** – Latitude: 25°28'42.83"S / Longitude: 49°20'31.82"O (ponto central de um raio de 600 m)

Tabela 7-2 – Programa de obras da DIT

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 230/69 kV PILARZINHO (Ampliação/Adequação)	2029	Subst. 2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ (Atual 1 x 15 Mvar)	Atualmente a SE Pilarzinho possui 2x capacitores no setor de 69 kV de 15 Mvar cada. Devido a restrição de espaço para instalação do 3° capacitor de 15 Mvar, foi considerada a substituição da unidade BC-5 por nova unidade de 30 Mvar. Sem necessidade de substituição dos módulos de manobra existentes.

Tabela 7-3 – Programa de obras da Rede de Distribuição

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 69/13,8 kV ÁGUA VERDE (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV ARAUCÁRIA (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV ALTO DA GLÓRIA (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV TOMAZ COELHO (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 7,2 Mvar 3Φ	
SE 138/13,8 kV ATUBA (Ampliação/Adequação)	2029	1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 3 x 7,2 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV BATEL (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV BAIRRO ALTO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV BOM RETIRO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV CAMPINA DO SIQUEIRA (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV CENTRO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV MERCÊS (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 19,2 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV GUARAITUBA (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 19,2 Mvar 3Φ	

Obra	Ano	Descrição	Observações
SE 69/13,8 kV GUATUPÊ (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV PINHAIS (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV PIRAQUARA (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV QUATRO BARRAS (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV TARUMÃ (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV XAXIM (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 7,2 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV NOVO MUNDO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV PAROLIN (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV TATUQUARA (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV SANTA FELICIDADE (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV SÍTIO CERCADO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	
SE 69/13,8 kV PINHEIRINHO (Ampliação/Adequação)	2029	1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	
SE 138/13,8 kV BARIGUI (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
SE 138/13,8 kV AFONSO PENA (Ampliação/Adequação)	2029	1° TF 138/13,8 kV, 1 x 41,67 MVA 3Φ 1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
SE 138/69/13,8 kV SÃO JOSÉ DOS PINHAIS (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ 1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ 1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 8,4 Mvar 3Φ	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
SE 138/13,8 kV PINHEIRINHO (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
SE 138/13,8 kV SÍTIO CERCADO (Ampliação/Adequação)	2029	1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.

Obra	Ano	Descrição	Observações
LT 138 kV BARIGUI 2 - BARIGUI C1 E C2 (Ampliação/Adequação)	2029	2 x Circuito Simples 138 kV, 500 mm, 0,14 km	
LT 138 kV BARIGUI - PINHEIRINHO C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 12 km	
LT 138 kV BARIGUI - SÍTIO CERCADO C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 16 km	
LT 138 kV SÍTIO CERCADO - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1 (Nova)	2029	Circuito Duplo 138 kV com lançamento de 1 circuito, 1 x 397,5 MCM, 8 km	
LT 138 kV PINHEIRINHO - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1 (Nova)	2029	Circuito Duplo 138 kV com lançamento de 1 circuito, 1 x 397,5 MCM, 11 km	
LT 138 kV AFONSO PENA - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 3,5 km	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
LT 138 kV UBERABA - AFONSO PENA C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 8,5 km Circuitos simples 138 kV (subterrâneo), 500 mm ² , 0,4 km	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
LT 138 kV UBERABA - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 9,5 km Circuitos simples 138 kV (subterrâneo), 500 mm ² , 0,4 km	Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV.
LT 69 kV SÃO JOSÉ DOS PINHAIS - GUARICANA C1 E C2 (Nova)	2029	Circuito Simples 69 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 2 km Circuito Simples 69 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 2 km	
LT 69 kV CIC - TOMAZ COELHO C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 69 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 10 km	
LT 69 kV CIC - NOVO MUNDO C1 (Nova)	2029	Circuito Simples 69 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 0,1 km	Desencabeçar do terminal de Sítio Cercado as LT 69 kV CIC - Sítio Cercado e a LT 69 kV Novo Mundo - Sítio Cercado e conectar entre si

No estudo EPE-DEE-RE-034-2020 – “Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 2 (Obras Estruturantes)” foi recomendada a reconfiguração por meio do desencabeçamento da LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 e a LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria da SE Campo Comprido e conectar entre si. Essa solução visava evitar sobrecarga na LT 230 kV Bateias – Campo Comprido C3 na perda dupla do C1 e C2, no entanto, a COPEL-GT sinalizou dificuldades na configuração da proteção para localização de faltas (fundamental para liberação de religamentos manuais em regiões urbanas) visto que a reconfiguração pode acarretar tempos maiores de religamentos, após inspeção visual.

A COPEL-GT sinalizou que o reencabeçamento acarretaria a criação da LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria com ampacidade restrita a 815/925 A (ampacidade da atual LT 230 kV Bateias - Campo Comprido C3). Além disso, a LT 230 kV Bateias - Campo Comprido C3 é composta de trecho com entrada em operação em 1965, sendo objeto de estudos de possíveis melhorias.

Neste caso, a EPE decidiu retirar o reencabeçamento do conjunto de obras da região e rever alternativas com soluções estruturantes para sobrecarga informada acima. Além disso, também será analisada a perda dupla da futura LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2 que apresenta sobrecarga a partir de 2034 na LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria. Assim que a solução for definida, uma revisão desta nota técnica será emitida com a solução adequada para região.

RECOMENDAÇÕES PARA R2, R3, R4 E R5

Sugere-se que os Relatórios R2, R3, R4 e R5 sejam solicitados conforme tabela abaixo:

Tabela 7-4 – Solicitação de relatórios complementares

INSTALAÇÕES *	R2 *	R3	R4	R5
SE 230/138 kV BARIGUI 2 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ * GIS	✗	⊖ Sem necessidade de revisão**	✗	⊖ Sem necessidade de revisão**
SECCIONAMENTO DA LT 230 kV CAMPO COMPRIDO – SANTA QUITÉRIA, C1, NA SE BARIGUI 2	✗	⊖ Sem necessidade de revisão**	✓ Tipo B Necessidade de novo R4 ***	⊖ Sem necessidade de revisão**
SE 230/138/69 kV UBERABA 1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ * Novo pátio no padrão GIS	✗	✗	✓ Tipo A Necessidade de revisão ***	✗
SE 525/230 kV CURITIBA OESTE 1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	✓	✗	✗ Em implantação	✗
LT 230 kV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2, C1 e C2 (CD)	✗	✓		✓
SECCIONAMENTO DA LT 230 kV CAMPO COMPRIDO - CIC, C1, NA SE CURITIBA OESTE	✗	✓	✓ Tipo B	✓

* R2 – Em determinadas instalações (exceto para SE Curitiba Oeste) não foi identificada a necessidade de elaboração de estudos de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM) nesta fase de planejamento. Logo, recomenda-se a dispensa de elaboração dos relatórios R2 associados. Entretanto, sugere-se que, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores elevadas sobretensões, correntes e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre o elemento objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente e/ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos TEM como, por exemplo, dispositivos sincronizadores.

** R3 e R5 - Alguns relatórios já foram solicitados para o leilão. Neste caso, quanto aos relatórios R3 e R5 da SE Barigui 2 e do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria, C1, na SE Barigui 2, entendemos que não há necessidade de revisão dos relatórios R3 e R5 tendo em vista que:

- Sobre o R3: foram avaliadas duas alternativas para a SE no R3, elaborado em 2020. A alternativa 1 fica em área de propriedade da Copel e a alternativa 2 em área de faixa de servidão de outras linhas, ocupada por hortas comunitárias. A alternativa 2 foi a indicada e ambos os terrenos permanecem disponíveis. Quanto aos terrenos interceptados pelo traçado do seccionamento, não visualizamos, nenhuma alteração em relação a 2020.
- Sobre o R5: considerando que não constatamos alteração de uso nas áreas indicadas no R3 e o contexto das alternativas (área da Copel, área de faixa de servidão), entendemos que poderia ser aplicado índice para correção dos valores estimados no R5 de 2020, sem necessidade de revisão dos relatórios.

*** R4 - Neste caso, quanto aos relatórios R4 da SE Uberaba e do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria, C1, na SE Barigui 2, entendemos que há necessidade de revisão dos relatórios pelos motivos abaixo:

- SE Uberaba: Devido aos ajustes na integração da rede de 138 kV proposta pela COPEL-D, será necessário revisão das conexões previstas em 138 kV na SE Uberaba.
- Seccionamento em Barigui 2: O relatório R4 anterior havia considerado o seccionamento da LT 230 kV Umbará – Santa Quitéria na SE Barigui 2 e esta nota técnica recomenda o seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria na SE Barigui 2. Devido a alteração no circuito a ser seccionado, recomendamos um novo R4.

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “PE-DEE-RE-034/2020-rev2 - Estudo de Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná: Região Metropolitana de Curitiba e Litoral – Volume 2 (Obras Estruturantes),” 2021.
- [2] EPE, “EPE-DEE-NT-014/2023-rev2 “Reforços para o sistema elétrico dos Estados Paraná e Santa Catarina”,” 2023.
- [3] CCPE, *Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão*, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-482/Crit%C3%A9rios%20de%20Planejamento%20de%20Expans%C3%A3o%20-%20ccpe-tet056.pdf>, 2002.
- [4] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos*, 2022.
- [5] CEPTEL, *Programa ELEKTRA*, <https://www.cepel.br/produtos/elektra/>.
- [6] INMET, *Normal Climatológico do Brasil 1981-2010: Temperatura Máxima.*, <http://www.inmet.gov.br/portal/>.
- [7] ONS, *Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão.*, 2022.
- [8] ONS, “Manual de Procedimento de Operação – Submódulo 5.11 – Cadastro de Limites Operacionais de Linhas de Transmissão e Transformadores da Área 230 kV do Paraná.,” [Online].
- [9] CYME, “CYMCAP,” [Online]. Available: <http://www.cyme.com/software/cymcap/>.
- [10] D. Hillel, *Introduction to Soil Physics: 9 - Soil Temperature and Heat Flow*, 1982.
- [11] IEC, “IEC 60853-2 - Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages,” 1989.
- [12] J. H. M. C. J. D. S. L. S. F. F. S. F. e. C. C. B. C. Almeida, “Linhas De Transmissão Com Cabos Isolados De Alta E Extra Alta Tensão No Brasil: Uma Realidade Com Demanda Crescente,” XXV SNPTEE, Novembro de 2019.
- [13] AEIC, *AEIC CS9-15, Specification for extruded insulation power cables and their accessories rated above 46 kv through 345 kV. 2nd Edition*, 2015.
- [14] IEC, “IEC 60949 - Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects,” 1988.
- [15] IEC, “IEC 61443 - Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV),” 2008.
- [16] EPE, “EPE-DEE-NT-072/2024-rev0. Preços de Referência: Linhas de Transmissão Subterrâneas em Corrente Alternada,” 2024.
- [17] EPE, “EPE-DEE-IT-030/2025 - Informe Técnico - Atualização dos Parâmetros Econômicos de Referência para os Estudos de Expansão da Transmissão do Ciclo de Planejamento 2025,” 2025.

9 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Daniel José Tavares de Souza

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Bruno Scarpa Alves da Silveira

Dourival de Souza Carvalho Junior

Fabiano Schmidt

João Alves da Silva Neto

Rodrigo Escórcio Gomes

COPEL-D

Rodrigo Peniche

Jeferson Pereira

COPEL-GT

Rodrigo Paraná

10 ANEXOS

10.1 Fichas de Consulta de Viabilidade Técnica

SE Pilarzinho



SEI-GE-C/04/2025
Curitiba, 21 mar. 2025

Sr. Thiago de Faria R. Dourado
Superintendente de Transmissão de Energia elétrica
Empresa de Pesquisa Energética - EPE
Praça Pio X, 54 - 5º andar - Centro
20091-040 Rio de Janeiro - RJ

OFÍCIO Nº 0144/2025/DEE/EPE - PROCESSO Nº 48002.000443/2025-73 – CONSULTA SOBRE VIABILIDADE DE EXPANSÃO DA SE PILARZINHO E RECAPACITAÇÃO DE LTS 230 KV NA REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA..

Em resposta ao ofício nº 0144/2025/DEE/EPE, de 19.02.2025, encaminhamos, em anexo, os formulários de consulta preenchidos conforme instruções, sobre a viabilidade de expansão da SE Pilarzinho.

Informamos também que, devido à idade e complexidade socioambiental e de engenharia relacionadas aos trechos instalados na Serra do Mar das LTs 230 kV Curitiba Leste – Posto Fiscal e GPS – Santa Mônica, estamos procedendo com a contratação do perfilamento a laser destas LTs, com objetivo de definir alternativas de recapacitação para atendimento aos limites mínimos solicitados, conforme alinhado em reunião técnica com a EPE.

Para qualquer esclarecimento adicional, indicamos o Eng. Rodrigo Féder Paraná, gerente da Divisão de Engenharia de Linhas e Planejamento de Transmissão, por telefone (41-996078279) ou e-mail (rodrigo.parana@copel.com).

Permanecemos à disposição e subscrevemo-nos

Atenciosamente,

(assinado eletronicamente)

Rafael Martins
Superintendente de Engenharia e Implantação
de Projetos de Geração e Transmissão

Protocolo 23.694.429-8



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/02/2025

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: ESTUDO DE ATENDIMENTO AO ESTADO DO PARANÁ: REGIÃO METROPOLITANA DE CURITIBA

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: PILARZINHO

Concessionária Proprietária: COPEL-GeT

1. Módulos de Manobra

- CT Quantidade: 2* Tensão (kV): 230 Arranjo: BD4
- CT Quantidade: 2* Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT
- CCD Quantidade: 1** Tensão (kV): 69 Arranjo: BPT

* Pedido de substituição por final de vida útil de ambos os TRs 230/69 kV – SGPMR 0000206/2024 e 0000207/2024. Neste caso, solicitamos a substituição com aumento de capacidade e avaliação se os CTs também devem ser substituídos.

** Devido a recomendação de substituição do BC-5 (15 Mvar) por unidade de maior capacidade. Solicitamos avaliar a necessidade de aproveitamento do CCD atual ou aquisição de nova unidade.

2. Módulos de Equipamentos

- Transformador Quantidade: 2** Potência (Mvar): 225 Tensão (kV): 230/69 Fase: 3
- Capacitor Shunt Quantidade: 1** Potência (Mvar): 30 Tensão (kV): 69 Fase: 3

* Pedido de substituição por final de vida útil de ambos os TRs 230/69 kV – SGPMR 0000206/2024 e 0000207/2024. Neste caso, solicitamos a substituição com aumento de capacidade de 150 para 225 MVA. Devido ao nível de CC elevado, solicitamos a manutenção da mesma impedância na base 100 MVA.

** Devido a restrições de espaço físico na subestação, solicitamos a avaliação da substituição do BC-5 (15 Mvar) por nova unidade de 30 Mvar.

3. Diagrama Unifilar

Diagrama da subestação com destaque (em amarelo) para o equipamento a ser avaliado.

Legenda:

MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 19/02/2025

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações da Proprietária

Será necessário recapacitar os circuitos Gerais A e B em 69 kV, bem como o circuito de transferência em 69 kV, incluindo a substituição dos barramentos superiores.

Haverá necessidade de substituição dos disjuntores 69 kV (52-54, 52-118 e 52-122), seccionadores 69 kV (29-53, 29-55, 29-117, 29-119, 29-120, 29-121, 29-123 e 29-124) e TCs 69 kV dos circuitos Gerais A e B, além das vigas que sustentam os equipamentos e ancoragens.

Para a instalação dos novos autotransformadores de 225 MVA, será necessário planejar a construção de novas fundações, considerando possíveis interferências e adaptações nas fundações existentes, além das bacias de captação de óleo e da parede corta-fogo já presentes no local.

Em relação ao banco de capacitores 69 kV, será necessária apenas a substituição do banco existente (15 Mvar) por outro de maior potência (30 Mvar), não sendo necessário substituir os demais equipamentos.

19 de Fevereiro de 2025

Data da Solicitação

Thiago de Faria Rocha
Dourado Martins

Assinado de forma digital por
Thiago de Faria Rocha Dourado
Martins
Dados: 2025.02.19 09:53:50 -03'00'

Thiago de Faria R. Dourado Martins

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

20 de fevereiro de 2025

Data da Entrega do Formulário

Documento assinado digitalmente



GASPAR GREVERSON MENDES
Data: 20/02/2025 11:39:27-0300
Verifique em <https://validar.it.gov.br>

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Gaspar Greverson Mendes

Cargo: Gerente da Divisão de Engenharia de Subestações - Copel GeT

ANEXO → DIAGRAMA SIMPLIFICADO DA REGIÃO EM ANÁLISE.

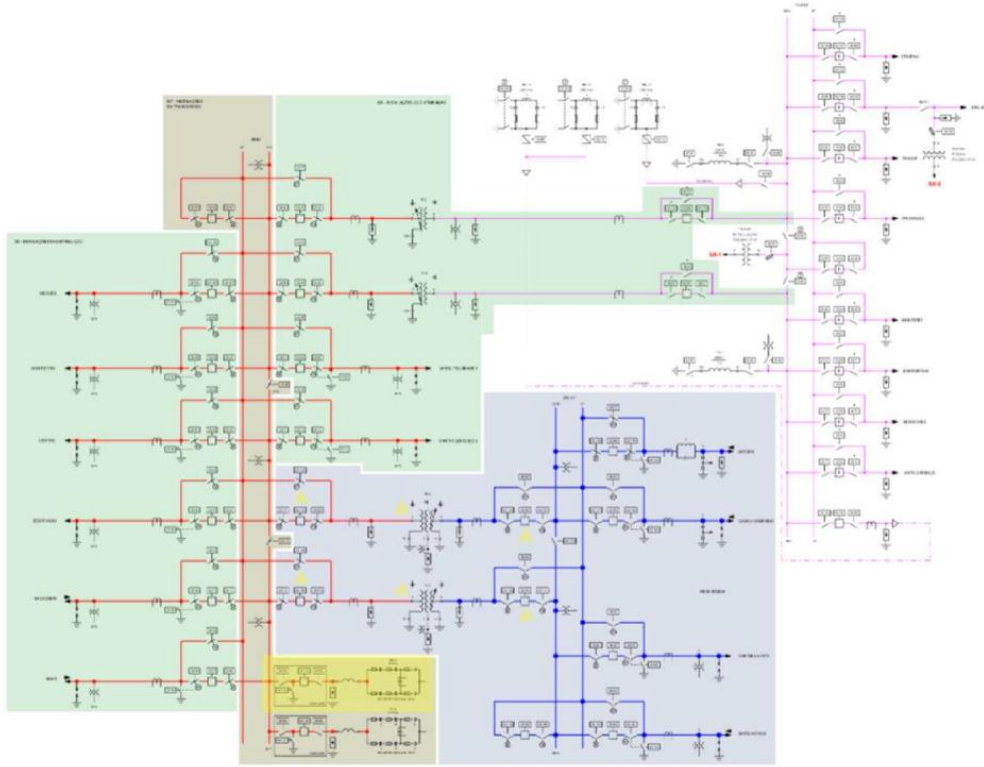


Diagrama – SE Pilarzinho

10.2 Fichas PET/PELP

Ficha PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: PR
SE 230/138 kV BARIGUI 2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento a carga local. Correção de fator de potência

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	45.997,48
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	29.004,52
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)	39.581,68
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ	2.278,44
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	14.345,48
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)	15.628,52
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	11.357,80
MIM - 230 kV	3.541,63
MIM - 138 kV	3.034,87
MIG (Terreno Urbano)	26.917,53

Total de Investimentos Previstos:

191.687,95

Situação atual:

Observações:

Atendimento a carga local

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: SECC LT 230 kV CAMPO COMPRIDO - SANTA QUITÉRIA, C1, NA SE BARIGUI 2 (NOVA)	UF: PR
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da nova SE Barigui 2

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 0,1 km	173,68
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)	43.796,40
MIM - 230 kV	2.361,08

Total de Investimentos Previstos: 46.331,16

Situação atual:

Observações:

Integração da nova SE Barigui 2

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: PR
SE 230/138/69 kV UBERABA (NOVA)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
NOVO PÁTIO 138 kV	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento a carga local. Correção de fator de potência

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	38.556,60
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT	18.845,94
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	29.004,52
1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	4.556,88
2 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	28.690,96
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	11.357,80
MIM - 230 kV	2.361,08
MIM - 138 kV	3.793,59
MIG (Terreno Urbano)	26.606,94

Total de Investimentos Previstos: 164.427,46

Situação atual:

Observações:

Atendimento a carga local

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: PR
SE 230/69 kV PILARZINHO (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
SUBSTITUIÇÃO POR FINAL DE VIDA ÚTIL	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Substituição por final de vida útil e aumento de capacidade. Correção de fator de potência

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Subst. 1° e 2° ATF 230/69 kV, 2 x 225 MVA 3Φ (Atuais 2x 150 MVA)	39.169,74
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	7.450,94
1 IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2.971,93
Subst. 2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ (Atual 1x 15 Mvar)	1.871,99
MIM - 69 kV	1.075,02

Total de Investimentos Previstos: 52.539,62

Situação atual:

Observações:

Substituição por final de vida útil e aumento de capacidade

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: PR
SE 525/230 kV CURITIBA OESTE (AMPLIAÇÃO/ADEQUAÇÃO)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
NOVO PÁTIO 230 kV	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração do novo setor de 230 kV

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	127.859,62
2 CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM	31.543,58
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	19.790,84
1 IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	15.048,02
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	7.814,26
MIM - 525 kV	4.382,15
MIM - 230 kV	3.541,63
MIG-A	6.710,63

Total de Investimentos Previstos: 216.690,73

Situação atual:

Observações:

Integração do novo setor de 230 kV

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento:	UF: PR
LT 230 kV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2, C1 E C2 (CD) (NOVA)	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração da nova SE Barigui 2. Integração da nova SE Barigui 2

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km	104.592,46
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm ² Al, 2 km	35.402,84
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Curitiba Oeste	21.898,20
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS) // Barigui 2	21.898,20
MIM - 230 kV // Curitiba Oeste	2.488,82
MIM - 230 kV // Barigui 2	2.488,82

Total de Investimentos Previstos: 188.769,34

Situação atual:

Observações:

Integração da nova SE Barigui 2

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: SECC LT 230 kV CIC - CAMPO COMPRIDO, C1, NA SE CURITIBA OESTE (NOVA)	UF: PR
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Integração do novo setor de 230 kV em Curitiba Oeste. Integração do novo setor de 230 kV em Curitiba Oeste

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km	104.592,46
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm ² Al, 1 km	17.701,42
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	21.898,20
MIM - 230 kV	2.361,08

Total de Investimentos Previstos: 146.553,16

Situação atual:

Observações:

Integração do novo setor de 230 kV em Curitiba Oeste

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

Ficha PELP

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região SUL

Empreendimento: SE 230/138 kV BARIGUI 2 (Nova)	UF: PR
	DATA DE NECESSIDADE: Jan/2039
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses

Justificativa:

Atendimento ao N-1

Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	22.998,74
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)	19.790,84
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	14.502,26
MIM - 230 kV	1.180,54
MIM - 138 kV	758,72

Total de Investimentos Previstos: 59.231,10

Situação atual:

Observações:

Atendimento a carga local

Documentos de referência:

- [1] Custos Modulares da ANEEL – Janeiro de 2025.
- [2] EPE-DEE-NT-032/2025 – “Reforços na região metropolitana de Curitiba e Litoral”

10.3 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.781.951,51	1.286.416,81	158.286,18	804.633,73
SE 230/138 kV BARIGUI 2 (Nova)						250.919,02	161.062,23	22.288,49	91.006,02
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ		2029	2,0	1,0	22998,74	45.997,48	33.809,52	4.085,84	21.439,83
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	2,0	2,0	7251,13	29.004,52	21.319,19	2.576,40	13.519,26
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	2,0	2,0	9895,42	39.581,68	29.093,72	3.515,94	18.449,37
1° Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	2278,44	2.278,44	1.674,72	202,39	1.062,00
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	1,0	2,0	7172,74	14.345,47	10.544,35	1.274,27	6.686,55
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	1,0	2,0	7814,26	15.628,51	11.487,42	1.388,24	7.284,59
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	1,0	2,0	5678,90	11.357,79	8.348,31	1.008,88	5.293,97
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	3541,63	3.541,63	2.603,20	314,59	1.650,78
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	3034,87	3.034,87	2.230,72	269,58	1.414,58
MIG (Terreno Urbano)		2029	1,0	1,0	26917,53	26.917,53	19.785,19	2.391,02	12.546,50
3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ		2039	1,0	1,0	22998,74	22.998,74	7.830,17	2.042,92	644,01
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2039	1,0	2,0	9895,42	19.790,84	6.738,01	1.757,97	554,19
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2039	1,0	2,0	7251,13	14.502,26	4.937,45	1.288,20	406,09
MIM - 230 kV		2039	1,0	1,0	1180,54	1.180,54	401,93	104,86	33,06
MIM - 138 kV		2039	1,0	1,0	758,72	758,72	258,31	67,40	21,25
SECC LT 230 kV CAMPO COMPRIDO - SANTA QUITÉRIA, C1, NA SE BARIGUI 2 (Nova)						46.331,14	34.054,77	4.115,48	21.595,35
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 0,1 km		2029	0,1	1,0	1736,83	173,68	127,66	15,43	80,96
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)		2029	2,0	2,0	10949,10	43.796,38	32.191,65	3.890,32	20.413,88
MIM - 230 kV		2029	1,0	1,0	2361,08	2.361,08	1.735,46	209,73	1.100,52

SE 230/138/69 kV UBERABA Novo pátio 138 kV (Nova)						164.427,46	120.859,09	14.605,67	76.641,09
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2029	2,0	1,0	19278,30	38.556,60	28.340,25	3.424,88	17.971,57	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	9422,97	18.845,94	13.852,33	1.674,04	8.784,26	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	2029	2,0	2,0	7251,13	29.004,52	21.319,19	2.576,40	13.519,26	
1° e 2° Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 15 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	2278,44	4.556,88	3.349,44	404,78	2.124,00	
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	2029	2,0	2,0	7172,74	28.690,94	21.088,70	2.548,54	13.373,10	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	2029	1,0	2,0	5678,90	11.357,79	8.348,31	1.008,88	5.293,97	
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	2488,82	2.488,82	1.829,36	221,08	1.160,06	
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	3979,98	3.979,98	2.925,40	353,53	1.855,10	
MIG (Terreno Urbano)	2029	1,0	1,0	26945,99	26.945,99	19.806,11	2.393,54	12.559,76	
SE 230/69 kV PILARZINHO Substituição por final de vida útil (Ampliação/Adequação)						52.539,62	38.618,19	4.666,96	24.489,18
Subst. 1° e 2° ATF 230/69 kV, 2 x 225 MVA 3Φ (Atuais 2x 150 MVA)	2029	2,0	1,0	19584,87	39.169,74	28.790,93	3.479,35	18.257,36	
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.476,66	661,85	3.472,95	
IB (Interligação de Barras) 69 kV, Arranjo BPT	2029	1,0	1,0	2971,93	2.971,93	2.184,46	263,99	1.385,24	
Subst. 2° Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ (Atual 1x 15)	2029	1,0	1,0	1871,99	1.871,99	1.375,97	166,28	872,55	
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	1075,02	1.075,02	790,17	95,49	501,08	
SE 525/230 kV CURITIBA OESTE Novo pátio 230 kV (Ampliação/Adequação)						216.690,73	159.274,16	19.248,08	101.001,46
1° e 2° ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ	2029	7,0	1,0	18265,66	127.859,62	93.980,64	11.357,44	59.596,49	
CT (Conexão de Transformador) 525 kV, Arranjo DJM	2029	2,0	1,0	15771,79	31.543,58	23.185,47	2.801,94	14.702,74	
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2029	2,0	1,0	9895,42	19.790,84	14.546,86	1.757,97	9.224,68	
IB (Interligação de Barras) 525 kV, Arranjo DJM	2029	1,0	1,0	15048,02	15.048,02	11.060,74	1.336,68	7.014,01	
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2029	1,0	1,0	7814,26	7.814,26	5.743,71	694,12	3.642,30	
MIM - 525 kV	2029	1,0	1,0	4382,15	4.382,15	3.221,01	389,26	2.042,56	
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	3541,63	3.541,63	2.603,20	314,59	1.650,78	
MIG-A	2029	1,0	1,0	6710,63	6.710,63	4.932,51	596,09	3.127,88	
LT 230 kV CURITIBA OESTE - BARIGUI 2, C1 e C2 (CD) (Nova)						188.769,34	138.751,10	16.767,90	87.987,05
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km	2029	49,0	1,0	2134,54	104.592,46	76.878,58	9.290,68	48.751,47	
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm² Al, 2 km	2029	2,0	1,0	17701,42	35.402,84	26.022,14	3.144,74	16.501,58	
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Curitiba Oeste	2029	2,0	1,0	10949,10	21.898,20	16.095,83	1.945,16	10.206,94
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD3 (GIS)	Barigui 2	2029	2,0	1,0	10949,10	21.898,20	16.095,83	1.945,16	10.206,94
MIM - 230 kV	Curitiba Oeste	2029	1,0	1,0	2488,82	2.488,82	1.829,36	221,08	1.160,06
MIM - 230 kV	Barigui 2	2029	1,0	1,0	2488,82	2.488,82	1.829,36	221,08	1.160,06

SECC LT 230 kV CIC - CAMPO COMPRIDO, C1, NA SE CURITIBA OESTE (Nova)					146.553,16	107.720,95	13.017,94	68.309,72
Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 49 km	2029	49,0	1,0	2134,54	104.592,46	76.878,58	9.290,68	48.751,47
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 1600 mm ² Al, 1 km	2029	1,0	1,0	17701,42	17.701,42	13.011,07	1.572,37	8.250,79
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2029	2,0	1,0	10949,10	21.898,20	16.095,83	1.945,16	10.206,94
MIM - 230 kV	2029	1,0	1,0	2361,08	2.361,08	1.735,46	209,73	1.100,52
SE 69/13,8 kV ÁGUA VERDE (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV ARAUCÁRIA (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV ALTO DA GLÓRIA (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV BAIRRO ALTO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV BOM RETIRO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV CAMPINA DO SIQUEIRA (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1º Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03

SE 69/13,8 kV CENTRO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV PIRAQUARA (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV NOVO MUNDO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV PAROLIN (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV TATUQUARA (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV PINHEIRINHO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV SÍTIO CERCADO (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 7,2 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03

SE 69/13,8 kV SANTA FELICIDADE (Ampliação/Adequação)					6.483,18	4.765,33	575,88	3.021,87
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 4,8 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03
SE 69/13,8 kV TOMAZ COELHO (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 7,2 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV XAXIM (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 7,2 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV TARUMÃ (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV QUATRO BARRAS (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV GUATUPÊ (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV BATEL (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 9,6 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05

SE 69/13,8 kV PINHAIS (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 4,8 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV MERCÊS (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 19,2 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV GUARAITUBA (Ampliação/Adequação)					12.855,52	9.449,19	1.141,92	5.992,07
1° e 2° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 2 x 19,2 Mvar 3Φ	2029	2,0	1,0	1550,13	3.100,26	2.278,78	275,39	1.445,06
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	4519,29	9.038,58	6.643,63	802,87	4.212,96
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 69/13,8 kV ATUBA (Ampliação/Adequação)					19.283,28	14.173,79	1.712,88	8.988,11
1°, 2° e 3° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 3 x 7,2 Mvar 3Φ	2029	3,0	1,0	1550,13	4.650,39	3.418,18	413,08	2.167,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	3,0	1,0	4519,29	13.557,87	9.965,44	1.204,31	6.319,44
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	1075,02	1.075,02	790,17	95,49	501,08
SE 138/13,8 kV BARIGUI Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)					39.235,79	28.839,48	3.485,21	18.288,15
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ	2029	2,0	1,0	8412,94	16.825,88	12.367,52	1.494,60	7.842,69
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	7170,91	14.341,82	10.541,67	1.273,95	6.684,85
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	2879,71	5.759,42	4.233,35	511,59	2.684,52
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.170,16	141,41	742,04
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 138/69/13,8 kV SÃO JOSÉ DOS PINHAIS Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)					87.116,16	64.032,98	7.738,30	40.605,61
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ	2029	2,0	1,0	8412,94	16.825,88	12.367,52	1.494,60	7.842,69
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	7170,91	14.341,82	10.541,67	1.273,95	6.684,85
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	2,0	1,0	2879,71	5.759,42	4.233,35	511,59	2.684,52
1° e 2° ATF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2029	2,0	1,0	7765,15	15.530,30	11.415,23	1.379,52	7.238,81
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	7170,91	14.341,82	10.541,67	1.273,95	6.684,85
CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	2029	2,0	1,0	3725,47	7.450,94	5.476,66	661,85	3.472,95
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 8,4 Mvar 3Φ	2029	1,0	1,0	1579,30	1.579,30	1.160,83	140,29	736,13
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS	2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 138 kV	2029	1,0	1,0	3183,99	3.183,99	2.340,33	282,83	1.484,09
MIM - 69 kV	2029	1,0	1,0	1791,70	1.791,70	1.316,95	159,15	835,13
MIM - 13,8 kV	2029	1,0	1,0	1791,70	1.791,70	1.316,95	159,15	835,13

SE 138/13,8 kV AFONSO PENA Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)						26.101,08	19.185,07	2.318,49	12.165,94
1° TF 138/13,8 kV, 1 x 41,67 MVA 3Φ		2029	1,0	1,0	8412,94	8.412,94	6.183,76	747,30	3.921,35
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	1,0	1,0	7170,91	7.170,91	5.270,83	636,97	3.342,42
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2029	1,0	1,0	2879,71	2.879,71	2.116,67	255,80	1.342,26
1° Capacitor em Derivação 13,8 kV, 1 x 9,6 Mvar 3Φ		2029	1,0	1,0	1605,55	1.605,55	1.180,13	142,62	748,36
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 13,8 kV, Arranjo BS		2029	1,0	1,0	4519,29	4.519,29	3.321,81	401,44	2.106,48
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 13,8 kV		2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 138/13,8 kV PINHEIRINHO Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)						39.235,79	28.839,48	3.485,21	18.288,15
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ		2029	2,0	1,0	8412,94	16.825,88	12.367,52	1.494,60	7.842,69
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	7170,91	14.341,82	10.541,67	1.273,95	6.684,85
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2029	2,0	1,0	2879,71	5.759,42	4.233,35	511,59	2.684,52
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.170,16	141,41	742,04
MIM - 13,8 kV		2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
SE 138/13,8 kV SÍTIO CERCADO Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)						39.235,79	28.839,48	3.485,21	18.288,15
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 41,67 MVA 3Φ		2029	2,0	1,0	8412,94	16.825,88	12.367,52	1.494,60	7.842,69
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2029	2,0	1,0	7170,91	14.341,82	10.541,67	1.273,95	6.684,85
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS		2029	2,0	1,0	2879,71	5.759,42	4.233,35	511,59	2.684,52
MIM - 138 kV		2029	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.170,16	141,41	742,04
MIM - 13,8 kV		2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
LT 138 kV BARIGUI 2 - BARIGUI, C1 e C2 (CS) (Nova)						49.163,48	36.136,62	4.367,07	22.915,53
Circuito Simples 138 kV, 1 x 500 mm, 0,14 km		2029	0,14	1,0	751,69	105,24	77,35	9,35	49,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BD3 (GIS)	Barigui 2	2029	2,0	2,0	7731,20	30.924,78	22.730,64	2.746,97	14.414,31
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barigui	2029	2,0	1,0	7474,74	14.949,48	10.988,31	1.327,92	6.968,08
MIM - 138 kV	Barigui 2	2029	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.170,16	141,41	742,04
MIM - 138 kV	Barigui	2029	1,0	1,0	1591,99	1.591,99	1.170,16	141,41	742,04
LT 138 kV BARIGUI - PINHEIRINHO, C1 (Nova)						24.815,36	18.240,03	2.204,28	11.566,66
Circuito Simples 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 12 km		2029	12,0	1,0	689,49	8.273,88	6.081,55	734,95	3.856,53
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barigui	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pinheirinho	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Barigui	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	Pinheirinho	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 138 kV BARIGUI - SÍTIO CERCADO, C1 (Nova)						29.222,12	21.479,13	2.595,73	13.620,69
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 16 km		2029	16,0	1,0	792,54	12.680,64	9.320,65	1.126,39	5.910,56
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Barigui	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Sítio Cercado	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Barigui	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	Sítio Cercado	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02

LT 138 kV SÍTIO CERCADO - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1 (Nova)						21.464,92	15.777,36	1.906,67	10.004,99
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 8 km (Lançamento D1)		2029	8,0	0,6	1025,72	4.923,44	3.618,88	437,34	2.294,86
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Sítio Cercado	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Sítio Cercado	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 138 kV PINHEIRINHO - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1 (Nova)						23.311,21	17.134,44	2.070,67	10.865,56
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 11 km (Lançamento D1)		2029	11,0	0,6	1025,72	6.769,73	4.975,95	601,34	3.155,43
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Pinheirinho	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Pinheirinho	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 138 kV AFONSO PENA - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1 Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Nova)						19.315,37	14.197,37	1.715,73	9.003,06
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 3,5 km		2029	3,5	1,0	792,54	2.773,89	2.038,89	246,40	1.292,93
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Afonso Pena	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Afonso Pena	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 138 kV UBERABA - AFONSO PENA, C1 Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Nova)						23.278,07	17.110,08	2.067,73	10.850,11
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 8,5 km		2029	8,5	1,0	792,54	6.736,59	4.951,59	598,39	3.139,98
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Afonso Pena	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Uberaba	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	Afonso Pena	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 138 kV UBERABA - SÃO JOSÉ DOS PINHAIS, C1 Atualmente opera em 69 kV e deverá ser religado em 138 kV. (Ampliação/Adequação)						24.070,61	17.692,62	2.138,13	11.219,52
Circuito Simples 138 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 9,5 km		2029	9,5	1,0	792,54	7.529,13	5.534,14	668,79	3.509,39
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Uberaba	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	7474,74	7.474,74	5.494,16	663,96	3.484,04
MIM - 138 kV	Uberaba	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
MIM - 138 kV	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	796,00	796,00	585,08	70,71	371,02
LT 69 kV SÃO JOSÉ DOS PINHAIS - GUARICANA, C1 e C2 (CS) (Nova)						19.743,04	14.511,72	1.753,72	9.202,40
Circuito Simples 69 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 2 km		2029	2,0	1,0	567,52	1.135,04	834,29	100,82	529,05
Circuito Simples 69 kV, 1 x 397,5 MCM (IBIS), 2 km		2029	2,0	1,0	567,52	1.135,04	834,29	100,82	529,05
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	São José dos Pinhais	2029	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.894,79	712,38	3.738,10
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Guaricana	2029	2,0	1,0	4009,90	8.019,80	5.894,79	712,38	3.738,10
MIM - 69 kV	São José dos Pinhais	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05
MIM - 69 kV	Guaricana	2029	1,0	1,0	716,68	716,68	526,78	63,66	334,05

LT 69 kV CIC - TOMÁZ COELHO, C1 (Nova)							15.857,08	11.655,43	1.408,54	7.391,12
Circuito Simples 69 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 10 km		2029	10,0	1,0	712,06	7.120,60	5.233,85	632,50	3.318,97	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CIC	2029	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.947,40	356,19	1.869,05	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Tomáz Coelho	2029	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.947,40	356,19	1.869,05	
MIM - 69 kV	CIC	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03	
MIM - 69 kV	Tomáz Coelho	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03	
LT 69 kV CIC - NOVO MUNDO, C1 Desencabeçar do terminal de Sítio Cercado as LT 69 kV CIC - Sítio Cercado e a LT 69 kV Novo Mundo - S							8.807,69	6.473,91	782,36	4.105,34
Circuito Simples 69 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km		2029	0,1	1,0	712,06	71,21	52,34	6,33	33,19	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	CIC	2029	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.947,40	356,19	1.869,05	
EL (Entrada de Linha) 69 kV, Arranjo BPT	Novo Mundo	2029	1,0	1,0	4009,90	4.009,90	2.947,40	356,19	1.869,05	
MIM - 69 kV	CIC	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03	
MIM - 69 kV	Novo Mundo	2029	1,0	1,0	358,34	358,34	263,39	31,83	167,03	

10.4 Caracterização da nova subestação

A tabela abaixo apresenta o quantitativo de obras vislumbrado para cada uma das subestações novas definidas no estudo, dentro e fora do horizonte do ano 2029. Em seguida, são apresentados esquemas preliminares para a arquitetura dessas subestações.

Tabela 10-1 Previsão de expansão das subestações novas

Subestação	Expansões na subestação (informações acumulativas)	
	Configuração inicial (a ser licitada)	Porte final
SE 525/230 kV Curitiba Oeste (terreno da SE Curitiba Oeste; DJ 230kV: 50 kA)	1x IB 230 kV 4x LTs 230 kV • 4x ELs 230 kV 2x ATFs 525/230kV • 2x CTs 525 kV • 2x CTs 230 kV	1x IB 230 kV 8x LTs 230 kV • 8x ELs 230 kV 4x ATFs 525/230kV • 4x CTs 525 kV • 4x CTs 230 kV

Expansões na subestação (informações acumulativas)		
Subestação	Configuração inicial (a ser licitada)	Porte final
SE 230/138 kV Barigui 2 (área prevista de 5.000 m ² ; DJ 230kV: 50 kA; DJ 138kV: 31,5 kA)	1x IB 230 kV 4x LTs 230 kV • 4x ELs 230 kV 1x IB 138 kV 1x Banco de capacitores 138kV • 1x CCD 138 kV 2x LTs 138 kV • 2 ELs 138 kV 2x ATFs 230/138kV • 2x CTs 230 kV • 2x CTs 138 kV	1x IB 230 kV 8x LTs 230 kV • 8x ELs 230 kV 1x IB 138 kV 1x Banco de capacitores 138kV • 1x CCD 138 kV 9x LTs 138 kV • 9x ELs 138 kV 3x ATFs 230/138kV • 3x CTs 230 kV • 3x CTs 138 kV
Novo pátio 138 kV na SE 230/69 kV Uberaba (terreno da SE Uberaba; DJ 230kV: 40 kA; DJ 138kV: 31,5 kA)	1x IB 138 kV 2x Banco de capacitores 138kV • 2x CCD 138 kV 2x LTs 138 kV • 2x ELs 138 kV 2x ATFs 230/138kV • 2x CTs 230 kV • 2x CTs 138 kV	1x IB 138 kV 2x Banco de capacitores 138kV • 2x CCD 138 kV 7x LTs 138 kV • 7x ELs 138 kV 3x ATFs 230/138kV • 3x CTs 230 kV • 3x CTs 138 kV

SE Curitiba Oeste

— 230 kV (BD4)
— 525 kV (DJM)

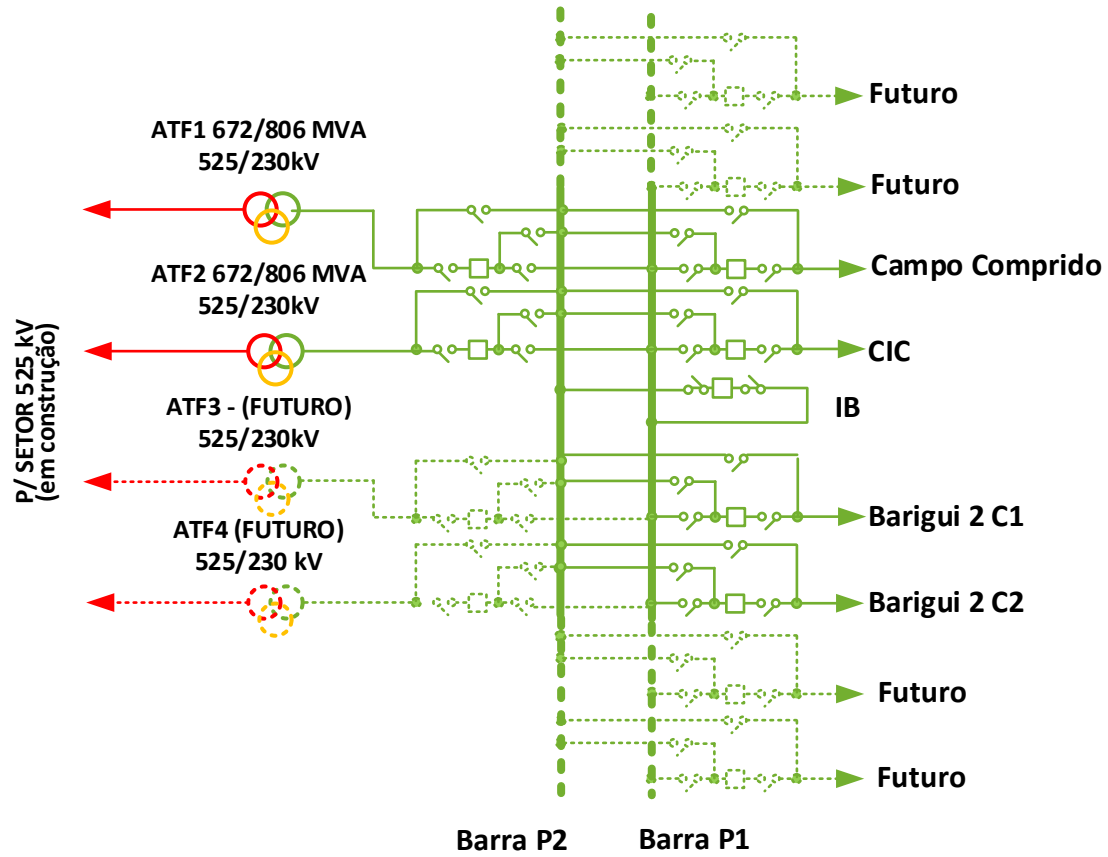


Figura 10-1 SE 525/230 kV Curitiba Oeste

SE Barigui 2

- 138 kV (BD3 - GIS)
- 230 kV (BD3 - GIS)

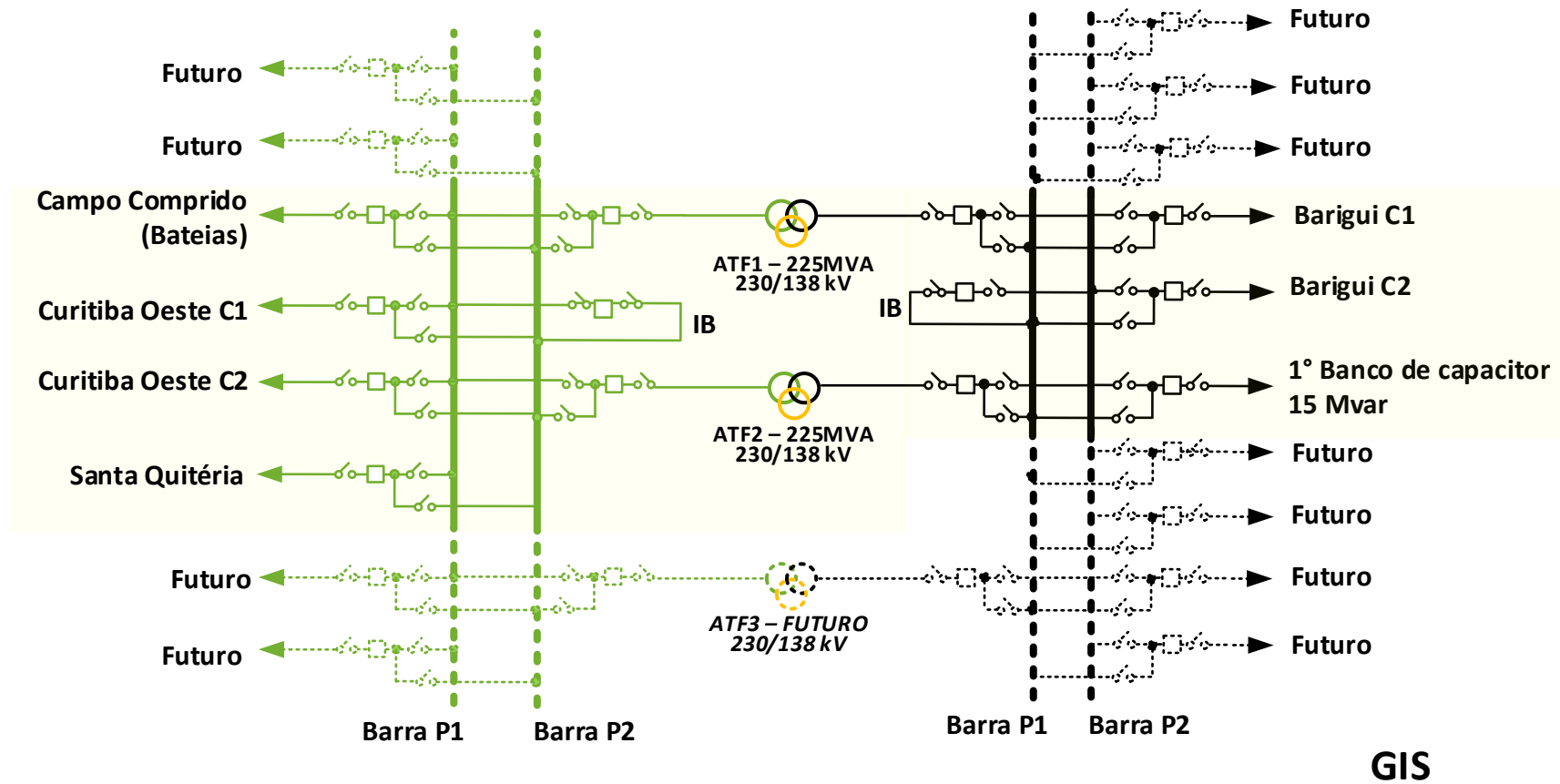


Figura 10-2 SE 230/138 kV Barigui 2

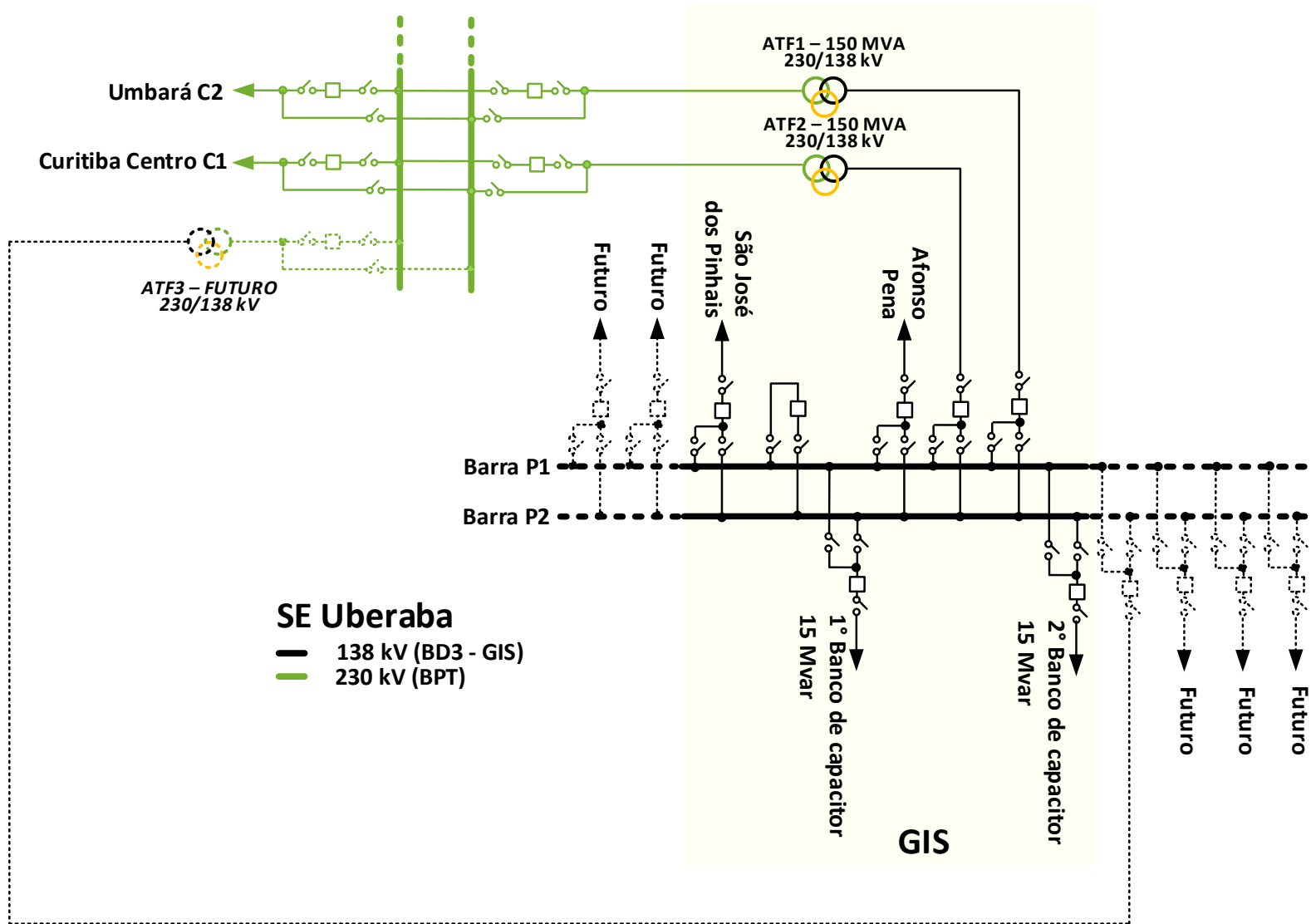


Figura 10-3 Novo pátio 138kV na SE Uberaba

10.5 Parâmetros elétricos

Considerando os ajustes citados neste relatório, foi realizada revisão dos parâmetros das linhas de transmissão que possuem recomendações de seccionamento neste estudo e, neste caso, solicitamos considerar a atualização indicada nas tabelas abaixo.

Tabela 2 - Parâmetros elétricos do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC na SE Curitiba Oeste

Trecho aéreo									
Seccionamento	Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C				
			Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]	
Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1245	1560	+	0,0682	0,3595	4,6223	
					0	0,3822	1,3250	2,7935	
					mut.0	0,3111	0,8964	-0,9233	
Trecho Subterrâneo									
Seccionamento	Tipo	Condutor	Capacidade por circuito [A]			Parâmetros de sequência a 50 °C			
			Normal	Emerg. 96h	Emerg. 4h	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – CIC na SE Curitiba Oeste	Circuito duplo (CD) 2 Circuitos Verticais	Alumínio 1600 mm ²	958	1160	1360	+	0,0212	0,2465	80,70
						0	0,0953	0,0821	80,70
						mut.0	0,0013	-0,0065	-

Tabela 3 - Parâmetros elétricos do seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria na SE Barigui 2

Trecho aéreo								
Seccionamento	Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
			Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
Seccionamento da LT 230 kV Campo Comprido – Santa Quitéria na SE Barigui 2	Circuito Duplo	CAA 1 x TERN (795 MCM)	969	1085	+	0,0823	0,4934	3,3784
					0	0,3952	1,4615	2,2300
					mut.0	0,3101	0,8982	-0,6369

Tabela 4 - Parâmetros elétricos da nova LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2, C1 e C2

Trecho aéreo									
Linha de Transmissão	Tipo	Cabo	Capacidade por circuito [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C				
			Normal	Emerg 4h	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]	
LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2 C1 e C2	Circuito Duplo	CAA 2 x HAWK (477 MCM)	1245	1560	+	0,0682	0,3595	4,6226	
					0	0,3822	1,3250	2,7936	
					mut.0	0,3111	0,8964	-0,9233	
Trecho Subterrâneo									
Linha de Transmissão	Tipo	Condutor	Capacidade por circuito [A]			Parâmetros de sequência a 50 °C			
			Normal	Emerg. 96h	Emerg. 4h	seq.	r [Ω/km]	x [Ω/km]	b [μS/km]
LT 230 kV Curitiba Oeste – Barigui 2 C1 e C2	Circuito duplo (CD) 2 Circuitos Verticais	Alumínio 1600 mm ²	865	1260	1560	+	0,0212	0,2465	80,70
						0	0,0953	0,0821	80,70
						mut.0	0,0013	-0,0065	-