

Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão

**Análise Técnico-Econômica de Alternativas
Relatório R1**

**ATENDIMENTO ELÉTRICO AO ESTADO
DO RIO GRANDE DO SUL
REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE**



Governo Federal
Ministério de Minas e Energia
MME/SPE

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Edison Lobão

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Altino Ventura Filho

Diretor do Departamento de Planejamento Energético
Pedro Alves Melo



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

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amílcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustível

Maurício Tiomno Tolmasquim (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ilbanês César Cássel

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

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco “B” – 1º andar
70051-903 Brasília DF

Escritório Central

Av. Rio Branco nº 1, 11º andar
20090-003 Rio de Janeiro RJ

Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão

Análise Técnico- Econômica de Alternativas- Relatório R1

ATENDIMENTO ELÉTRICO AO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE

Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim
José Carlos de Miranda Farias

Coordenação Executiva


Paulo Cesar Vaz Esmeraldo

Equipe Técnica

Jurema Ludwig
Thiago Martins
Marcos Vinícius Farinha
Aretha Vidal Campos

No. EPE-DEE-RE- 029/2009-r0
Data: 26 de Junho de 2009

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO

 Empresa de Pesquisa Energética	<i>Contrato/Aditivo</i>	<i>Data de assinatura do contrato/Aditivo</i>
<i>Área de Estudo</i> Estudos para a Licitação da Expansão da Transmissão		
<i>Estudo</i> Análise Técnico-Econômica de Alternativas- Relatório R1		
<i>Macro-atividade</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i> Estudo de Suprimento ao Rio Grande do Sul REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	26.06.2009	Emissão original

ATENDIMENTO ELÉTRICO AO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

ATENDIMENTO ELÉTRICO À REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE

RELATÓRIO R1

ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

Empresas Participantes:



COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



COMPANHIA ESTADUAL DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



ELETROSUL – Centrais Elétricas S.A.

Maio de 2009.

ATENDIMENTO ELÉTRICO AO ESTADO DO RIO GRANDE DO
SUL
REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE
RELATÓRIO I - VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA

ATENDIMENTO À REGIÃO METROPOLITANA DE PORTO ALEGRE

EXECUÇÃO

Carla Marques Nunes	CEEE-D
Gustavo Arend	CEEE-D
Roberto Silva Dias	CEEE-D
Luiz Alberto Schreiner	CEEE-GT
Rafael Takasaki Carvalho	ELETROSUL

COORDENAÇÃO

Jurema B. Ludwig	EPE
Marcos Vinícius G.da S. Farinha	EPE
Thiago Martins	EPE

APROVAÇÃO

Paulo César Vaz Esmeraldo	MME/EPE/STE
---------------------------	-------------

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO	8
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO	9
2 PREMISSAS E CRITÉRIOS	10
2.1 BASE DE DADOS	10
2.2 MERCADO	10
2.3 CENÁRIOS DE GERAÇÃO	13
2.4 LIMITES DE CARREGAMENTO DA TRANSMISSÃO	13
2.5 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	14
2.5.1 Rede Básica	14
2.5.2 Rede de Distribuição	14
2.5.3 Restrições Físicas das Instalações	15
2.6 FATOR DE POTÊNCIA	16
2.7 ANÁLISE ECONÔMICA	16
2.7.1 Valoração dos investimentos	16
2.7.2 Valoração das Perdas Elétricas	17
3 APRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	18
3.1 O SISTEMA ATUAL	18
3.2 O DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ATUAL	19
3.2.1 Tensão fora dos limites admitidos	19
3.2.2 Sobrecarga em componentes	20
4 ALTERNATIVAS PARA ATENDIMENTO	24
4.1 ALTERNATIVA A	24
4.2 ALTERNATIVA B	26
4.3 ALTERNATIVA C	27
4.4 ALTERNATIVA D	28
5 COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS	30
5.1 VALORAÇÃO DOS INVESTIMENTOS	30
5.2 PERDAS	30

5.3CUSTO TOTAL	31
6 CONCLUSÕES	32
7 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO	34
8 RECOMENDAÇÕES	35
9 ANEXOS	37
ANEXO I - OBRAS DE EXPANSÃO DA CEEE-D PARA A REGIÃO METROPOLITANA.....	37
ANEXO II – CURTOS MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS PARA A ALTERNATIVA A.....	38
ANEXO III – SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS - CURTO-CIRCUITO.....	40
ANEXO IV – DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS DAS ALTERNATIVAS	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Sistema Elétrico de Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre	9
Figura 2.1 – Participação no consumo por classe – Região em Estudo ...	10
Figura 2.2 - Sub-Áreas de Mercado e Taxas de Crescimentos - Ano 1 de Planejamento	11
Figura 2.3 – Demandas globais verificadas por patamar de carga - Região em Estudo.....	12
Figura 3.1 - Regiões de Estudo	19
Figura 4.1 - Diagrama esquemático da Alternativa A.....	25
Figura 4.2 - Diagrama esquemático da Alternativa B.....	27
Figura 4.3 - Diagrama esquemático da Alternativa C	28
Figura 4.4 - Diagrama esquemático da Alternativa D	29
Figura 8.1 - Diagrama Alternativa Vencedora.....	35

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Despacho Usinas Térmicas Existentes	13
Tabela 2.2 - Despacho Usinas Térmicas Planejadas	13
Tabela 2.3 – Fator para Obtenção da Capacidade Operativa de Curta Duração em LT's	14
Tabela 3.1 - Diagnóstico de Tensão - Sistema Atual	19
Tabela 3.2 – Diagnóstico Sobrecarga – Transformadores 230/69 kV	20
Tabela 3.3 - Diagnóstico Sobrecarga – Transformadores para Média Tensão	21
Tabela 3.4- Diagnóstico Sobrecarga – Linhas 69 kV	23
Tabela 4.1 - Obras Rede Básica - Alternativa A	25
Tabela 4.2 - Obras Rede Básica - Alternativa B	26
Tabela 5.1 - Valor Presente - Equipamentos e Instalações	30
Tabela 5.2 - Rendimentos Necessários - Equipamentos e Instalações	30
Tabela 5.3 - Perdas dentro do Horizonte	30
Tabela 5.4 - Rendimentos Necessários - Custos Totais.....	31
Tabela 6.1 – Contingência Múltipla - Superação Capacidade de Emergência (%) – 2012	32
Tabela 6.2 – Contingência Múltipla – Tensão Inadequada (p.u.) – 2015..	32
Tabela 6.3 – Contingência Múltipla - Superação Capacidade de Emergência (%) – 2015	33
Tabela 8.1- Relação de Obras da Rede Básica – Alternativa Vencedora .	35

1 Introdução

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O estudo de planejamento CCPE/CTET.001.2004, intitulado “Atendimento Elétrico ao Estado do Rio Grande do Sul” – janeiro/2004, indicou como solução estrutural para o sistema de transmissão de 525 kV, da Rede Básica, um elenco de obras necessário para o adequado atendimento ao Estado, dentre as quais se destaca a implantação da nova subestação 525/230 kV Nova Santa Rita, na região Metropolitana de Porto Alegre, através do seccionamento de 3 km da LT 525 kV Itá – Gravataí e da nova LT 525 kV Campos Novos – Nova Santa Rita.

O referido estudo teve por objetivo analisar as condições de suprimento ao Estado do Rio Grande do Sul, em função dos requisitos de mercado e do programa de geração do setor, e que buscou numa primeira fase, indicar os reforços de transmissão para o atendimento ao Estado em grandes blocos de energia. Os problemas detectados em atendimentos localizados ou relativos a outras regiões não foram exaustivamente analisados, sendo os mesmos recomendados para serem estudados posteriormente.

Os estudos desenvolvidos no Ciclo 2007/2016 do Plano Decenal de Transmissão bem como aqueles realizados no ambiente do ONS indicaram a necessidade de análises, para definir a expansão adequada do sistema de suprimento à Região Metropolitana de Porto Alegre que será o objeto deste trabalho.

Com tal objetivo foi formado grupo de trabalho sob coordenação da EPE composto por representantes das Empresas CEEE-D e CEEE-GT, sendo que as diversas etapas do trabalho foram debatidas em conjunto com as demais Empresas Distribuidoras e Transmissoras da Região Sul.

A Região Metropolitana de Porto Alegre compreende os municípios de Porto Alegre, Alvorada e Viamão. Atualmente nesta região os transformadores de fronteira com a rede básica operam com carregamentos elevados e em alguns casos próximos ao valor nominal. A carga da região perfaz cerca de 60 % do total da CEEE-D.

No Sistema de Sub-transmissão da CEEE-D os maiores problemas estão relacionados ao elevado carregamento de linhas e transformadores próprios.

Na Figura 1.1 é mostrado a região e o sistema elétrico objeto deste estudo.

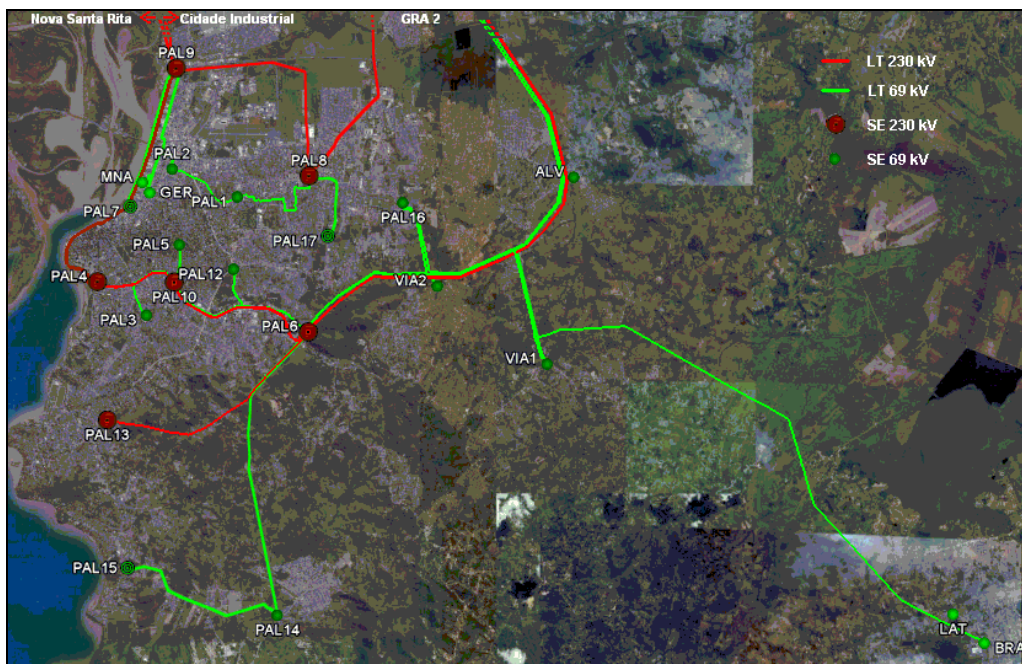


Figura 1.1 - Sistema Elétrico de Atendimento à Região Metropolitana de Porto Alegre

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

O presente estudo tem por objetivo analisar e propor adequações no Sistema Elétrico: Rede Básica, Rede Básica de Fronteira (transformadores e conexões) e Demais Instalações de Transmissão (linhas); visando o adequado fornecimento ao mercado previsto para a região Metropolitana, dentro dos requisitos de qualidade e confiabilidade requeridos no SIN, compatíveis com o plano de expansão do Sistema de Sub-transmissão da CEEE-D em conformidade com o exigido no PRODIST.

Os reforços definidos neste trabalho levam em consideração as restrições físicas das instalações e buscam solucionar todos os problemas identificados dentro do horizonte de estudo.

2 Premissas e Critérios

2.1 BASE DE DADOS

A Base de Dados utilizada nos estudos é referente ao Plano Decenal 2008/2017, versão final, com inserção do sistema de 69kV da Região Metropolitana de Porto Alegre.

As análises realizadas são em regime normal e de contingência simples para os patamares de carga pesada, média e leve, para o intercâmbio SE/Sul, nos anos de 2009 a 2018. O ano de 2018 foi acrescentado no horizonte de estudo, considerando o crescimento da área e mantendo-se a configuração da rede existente no caso do ano 2017 PD 2008/2017.

2.2 MERCADO

O mercado em análise é composto por 645.000 clientes de energia elétrica, cujo consumo anual é de aproximadamente 3600 MWh. Existem seis clientes atendidos em 69 kV.

A contribuição no consumo de energia por classe na região metropolitana de Porto Alegre pode ser verificado na Figura 2.1.

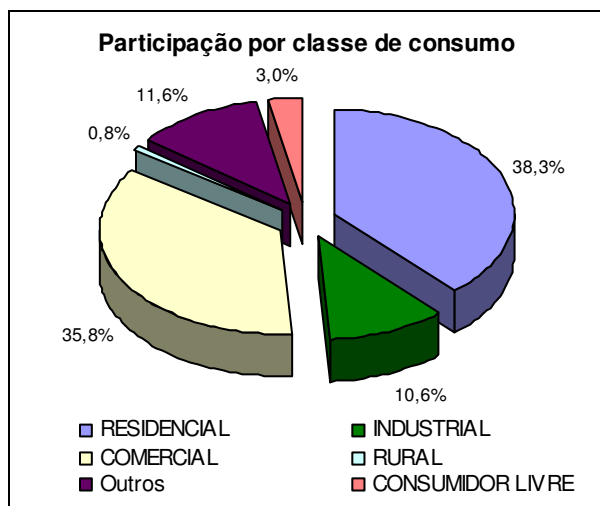


Figura 2.1 – Participação no consumo por classe – Região em Estudo

O estudo de previsão de demanda no sistema de distribuição de energia elétrica é um processo complexo que envolve um conjunto de variáveis de diversas naturezas. A previsão de carga utilizada no estudo teve como base os valores adotados pela empresa no ciclo de planejamento do Plano Decenal 2008-2017. O mercado da Região Metropolitana de Porto Alegre, foi atualizado através de um estudo específico por sub-áreas de mercado, de acordo com as características dos consumidores abrangidos nestas sub-áreas.

O método para determinação das taxas para projeção da carga utilizado para as sub-áreas de mercado, foi o de extrapolação de tendências através do

comportamento histórico por classe de consumo, ajustado ao crescimento global previsto para a CEEE-D.

Na Figura 2.2 são demonstradas as taxas de crescimento por sub-áreas determinadas para o primeiro ano do estudo.

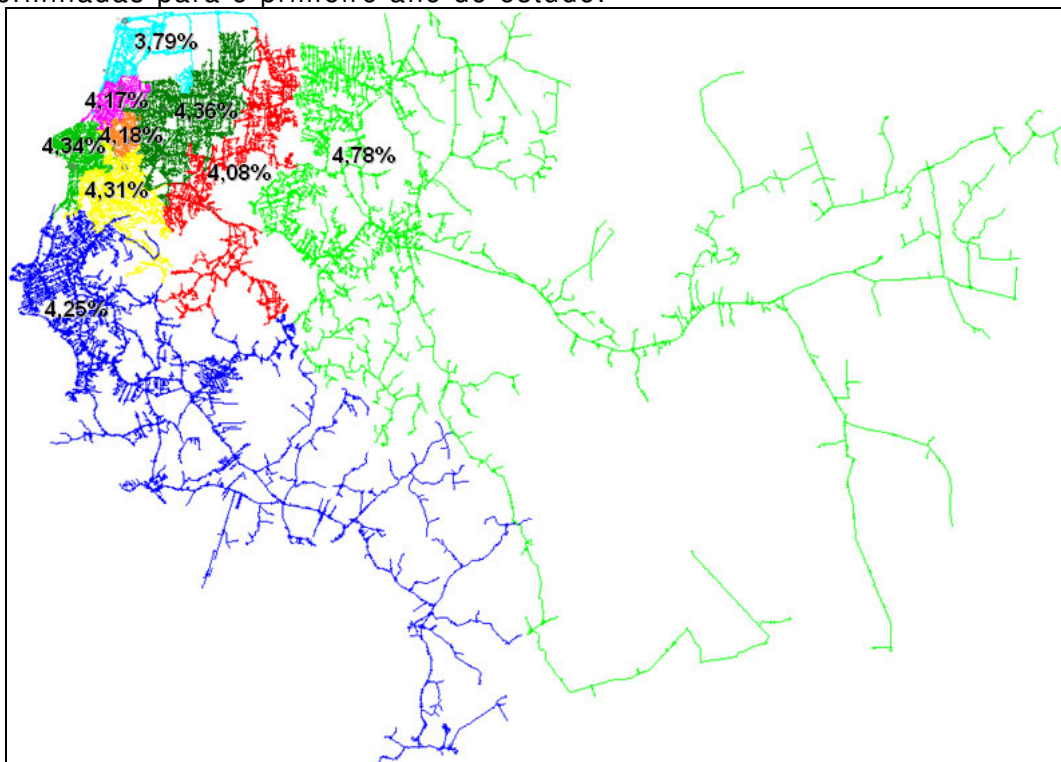


Figura 2.2 - Sub-Áreas de Mercado e Taxas de Crescimentos - Ano 1 de Planejamento

Para determinação da demanda de referência para projeção da carga, procedeu-se uma pesquisa das demandas extremas na região de estudo.

Como pode ser verificado na Figura 2.3, as demandas máximas na região ocorrem nos meses de verão, mais frequentemente em março ou abril. Período posterior aos meses preferenciais de férias, quando o comércio e a indústria retomam plenamente suas atividades e ainda se verificam altas temperaturas.

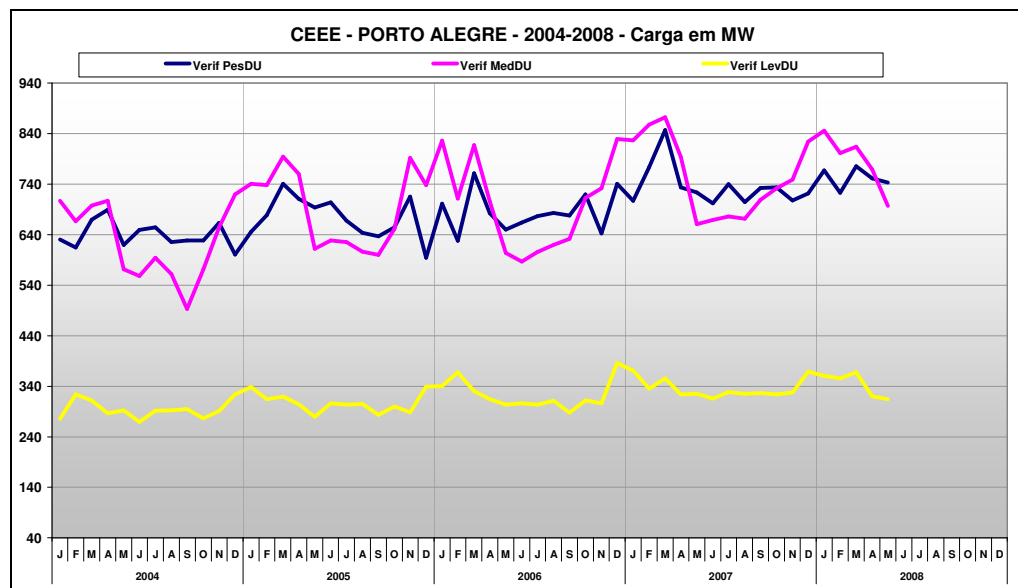


Figura 2.3 – Demandas globais verificadas por patamar de carga - Região em Estudo

Analisando o histórico foram determinados os momentos de demandas máximas, para os patamares de carga média e pesada, e mínima para carga leve adotaram-se os valores verificados em 2007:

- Patamar carga pesada: 847 MW;
- Patamar carga média: 872 MW;
- Patamar carga leve: 323 MW.

Para estes instantes foram levantadas as demandas de cada barra de média tensão das subestações da região, incluindo-se as particulares.

Com as demandas verificadas em cada subestação foram aplicadas as taxas de crescimento da sub-área cuja barra pertence, sendo o somatório das demandas individuais compatibilizadas com a demanda global projetada para a região, obtendo-se assim as projeções das demandas para o horizonte de estudo.

2.3 CENÁRIOS DE GERAÇÃO

Foi adotado o Plano de Geração do "Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017".

Foram representadas as usinas habilitadas nos próximos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5, com conexão prevista para a área de influência do estudo.

Em todos os cenários não foram considerados os conversores de Garabi, Rivera e Uruguaiana.

As usinas térmicas à gás e à carvão existentes, com seus respectivos despachos, são as seguintes:

Tabela 2.1 - Despacho Usinas Térmicas Existentes

USINA	POTÊNCIA MÁXIMA [MW]	DESPACHO [MW]
Canoas (gás)	160	0
Presidente Médici	446	165
Uruguaiana (gás)	600	0
Charqueadas	60	0
Jorge Lacerda	857	318
Alegrete (óleo)	66	0

Para os despachos das usinas térmicas planejadas foram seguidas as mesmas considerações de usinas térmicas similares, tendo-se:

Tabela 2.2 - Despacho Usinas Térmicas Planejadas

USINA	POTÊNCIA MÁXIMA [MW]	DESPACHO [MW]
Jacui	350	180
Candiota 3	350	180

2.4 LIMITES DE CARREGAMENTO DA TRANSMISSÃO

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, foram adotadas as capacidades operativas de curta duração informadas ao ONS/EPE pelas Empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração é de 120% da capacidade nominal do

equipamento. Em regime normal foram adotados como limites de carregamento a potência nominal de cada transformador.

Para as Linhas existentes na Rede Básica, em regime normal, os limites de carregamentos utilizados foram os constantes no CPST, sem restrições de equipamentos terminais.

Em regime de emergência foram considerados os fatores indicados na Res. Normativa da ANEEL nº 191 de 12 de Dezembro de 2005 em seu Art. 4º onde se tem: A Capacidade Operativa de Curta Duração de LT, admissível durante condição de emergência, será obtida pela multiplicação do valor da Capacidade Operativa de Longa Duração de LT, pelo fator correspondente à temperatura especificada no projeto para a linha de transmissão, de acordo com a Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Fator para Obtenção da Capacidade Operativa de Curta Duração em LT's

Temperatura de Projeto (Graus Celsius)	50	55	60	64	65	70	75	80	90	Para caso s em que não
Fator	1,42	1,33	1,26	1,24	1,23	1,19	1,17	1,15	1,12	

foram obtidas as temperaturas de projeto das linhas de transmissão, foi considerado um fator de 25% para obtenção da capacidade operativa de curta duração das LTs.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos Agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução no. 191 da ANEEL.

2.5 CRITÉRIOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

2.5.1 REDE BÁSICA

O estudo foi elaborado observando-se os critérios usuais de planejamento descritos no documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão”, de dezembro de 2002. Contemplando análise em regime permanente em condições normais de operação bem como em contingência simples, ao longo do período de estudo de dez anos. São avaliadas alternativas tecnicamente equivalentes.

2.5.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para o dimensionamento da rede de Distribuição foi observado para a região central de Porto Alegre dupla alimentação para cada subestação de 69 kV. Nas demais regiões não foi considerado o mesmo critério.

Foram consideradas as necessidades de novas subestações originadas de estudos específicos de planejamento da média tensão. Em tais estudos prevaleceu a expansão da rede nas tensões de 13,8 KV (Porto Alegre) e 23 KV (Alvorada e Viamão), tensões atualmente adotadas na região. No Anexo I - Obras de Expansão da CEEE-D para a Região Metropolitana, são apresentadas

as obras previstas dentro do horizonte de estudo referentes a expansão da distribuidora.

Procurou-se respeitar um padrão para as novas instalações de sub-transmissão, coerente com o sistema instalado. Assim transformadores de força foram previstos com potência de 25 MVA ou 50 MVA e linhas de transmissão com capacidade em torno de 80 MVA.

2.5.3 RESTRIÇÕES FÍSICAS DAS INSTALAÇÕES

A seguir destacamos algumas restrições físicas que competiram na formulação das alternativas de expansão

2.5.3.1 Instalações da Rede Básica e Demais Instalações da Transmissão

Como regra geral na Região Central de Porto Alegre em função de restrições relativas ao Plano Diretor, ao Meio-Ambiente e a inexistência de espaço físico (distanciamento de segurança) foi considerada a implantação de linhas de transmissão subterrâneas. Tal como no caso da implantação da nova LT 230 KV PAL 9 – PAL 4, objeto de leilão de rede básica no ano corrente, que viabilizou-se adotando o padrão subterrâneo.

Por razões similares bem como pela inexistência de grandes áreas disponíveis para novas subestações ou pela valorização destas áreas, procurou-se, no caso de necessidade de nova transformação 230/69 KV, contar com o aproveitamento de áreas disponíveis em subestações existentes, prevendo-se a utilização de instalações compactas.

Casos específicos:

✓ **SE Porto Alegre 6**

A subestação Porto Alegre 6 encontra-se com seu espaço físico completamente esgotado e não existe possibilidade de agregar mais área contígua. Assim não é viável e não foi considerada a possibilidade de implantação de novos módulos em qualquer nível de tensão.

✓ **SE Porto Alegre 13**

Apesar de o terreno atual possuir espaço livre relativamente grande, em função de existência de mata nativa, existem restrições por parte da Prefeitura para a ocupação plena. Foi considerado apenas a possibilidade de utilização de área para a implantação de Setor de 230 KV, atualmente totalmente fora dos padrões de Rede Básica.

✓ **SE Porto Alegre 10**

A subestação Porto Alegre 10 não dispõe de espaço necessário para ampliação do Setor de 230 KV, foi considerada apenas a possibilidade de ampliação da transformação 230/13,8 KV utilizando o mesmo CT 230 KV existente.

✓ **SE Porto Alegre 4**

Nesta subestação a previsão de instalação do módulo de 230 KV para a nova LT Pal 9 - Pal 4, que foi a leilão no ano corrente, esgota totalmente a área hoje disponível

2.5.3.2 Instalações de Distribuição

Da mesma forma como descrito para as Instalações da Rede Básica, na Região Central de Porto Alegre foi considerada a implantação de linhas de transmissão subterrâneas e a utilização de subestações compactas.

2.6 FATOR DE POTÊNCIA

Buscou-se um fator de potência mínimo nas subestações que interligam a Rede Básica com a distribuidora, sendo 0,95 para aquelas cuja tensão secundária seja 138kV ou 69kV, e 0,92 para aquelas atendidas em tensões inferiores a 69kV.

Para isto foi necessária a utilização de compensação reativa capacitiva adicional nos pontos onde o fator de potência ficou abaixo destes valores e, após a definição das obras necessárias para reforço ao atendimento local, foi reavaliada a necessidade desta compensação adicional, que foi incorporada ao programa de obras final.

2.7 ANÁLISE ECONÔMICA

Para comparação econômica entre as alternativas foram considerados basicamente o desembolso financeiro dos investimentos e o custo das perdas ao longo do período de estudo.

Para comparação entre as alternativas, foi definida a taxa de retorno de 11% e adotado o método do valor presente.

Diante do nível de imprecisão admitido em estudos de planejamento consideramos que diferenças inferiores a 5 % entre o valor total de alternativas não é suficiente para determinar uma decisão.

2.7.1 VALORAÇÃO DOS INVESTIMENTOS.

Os orçamentos dos investimentos necessários em cada uma das alternativas, tanto na Rede Básica como na Sub-transmissão foram feitos com base no trabalho *REFERÊNCIAS DE CUSTOS / LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO E EXTRA-ALTA TENSÃO* - dezembro de 2004 - Eletrobrás. Para cada obra foi calculado, pelo método dos rendimentos necessários, o montante necessário para remunerar o investimento dentro do período de estudo (dez anos), considerando-se a vida útil dos equipamentos de trinta anos.

Em função da indisponibilidade de custos de referência para instalações compactas e linhas de transmissão subterrâneas no trabalho citado anteriormente, adotou-se para custear estas instalações os critérios descritos a seguir.

Para subestações compactas foram comparados os orçamentos de uma instalação convencional com os valores obtidos de fabricantes para a mesma configuração na solução blindada e calculado um fator de correção. Baseado nos custos modulares da Eletrobrás, orçou-se a SE Narandiba 230/69 kV – 200 MVA que integrou o Edital de Leilão N° 006/2008 –ANEEL – Anexo 6E – Lote E, obtendo-se um custo global para uma SE convencional de R\$ 46.748.000. Comparando este valor com os preços informados pela ABB (R\$ 80.119.200), AREVA (R\$ 74.200.000) e SIEMENS (R\$ 73.800.000) no caso de instalações

blindadas, concluímos que o preço global de uma SE Compacta Isolada a SF6 é aproximadamente o dobro, sendo conservativo, de uma SE convencional. Consideramos que para custear uma SE compacta Isolada a SF6, podemos usar um fator de multiplicação igual a dois sobre cada item da Planilha de Custos Modulares da Eletrobrás (2004), e não estaremos incorrendo em erro significativo para o ambiente de planejamento.

Para *linhas de transmissão subterrâneas* tomamos como base orçamentos fornecidos por fabricantes (Procable e Prysmian) para a LT 230 KV PAL 9 PAL 4 que vai a leilão no presente ano, e chegamos a um custo unitário de R\$ 5.000.000 / km.

Ressalta-se que os valores apurados servem apenas para comparação econômica entre alternativas, não podendo ser considerados como orçamento para os investimentos a serem realizados.

2.7.2 VALORAÇÃO DAS PERDAS ELÉTRICAS

No cálculo de perdas elétricas foram considerados os patamares de carga média, leve e pesada. Sendo o valor calculado de perda de demanda ponderado pelas horas do dia, a saber: carga média 12 h, carga leve 9 h e carga pesada 3 h, para estimativa da perda de energia diária. O valor diário foi multiplicado por 365 dias para estimativa do montante anual.

A valoração da perda de energia foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração de 138,00 R\$/MWh.

3 apresentação do Sistema Elétrico

3.1 O SISTEMA ATUAL

A região em estudo é suprida basicamente por linhas de 230 KV que tem origem nas subestações Gravataí 2 e Nova Santa Rita. A fronteira entre a rede básica e a CEEE-D está localizada na baixa de transformadores 230/69 KV e 230/13,8 KV. Atualmente são 5 subestações 230/69 KV com 993 MVA instalados e 5 subestações 230/13,8 KV com 510 MVA instalados.

O Sistema de Distribuição é composto por linhas de 69 KV e subestações 69/13,8 KV e 69/23 KV.

Para efeito de análise podemos segmentar a área de estudo em três regiões distintas, conforme demonstradas na Figura 3.1.

✓ **Região Alvorada/Viamão**

Esta região é suprida por 2 linhas de 69 kV ambas com origem nas SE's Gravataí 2 e Porto Alegre 6. O sistema de média tensão desta região é atendido em 23 KV, diferentemente das outras duas regiões, portanto existe total independência quanto ao sistema de média tensão entre as regiões.

Caracteriza-se como uma região dormitório da Grande Porto Alegre, por consequência a carga residencial é a mais significativa e no período de ponta o Sistema é mais exigido. Em Águas Claras encontram-se instalados dois importantes clientes, supridos em 69 KV: Brahma e Rexan.

✓ **Região Sul**

Esta região é atendida basicamente por uma LT 69 kV, partindo da SE Porto Alegre 6, e pela SE Porto Alegre 13 (230/13,8 kV). Observa-se uma grande expansão imobiliária em função da existência de áreas disponíveis, predominando a carga residencial e em um grau menor o consumo comercial.

✓ **Região Central**

O atendimento a esta região é realizado a partir das SE's Porto Alegre 6, Porto Alegre 8, Porto Alegre 9, Porto Alegre 10 e Porto Alegre 4. Esta última SE é a única responsável pelo atendimento ao sistema subterrâneo do centro da cidade, onde está localizada a administração municipal e estadual, assim como pólo financeiro do Estado do Rio Grande do Sul. Trata-se de uma região com alta densidade de carga e com pouca disponibilidade de áreas livres, verificando-se um alto crescimento vertical. O consumo comercial é predominante e o residencial também é representativo. O patamar de carga médio é o momento de maior exigência para este Sistema.



Figura 3.1 - Regiões de Estudo

3.2 O DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ATUAL

Analizamos as condições em regime normal de operação do Sistema Elétrico atual acrescido das obras já consolidadas diante do crescimento de carga previsto. As obras consolidadas de responsabilidade da CEEE-D são apresentadas no Anexo I - Obras de Expansão da CEEE-D para a Região Metropolitana, e identificadas com a Situação “Em Andamento”. As tabelas a seguir destacam os pontos de restrição.

3.2.1 TENSÃO FORA DOS LIMITES ADMITIDOS

Tabela 3.1 - Diagnóstico de Tensão - Sistema Atual

Sub-Região	Barra	Nº Barra	Tensão (p.u.)				Patamar
			2009	2010	2012	2015	
Alvorada/Viamão	BRA-69	9430	0,911	0,909	0,898	0,896	Leve
	BRA-69	9430	0,892	0,892	0,929	0,917	Média
	BRA-69	9430	0,865	0,851	0,827	0,770	Pesada
	LAT-69	9483	0,914	0,912	0,900	0,898	Leve
	LAT-69	9483	0,893	0,893	0,930	0,918	Média
	LAT-69	9483	0,866	0,852	0,828	0,771	Pesada
	VIA1-----69	9386	0,923	0,922	0,957	0,944	Média
	VIA1-----69	9386	0,895	0,881	0,857	0,799	Pesada

Os problemas verificados restringem-se a área Alvorada – Viamão em especial no atendimento de subestações particulares, Brahma e Rexan (LAT), onde já na atualidade são praticados baixos níveis de tensão em todos os patamares de

carga. Tal fato reflete o esgotamento das linhas de 69 kV existentes entre Gravataí 2 e Porto Alegre 6 para o suprimento adequado da região.

3.2.2 SOBRECARGA EM COMPONENTES

✓ *Linhas de Transmissão 230 KV*

Não foram verificadas sobrecargas nas linhas 230 KV no período de análise.

✓ *Transformadores 230/69 kV*

Tabela 3.2 – Diagnóstico Sobrecarga – Transformadores 230/69 kV

Sub-Região	Nome da barra De	Nome da barra Para	TR	Patamar	Carregamento (%)				Nominal (MVA)
					2009	2010	2012	2015	
Central, Sul e Alvorada/Viamão	PAL6---230	PAL6-TA--000	1	Média	109	118	111	132	83
	PAL6---230	PAL6-TA--000	1	Pesada	101	117	123	144	83
	PAL6---230	PAL6-TB--000	2	Média	109	118	111	132	83
	PAL6---230	PAL6-TB--000	2	Pesada	101	117	123	144	83
Central	PAL10--230	PAL10----069	1	Média	64,2	68,8	99,1	118	83
	PAL10--230	PAL10----069	1	Pesada	89,5	92,2	102	117	83
	PAL10--230	PAL10----069	2	Média	64,2	68,8	99,1	118	83
	PAL10--230	PAL10----069	2	Pesada	89,5	92,2	102	117	83

Já em 2009 são previstas sobrecargas nos dois transformadores 230/69 KV – 83 MVA da SE Porto Alegre 6, envolvidos no atendimento das três áreas em estudo. Posteriormente em 2012 também é prevista sobrecarga nos transformadores da SE Porto Alegre 10.

✓ **Transformações para média tensão****Tabela 3.3 - Diagnóstico Sobrecarga – Transformadores para Média Tensão**

Sub-Região	Nome da barra De	Nome da barra Para	TR	Patamar	Carregamento (%)				Nominal (MVA)
					2009	2010	2012	2015	
Alvorada / Viamão	ALV-----69	ALV-1-23	1	Média	97,5	81,2	90,2	106	42
	ALV-----69	ALV-1-23	1	Pesada	127	107	118	138	42
	VIA1----69	VIA1-1-23	1	Média	80,1	84,6	90,6	106	25
	VIA1----69	VIA1-1-23	1	Pesada	120	128	148	186	25
	VIA1----69	VIA1-2-23	2	Média	80	84,7	91,4	108	25
	VIA1----69	VIA1-2-23	2	Pesada	120	129	147	186	25
	VIA2-69	VIA2-1-23	1	Pesada	112	119	132	154	25
	PAL16---69	PAL16-1-13	1	Média	90,4	95	87,2	100	42
	PAL16---69	PAL16-1-13	1	Pesada	110	116	107	122	42
Central	PAL4--230	PAL4-2-13	1	Média	86,7	90,8	101	118	50
	PAL4-----230	PAL4-4-13	1	Média	101	96,9	106	122	50
	PAL4-----230	PAL4-4-13	1	Pesada	90,2	87,7	95,2	109	50
	PAL4-----230	PAL4-6-13	1	Média	104	108	119	146	50
	PAL6-----230	PAL6-----013	1	Pesada	101	106	103	117	50
	PAL10-----230	PAL10-----013	1	Média	109	114	124	144	50
	PAL10-----230	PAL10-----013	1	Pesada	109	114	124	143	50
	PAL1-A-----69	PAL1-1-13	1	Média	79,8	101	105	120	42
	PAL2-----69	PAL2-1-13	1	Média	91,4	88,1	96,2	109	17
	PAL2-----69	PAL2-2-13	1	Média	93,8	90,4	98,8	112	17
	PAL2-----69	PAL2-3-13	1	Média	99,3	103	113	129	50
	PAL3-----69	PAL3-2-13	1	Média	139	146	157	181	19
	PAL3-----69	PAL3-2-13	1	Pesada	141	148	162	185	19
	PAL5-----69	PAL5-1-13	1	Média	113	105	112	127	25
	PAL5-----69	PAL5-1-13	1	Pesada	100	94	102	115	25
	PAL5-----69	PAL5-2-13	2	Média	124	117	125	143	25
	PAL5-----69	PAL5-2-13	2	Pesada	107	94,6	103	117	25
	PAL7--69	PAL7--2--13	2	Média	--	102	113	130	50
	PAL8-----69	PAL8-1-13	1	Média	98,1	103	96,1	110	60
	PAL8-----69	PAL8-1-13	1	Pesada	107	111	104	119	60
	PAL12-----69	PAL12-1-13	1	Média	97,9	103	113	136	50
	PAL12-----	PAL12-1-13	1	Pesada	99,6	105	116	130	50

	69								
Sul	PAL13---- 230	PAL13-1-13	1	Pesada	105	84,4	87,7	105	50
	PAL13---- 230	PAL13-2-13	1	Pesada	75,7	82,5	93,6	102	50
	PAL14----- 69	PAL14-1-13	1	Pesada	94,6	107	118	135	42

São verificadas várias situações de sobrecarga de transformadores para média tensão, que são resolvidas, na sua maioria, pelas obras propostas no Plano de Obras da Sub-Transmissão. Os demais casos deverão ser solucionados através do conjunto de obras a serem recomendadas no presente estudo.

✓ **Linhas de Subtransmissão 69 KV****Tabela 3.4- Diagnóstico Sobrecarga – Linhas 69 kV**

Sub-Região	Nome da barra De	Nome da barra Para	Nº Circ.	Patamar	Carregamento (%)				Nominal (MVA)
					2009	2010	2012	2015	
Alvorada / Viamão	GRA2-----069	ENT802B(VIA)	1	Pesada	104	111	125	155	69
	D_VIA1-----69	VIA1-----69	1	Pesada	111	119	136	172	54
	ENT802B(VIA)	D_VIA1-----69	1	Média	96,3	101	106	121	54
	ENT802B(VIA)	D_VIA1-----69	1	Pesada	133	142	160	198	54
	ENT836(ALV)	ALV-----69	1	Pesada	98,7	83	92	108	54
Central	ENT856(FRP)	PAL2-----69	1	Média	110	106	118	136	54
	ENT974	PAL2-----69	1	Média	103	99,3	111	128	54
	PAL10-----069	PAL5-----69	1	Média	111	104	111	127	52
	PAL10-----069	PAL5-----69	1	Pesada	97,8	89,6	97,5	110	52
	PAL8-----69	PAL1-A-----69	1	Média	112	141	147	168	30
	PAL8-----69	PAL1-A-----69	1	Pesada	76,7	86,9	95,3	110	30
	PAL9-----069	ENT856(FRP)	1	Média	117	113	125	142	54
	PAL9-----069	ENT856(FRP)	1	Pesada	88,1	83,4	90,6	102	54
	PAL9-----069	ENT974	1	Média	113	109	122	139	54
Sul	PAL6-----069	PAL14-----69	1	Média	78,4	98,5	108	125	54
	PAL6-----069	PAL14-----69	1	Pesada	104	131	144	165	54

Para regularização das situações apresentadas é fundamental a implantação de novos pontos de rebaixamento para 69 KV e respectivas linhas nesta tensão para atendimento de subestações existentes ou novas. Ressalta-se também neste caso o esgotamento das linhas de 69 kV existentes entre Gravataí 2 e Porto Alegre 6 para o suprimento adequado da região.

4 Alternativas para Atendimento

Para proposição das alternativas de atendimento à região em estudo, consideraram-se as restrições na Rede Básica, basicamente esgotamento de capacidade das transformações 230/69 KV. Também foram verificadas as restrições no Sistema de Distribuição/Sub-transmissão, previstas com o crescimento da carga. Bem como consideradas as necessidades de ampliações ou novos pontos de rebaixamento para média tensão determinadas em estudos específicos, geradas em função de indicadores técnicos e regulatórios da distribuição. Destacando que além das obras de responsabilidade da CEEE-D, Anexo I - Obras de Expansão da CEEE-D para a Região Metropolitana, foram identificadas as necessidades e consideradas em todas as alternativas os reforços nas transformações para média tensão das SEs PAL 10 (ampliação 230/13,8 kV) e Viamão 3 (230/23 kV), sendo estas de responsabilidade da Transmissora.

4.1 ALTERNATIVA A

O atendimento da região central de Porto Alegre receberá o suporte de uma nova subestação Porto Alegre 12 230/69 kV, sendo esta atendida através do seccionamento da LT GRA2-PAL10 230 kV por meio de uma LT subterrânea. Na subestação Porto Alegre 8 será implantado o terceiro transformador 230/69 kV para atender ao critério N-1, e assim podendo também atender a nova subestação de distribuição Aeroporto 69/13,8 kV. Na subestação Porto Alegre 10 será implantado o 2º TR 230/13,8 kV afim de atender ao crescimento da demanda local.

Em um segundo momento propôs-se a implantação da subestação Porto Alegre 1 230/69 kV e a implantação de duas linhas subterrâneas em 230 kV, configurando-se um anel entre as subestações Porto Alegre 8, Porto Alegre 1 e Porto Alegre 12.

Com estas duas subestações em 230 kV, será possível atender as subestações de distribuição Porto Alegre 5 e a nova subestação Floresta 69/13,8 kV, através da construção de uma linha subterrânea em 69 kV partindo da Porto Alegre 12 e fechando o anel na Porto Alegre 1. Com a subestação Porto Alegre 5 não sendo mais atendida pela subestação Porto Alegre 10, consegue-se atender a nova subestação de distribuição Menino Deus 69/13,8 kV por esta subestação.

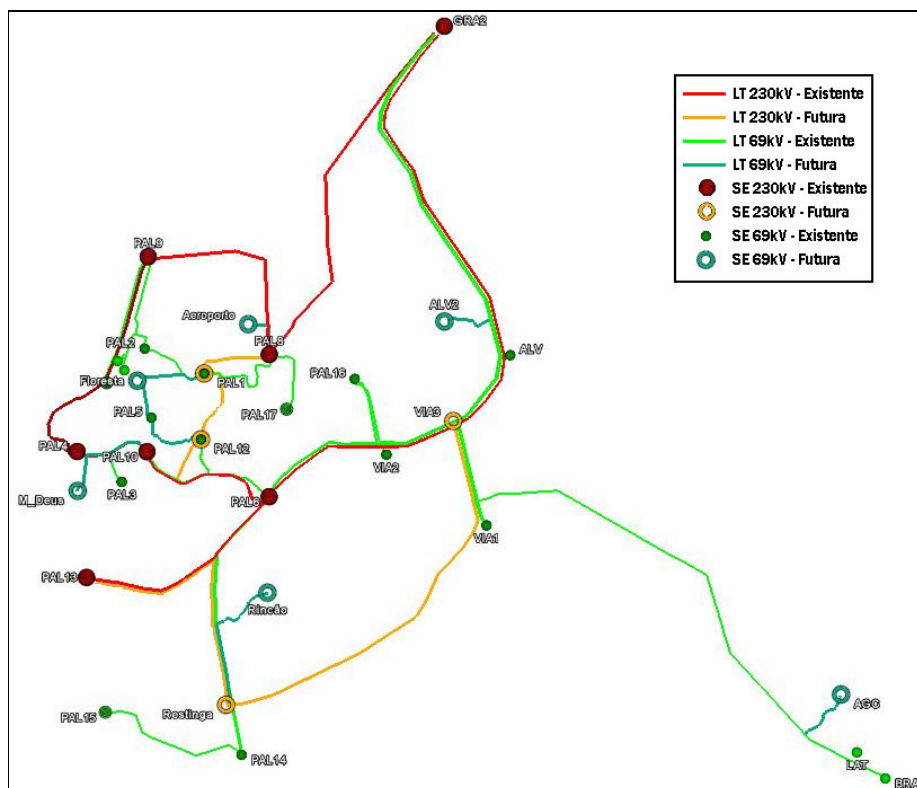
Para a Região Alvorada e Viamão, será necessária a implantação da subestação Viamão 3 230/69/23 kV. Tal obra irá proporcionar a redução do carregamento da subestação Porto Alegre 6 230/69 kV, assim como eliminar os críticos problemas de tensão e sobrecarga das LT's 69 KV GRA2-PAL6, permitindo a operação em anel do sistema de 69 KV.

Em relação a Região Sul em função do esgotamento da linha de 69 KV que tem origem na SE Porto Alegre 6, seja por sobrecarga na linha como pelos baixos níveis de tensão nas subestações Porto Alegre 14 e Porto Alegre 15, deverá ser construída uma nova subestação nas proximidades da Porto Alegre 14, denominada subestação Restinga 230/69 kV. Será implantado anel de 230 KV Viamão 3 – Restinga – Porto Alegre 13, proporcionando, além do suprimento da nova SE Restinga, atender ao critério N-1 para a SE Porto Alegre 13.

A tabela e o diagrama apresentados a seguir resumem a alternativa.

Tabela 4.1 - Obras Rede Básica - Alternativa A

Obra	Ano Necessidade	Justificativa
SE Viamão 3	2012	Sobrecarga na SE PAL 6, baixo nível de tensão nas barras de 69 KV da região e possibilitar operação em anel das linhas de 69 kV
SE Restinga e LTs 230 KV	2012	Sobrecarga na LT 69 KV PAL 6 PAL 14/PAL 15 , atender critério N-1 na PAL 13
SE PAL 12 e LTs 230 KV	2012	Sobrecarga na SE PAL 10 e sobrecarga nas linhas de 69 KV da Região Central
SE PAL 8 terceiro TR 230/69 KV	2012	Atendimento critério N-1
SE PAL 10 230/13,8 kV ampliação	2012	Sobrecargas transformações para média tensão PAL 5 e PAL 10
SE PAL1 230/69 KV e LTs 230 KV	2015	Sobrecarga nas transformações 230/69 KV Região Central
SE PAL 12 230/69 kV terceiro TR	2017	Atendimento de critério N-1
SE Viamão 3	2018	Atendimento carga local, eliminar sobrecarga nas transformações para média tensão da Região Alvorada/Viamão

**Figura 4.1 - Diagrama esquemático da Alternativa A**

4.2 ALTERNATIVA B

O atendimento da região central de Porto Alegre receberá o suporte de uma nova subestação Porto Alegre 2 230/69 kV, suprida através do seccionamento da LT subterrânea PAL9-PAL4 230kV. Desta forma será possível atender as subestações de distribuição Floresta 69/13,8 kV e Porto Alegre 5, através da construção de uma linha subterrânea em 69 kV partindo da subestação Porto Alegre 2 e fechando o anel na Porto Alegre 10.

Posteriormente ainda nesta região, propôs-se a implantação da subestação Menino Deus 230/69/13,8 kV, atendida pelo seccionamento da LT subterrânea PAL2-PAL4 230kV.

Na subestação Porto Alegre 8 será implantado o terceiro transformador 230/69 kV para atender ao critério N-1, e assim podendo também atender a nova subestação de distribuição Aeroporto 69/13,8 kV. Na subestação Porto Alegre 10 será implantado o 2º TR 230/13,8 kV afim de atender ao crescimento da demanda local.

Para as Regiões Alvorada e Viamão e Sul, foram consideradas as mesmas soluções propostas na Alternativa A.

A tabela e o diagrama apresentados a seguir resumem a alternativa.

Tabela 4.2 - Obras Rede Básica - Alternativa B

Obra	Ano Necessidade	Justificativa
SE Viamão 3	2012	Sobrecarga na SE PAL 6, baixo nível de tensão nas barras de 69 KV da região e possibilitar operação em anel das linhas de 69 kv
SE Restinga e LTs 230 KV	2012	Sobrecarga na LT 69 KV PAL 6 PAL 14/Pal 15 , atender critério N-1 na PAL 13
SE PAL 2 e LT 230 KV	2012	Sobrecarga na SE PAL 10 e sobrecarga nas linhas de 69 KV da Região Central
SE PAL 8 terceiro TR 230/69 KV	2012	Atendimento critério N-1
SE PAL 10 230/13,8 kV ampliação	2012	Sobrecargas transformações para média tensão PAL 5 e PAL 10
SE Menino Deus 230/69 KV, 230/13,8 kV e LTs 230 KV	2015	Sobrecarga nas transformações 230/69 KV e linhas 69 kv da Região Central e SE PAL 4 230/13,8 kv
SE Pal 2 TR 230/13,8 kV	2016	Atendimento carga local, eliminar sobrecarga nas transformações para média tensão da Região Central
SE Viamão 3	2018	Atendimento carga local, eliminar sobrecarga nas transformações para média tensão da Região Alvorada/Viamão

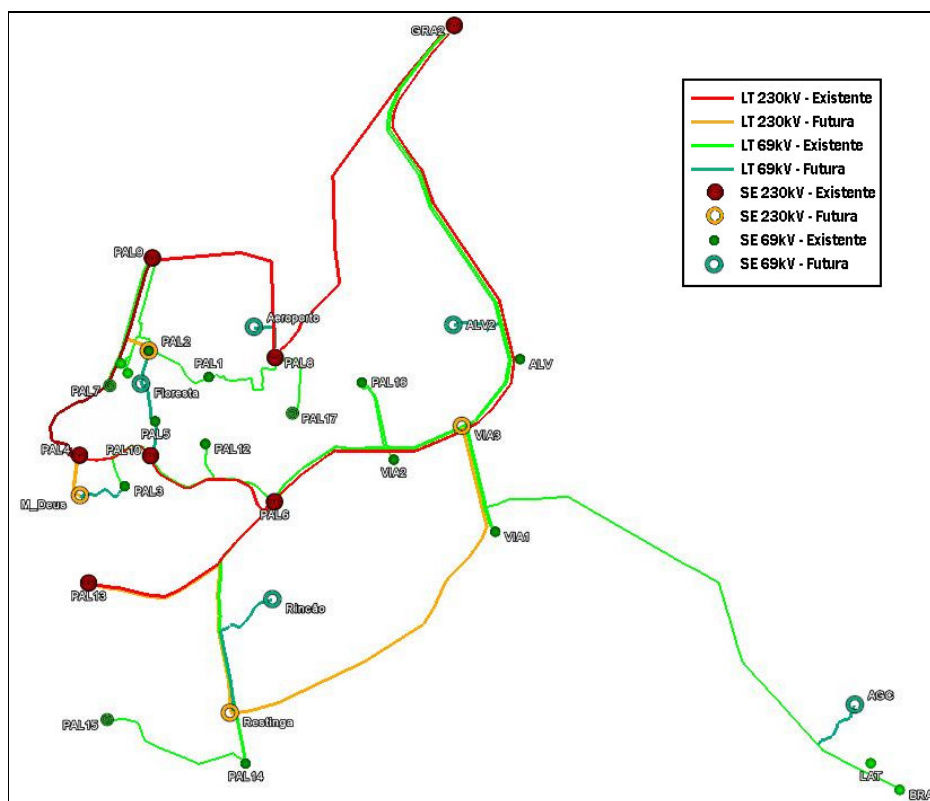


Figura 4.2 - Diagrama esquemático da Alternativa B

4.3 ALTERNATIVA C

Esta alternativa originou-se da alternativa A.

A proposta inicial seria de apenas alterar o traçado da LT PAL9-PAL8 230 kV, passando por dentro da cidade em circuito subterrâneo, e sendo seccionada na Porto Alegre 1 230 kV. Desta forma não seria necessário a construção da interligação em 230 kV entre as subestações Porto Alegre 1 e Porto Alegre 12, conforme proposto na alternativa A.

As demais obras a serem implantadas nesta alternativa seguem o proposto na alternativa A.

Esta alternativa foi abandonada uma vez que o traçado da LT PAL9-PAL8 230 kV não poderia ser alterado e nem modificado o seu padrão de construção (de aéreo para subterrâneo) por esta linha já estar em fase de leilão pela ANEEL.

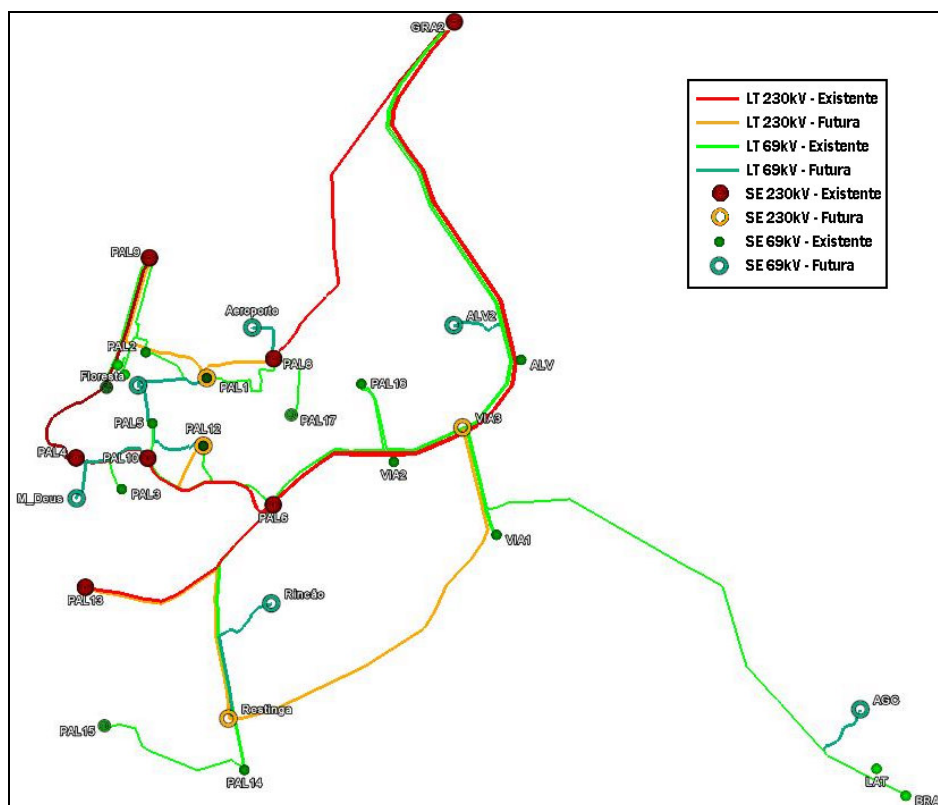


Figura 4.3 - Diagrama esquemático da Alternativa C

4.4 ALTERNATIVA D

Esta alternativa originou-se da alternativa B.

A proposta inicial seria de alterar o traçado da LT PAL9-PAL8 230 kV, passando esta por dentro da cidade em circuito subterrâneo, e sendo seccionada na Porto Alegre 2 230 kV. Desta forma a subestação Porto Alegre 2 não estaria mais seccionando a LT PAL9-PAL4 230 kV como proposto na alternativa B.

As demais obras a serem implantadas nesta alternativa seguem o proposto na alternativa B.

Esta alternativa foi abandonada uma vez que o traçado da LT PAL9-PAL8 230 kV não poderia ser alterado e nem modificado o seu padrão de construção (de aéreo para subterrâneo) por esta linha já estar em fase de leilão pela ANEEL.

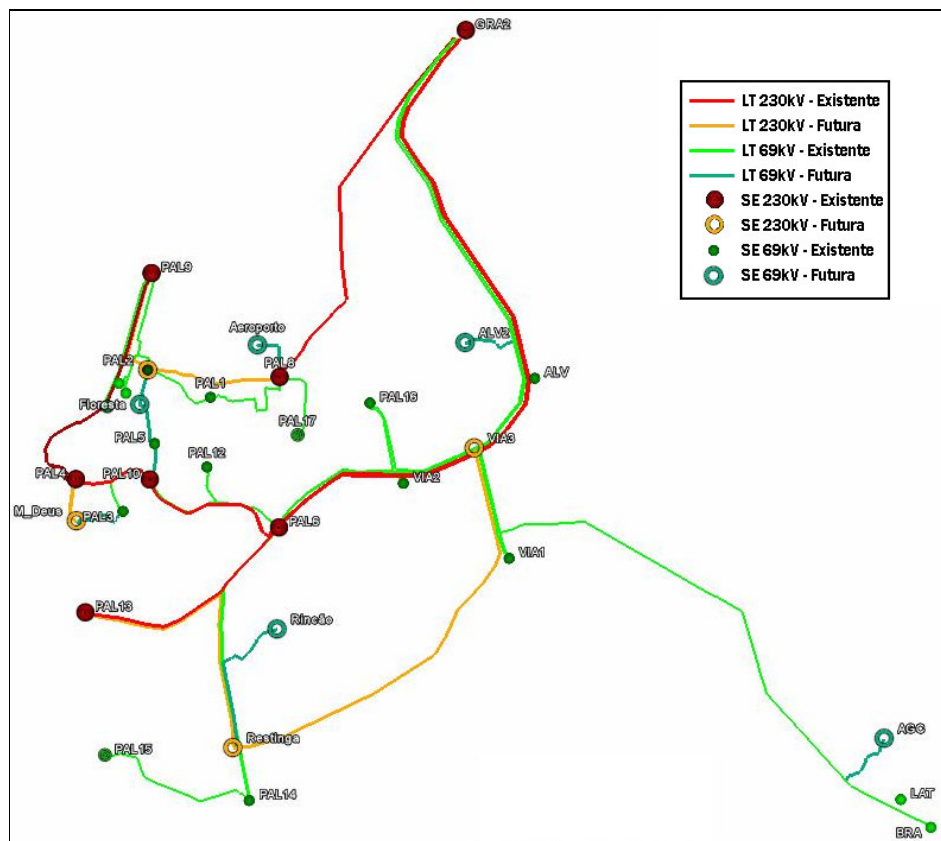


Figura 4.4 - Diagrama esquemático da Alternativa D

5 COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

Efetivamente procedemos a avaliação econômica das alternativas A e B.

5.1 VALORAÇÃO DOS INVESTIMENTOS

Procedeu-se na valoração das obras necessárias em cada uma das alternativas com base nos critérios descritos neste trabalho. No Anexo IV – Detalhamento dos Investimentos das Alternativas, são apresentados os orçamentos detalhados das alternativas em avaliação.

Com uma taxa de retorno de 11 %, conforme critério apurou-se o valor presente dos investimentos, apresentados na Tabela 5.1,

Tabela 5.1 - Valor Presente - Equipamentos e Instalações

Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A	PAL 12 e PAL 1 230 kV	310.150,91	7,4%	2º
B	PAL 2 e Menino Deus 230 kV	288.687,55	0,0%	1º

A Tabela 5.2 apresenta o valor dos rendimentos necessários dos investimentos trazidos a valor presente, para cada alternativa.

Tabela 5.2 - Rendimentos Necessários - Equipamentos e Instalações

Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A	PAL 12 e PAL 1 230 kV	124.336,11	3,6%	2º
B	PAL 2 e Menino Deus 230 kV	120.034,55	0,0%	1º

5.2 PERDAS

As perdas foram calculadas para o sistema elétrico do RS ao longo do período de estudo e trazidas a valor presente conforme taxa definida.

A Tabela 5.3 apresenta o somatório do valor presente das perdas e a diferença de custos entre as alternativas que é o valor que efetivamente deve ser levado em consideração na comparação econômica.

Tabela 5.3 - Perdas dentro do Horizonte

Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	Diferencial	Ordem
A	PAL 12 e PAL 1 230 kV	1.414.450,36	-	1º
B	PAL 2 e Menino Deus 230 kV	1.417.852,79	3.402,44	2º

5.3 CUSTO TOTAL

Somando-se os itens rendimentos necessários relativos aos investimentos das alternativas e perdas, chegamos aos custos totais das alternativas.

Tabela 5.4 - Rendimentos Necessários - Custos Totais

Alternativa	Descrição	Custos (R\$ x 1000)	(%)	Ordem
A	PAL 12 e PAL 1 230 kV	124.336,11	0,7%	2º
B	PAL 2 e Menino Deus 230 kV	123.436,99	0,0%	1º

6 Conclusões

Analisando-se os resultados apresentados na tabela dos custos totais das alternativas, conclui-se pelo critério adotado para a análise econômica que as alternativas estão empatadas, pois a diferença relativa a favor da alternativa B é insignificante.

Desta forma, diante de alternativas equivalentes tanto sob visão econômica como técnica, devemos observar outros aspectos na tentativa de obter um diferencial favorável a uma das alternativas.

Neste sentido realizamos a avaliação a seguir descrita, tentando avaliar o desempenho das alternativas diante uma contingência múltipla, já que na avaliação anterior observamos apenas contingências simples.

✓ **Síntese da ocorrência**

Desarmes simultâneos de três LTs 230 KV GRA 2 PAL 6, circuitos 1, 2 e 3, ocorrido no dia 11/04/07 às 12:47 h, carga interrompida na região em análise 410 MW.

✓ **Avaliação para o ano de 2012**

Com as obras previstas nas alternativas não se observam problemas de tensão. Quanto à superação de capacidade de componentes em emergência verificamos os problemas sintetizados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Contingência Múltipla - Superação Capacidade de Emergência (%) – 2012

Linhas		Circuito	Alt A	Alt B
PAL9---RS230	PAL4---RS230	1	113,9	--
GRAVT2-RS230	PAL10--RS230	1	--	102,4
PAL9---RS230	PAL2---RS230	1	--	120,7

Para as configurações previstas em 2012 o desempenho das alternativas é equivalente.

✓ **Avaliação para o ano de 2015**

Ano em que são implementadas outras obras na rede Básica.

Na alternativa B algumas barras apresentariam níveis de tensão críticos, enquanto que na alternativa A não se verificam problemas de tensão.

Tabela 6.2 – Contingência Múltipla – Tensão Inadequada (p.u.) – 2015

Barra	Alt A	Alt B
PAL13----230	ok	0,89
VIAMAO3--230	ok	0,89
RESTIN-RS230	ok	0,89

Em relação a superação de capacidade de componente, também a alternativa A se mostra mais robusta.

Tabela 6.3 – Contingência Múltipla - Superação Capacidade de Emergência (%) – 2015

Linhas		Circuito	Alt A	Alt B
GRAVATA2-230	PAL10----230	1	--	128,7
PAL2-----69	POAFLO-RS069	1	--	128,2
DPA12ARS0230	PAL10----230	1	108,8	--

Mesmo tratando-se de análise expedita, podemos afirmar que a adoção da Alternativa A, onde efetivamente é implantado um segundo anel em 230 KV na região central de Porto Alegre introduz um grau maior de confiabilidade no atendimento das cargas.

Além do aspecto descrito anteriormente, podemos acrescentar:

- A alternativa A considera a possibilidade de utilização de áreas disponíveis em subestações existentes para implantação de Setores de 230 KV compactos, enquanto que na alternativa B haveria necessidade de aquisição de um terreno para uma nova SE em área urbana densamente povoada e com alto valor de mercado;
- A alternativa A apresenta menos perda, o que é bastante favorável diante da tendência de elevação dos custos de energia.

7 ANÁLISE DE CURTO CIRCUITO

O conhecimento dos níveis de curto-circuito previstos nas instalações é importante para a avaliação dos custos de equipamentos na expansão do sistema elétrico. Com este objetivo analisamos e apresentamos os níveis de curto-circuito atuais e os níveis previstos no final do horizonte do estudo (2018), tomando por base as obras propostas no estudo.

Com o resultado é possível avaliar a necessidade de troca dos equipamentos com capacidade de curto-circuito superado e o dimensionamento das novas instalações.

O curto-circuito atual foi simulado no caso-base de curto-prazo, utilizado pela operação da sub-transmissão. O curto-circuito futuro, 2018, foi simulado a partir do caso-base da EPE com horizonte de 2015 e acrescidas as alterações propostas.

Nos setores 230 kV foram considerados todos os transformadores de potência em paralelo. Também as barras de média tensão (23kV e 13,8kV) foram preferencialmente consideradas fechadas.

No Anexo II – Curtos Monofásicos e Trifásicos para a Alternativa A, são apresentados os valores de corrente calculadas para curtos monofásicos e trifásicos, destacando que não foram verificadas diferenças significativas nos resultados adotando-se uma ou outra alternativa.

No Anexo III – Superação de Equipamentos - Curto-Circuito, são relacionados os equipamentos superados em relação a corrente de curto-circuito no final do horizonte de estudo, após implementadas todas as obras propostas na Alternativa A.

8 Recomendações

Diante dos aspectos relatados nas conclusões, recomendamos a adoção da alternativa A para a expansão do sistema elétrico de atendimento à região metropolitana de Porto Alegre, pois embora seja economicamente equivalente a alternativa B, mostra-se bem mais robusta diante de contingências múltiplas, fato esse relevante principalmente em se tratando do atendimento da capital do Estado do Rio Grande do Sul.

Ressaltamos, em função do descrito no item “2.5 Critérios de Planejamento da Expansão” deste documento, a necessidade de implantação de linhas de transmissão subterrâneas e a utilização de instalações compactas para as subestações localizadas na região central de Porto Alegre.

Na Figura 8.1 é mostrada a configuração futura do sistema elétrico. A seguir, na Tabela 8.1, é relacionada a relação de obras recomendadas por este estudo.

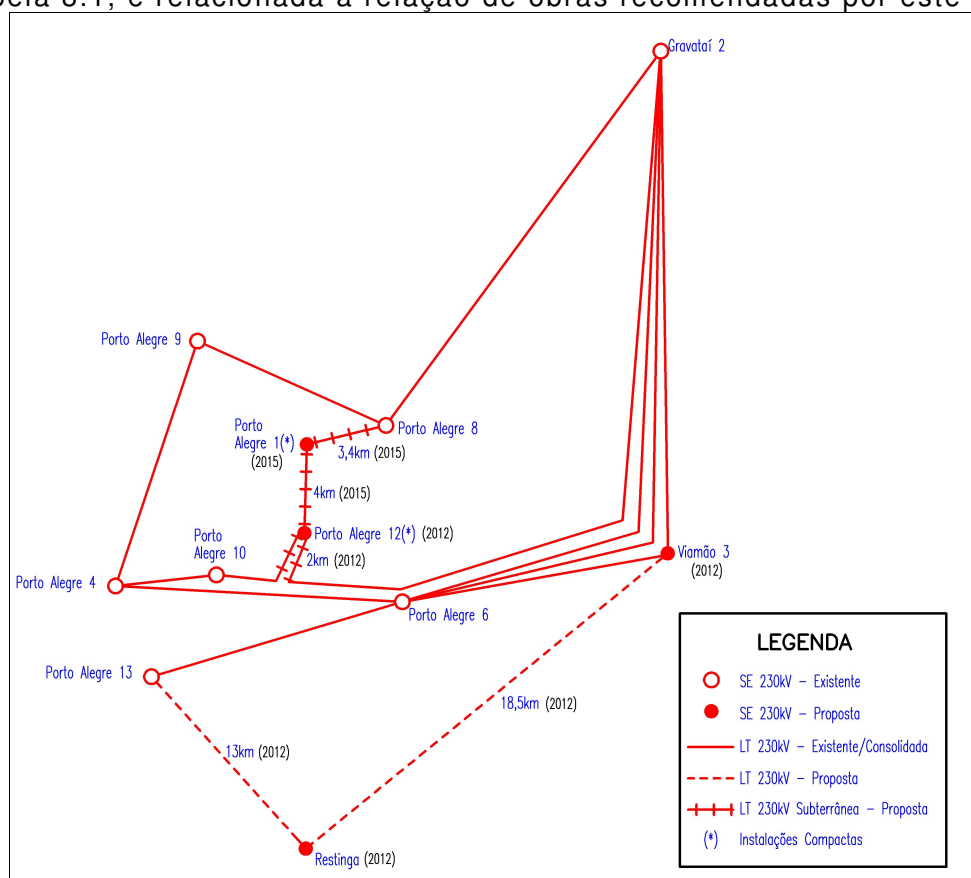


Figura 8.1 - Diagrama Alternativa Vencedora

Tabela 8.1- Relação de Obras da Rede Básica – Alternativa Vencedora

Obra	Ano	Descrição
Nova SE Viamão 3 230/69 kV - 3x83 MVA 230/23 kV - 1x50 MVA	2012	3 TRs 230/69 kV - 83 MVA
		3 ELs 230 kV
		6 ELs 69 kV
	2018	1 TR 230/13,8 kV - 50 MVA

		8 ELs 23 kV
	futuro	2 ELs 230 kV 2 ELs 69 kV
Nova SE Restinga 230/69 kV - 3x83 MVA	2012	2 TRs 230/69 kV - 83 MVA 2 ELs 230 kV 4 ELs 69 kV
	futuro	2 ELs 230 kV 2 ELs 69 kV
Adequação Porto Alegre 13	2012	2 ELs 230 kV
Seccionamento LT 230 kV GRA2-PAL6 para Viamão 3	2012	CD, cabo 715 MCM, 2 km
Nova LT 230 kV Viamão 3- Restinga	2012	CS, cabo 715 MCM, 18,5 km
Nova LT 230 kV Restinga-Porto Alegre 13	2012	CS, cabo 715 MCM, 7 km Complementação 2o circuito, cabo 715 MCM, 6 km
Nova SE Porto Alegre 12 230/69 kV - 3x83 MVA (Compacta)	2012	2 TRs 230/69 kV - 83 MVA 2 ELs 230 kV 3 ELs 69 kV
	2015	1 EL 230 kV
	2017	1 TR 230/69 kV - 83 MVA
	futuro	2 ELs 69 kV
Nova LT 230 kV - Derivação Subterrânea Porto Alegre 12	2012	CD Subterrâneo, 2 km
Ampliação SE Porto Alegre 10	2012	1 TR 230/13,8 kV - 50 MVA 10 ELs 13,8 kV
	2015	1 EL 69 kV
Ampliação SE Porto Alegre 8	2012	1 TR 230/69 kV - 83 MVA
	2015	1 EL 230 kV
Nova SE Porto Alegre 1 230/69 kV - 3x83 MVA (Compacta)	2012 2015	3 TRs 230/69 kV - 83 MVA 2 ELs 230 kV 1 ELs 69 kV
	futuro	1 ELs 230 kV 2 ELs 69 kV
Nova LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1	2015	CS Subterrâneo, 3,4 km
Nova LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1	2015	CS Subterrâneo, 4 km

O detalhamento da alternativa vencedora – Alternativa A – pode ser verificado no Anexo IV – Detalhamento dos Investimentos das Alternativas.

9 Anexos

ANEXO I - OBRAS DE EXPANSÃO DA CEEE-D PARA A REGIÃO METROPOLITANA

Obra	Ano	Situação
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 3	2009	Em andamento
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 12	2009	Em andamento
NOVA SE PORTO ALEGRE 15	2010	Em andamento
AMPLIAÇÃO SE - VIAMÃO 2	2010	Em andamento
LT 69 KV RAMAL PORTO ALEGRE 15	2010	Em andamento
NOVA SE - PORTO ALEGRE 7	2011	Em andamento
NOVA SE - PORTO ALEGRE 17	2011	Em andamento
LINHA DE TRANSMISSÃO 69 KV PORTO ALEGRE 9 PORTO ALEGRE 7	2011	Em andamento
LINHA DE TRANSMISSÃO 69 KV PORTO ALEGRE 8 PORTO ALEGRE 17	2011	Em andamento
NOVA SE - ALVORADA 2	2012	Planejada
LT 69KV RAMAL ALVORADA 2	2012	Planejada
NOVA SE - FLORESTA (COMPACTA)	2012	Planejada
ADEQUAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 5	2012	Planejada
LT 69 KV PORTO ALEGRE 12 - PORTO ALEGRE 5 (SUBTERRÂNEA)	2012	Planejada
LT 69 KV PORTO ALEGRE 5 - FLORESTA (SUBTERRÂNEA)	2012	Planejada
LINHA DE TRANSMISSÃO 69 KV VIAMÃO 3 - ÁGUAS CLARAS	2012	Planejada
NOVA SE - ÁGUAS CLARAS	2012	Planejada
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 7	2012	Planejada
NOVA SE - RINCÃO	2013	Planejada
LT 69KV - RAMAL RINCÃO	2013	Planejada
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 14	2015	Planejada
LT 69KV PORTO ALEGRE 1 - FLORESTA (SUBTERRÂNEA)	2015	Planejada
ADEQUAÇÃO SE FLORESTA	2015	Planejada
NOVA SE - MENINO DEUS (COMPACTA)	2015	Planejada
LT 69KV PORTO ALEGRE 10 - MENINO DEUS	2015	Planejada
NOVA SE - AEROPORTO POA	2015	Planejada
LT 69KV ALBARUS - AEROPORTO POA	2015	Planejada
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 17	2016	Planejada
ADEQUAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 16	2016	Planejada
LT 69KV PORTO ALEGRE 16 - PORTO ALEGRE 17	2016	Planejada
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 2	2016	Planejada
AMPLIAÇÃO SE - PORTO ALEGRE 5	2016	Planejada

ANEXO II – CURTOS MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS PARA A ALTERNATIVA A

Curto-circuito		Trifásico(kA)		Monofásico(kA)	
Nome da Barra	kV	2009	2018	2009	2018
SE Aeroporto	69	-	14	-	12
SE Aguas Claras	69	-	3	-	3
SE Aguas Claras	23	-	4	-	5
SE Albarus 1	69	10	19	11	21
SE Alvorada	69	4	14	4	13
SE Alvorada	23	6	9	8	12
SE Alvorada	23	4	5	6	7
SE Alvorada 2	69	-	10	-	9
SE Alvorada 2	23	-	9	-	12
SE Alvorada 2	23	-	9	-	12
SE Brahma	69	1	3	1	2
SE Farrapos	69	5	17	6	15
SE Floresta	69	-	25	-	30
SE Floresta	13,8	-	14	-	18
SE Gerdau	69	5	14	5	12
SE Gravataí 2	230	20	32	24	39
SE Gravataí 2	69	13	22	17	26
SE Latasa	69	1	3	1	2
SE Maltaria Navegantes	69	5	14	5	12
SE Nova Santa Rita	230	18	32	19	36
SE PUC	69	11	18	12	16
SE Porto Alegre 1	230	-	21	-	20
SE Porto Alegre 1	69	6	29	6	36
SE Porto Alegre 1	69	4	29	5	36
SE Porto Alegre 1	13,8	11	15	15	20
SE Porto Alegre 1	13,8	10	19	14	23
SE Porto Alegre 10	230	10	19	10	19
SE Porto Alegre 10	69	12	21	16	25
SE Porto Alegre 10	13,8	15	15	20	20
SE Porto Alegre 12	230	-	20	-	20
SE Porto Alegre 12	69	9	29	9	32
SE Porto Alegre 12	13,8	12	14	15	18
SE Porto Alegre 12	13,8	-	14	-	18
SE Porto Alegre 13	230	9	13	8	11
SE Porto Alegre 13	13,8	14	14	20	20
SE Porto Alegre 13	13,8	14	14	19	19
SE Porto Alegre 14	69	4	9	5	10
SE Porto Alegre 14	13,8	9	12	13	16
SE Porto Alegre 14	13,8	7	8	9	11
SE Porto Alegre 15	69	-	7	-	7
SE Porto Alegre 15	13,8	-	13	-	17
SE Porto Alegre 15	13,8	-	13	-	17
SE Porto Alegre 16	69	5	12	5	10
SE Porto Alegre 16	13,8	11	14	14	18

SE Porto Alegre 17	69	-	9	-	9
SE Porto Alegre 17	13,8	-	18	-	24
SE Porto Alegre 17	13,8	-	18	-	24
SE Porto Alegre 2	69	5	20	6	19
SE Porto Alegre 2	13,8	9	12	11	14
SE Porto Alegre 2	13,8	9	12	11	14
SE Porto Alegre 2	13,8	10	13	12	16
SE Porto Alegre 3	69	8	11	8	11
SE Porto Alegre 3	13,8	10	12	11	16
SE Porto Alegre 3	13,8	10	6	11	7
SE Porto Alegre 4	230	10	20	10	20
SE Porto Alegre 4	13,8	12	12	16	16
SE Porto Alegre 4	13,8	12	12	16	16
SE Porto Alegre 4	13,8	12	12	16	16
SE Porto Alegre 4	13,8	12	12	16	16
SE Porto Alegre 4	13,8	15	12	20	16
SE Porto Alegre 5	69	10	25	11	30
SE Porto Alegre 5	13,8	17	21	23	29
SE Porto Alegre 5	13,8	17	21	23	29
SE Porto Alegre 6	230	13	19	12	20
SE Porto Alegre 6	69	13	29	17	32
SE Porto Alegre 6	13,8	15	15	20	20
SE Porto Alegre 7	69	-	11	-	12
SE Porto Alegre 7	13,8	-	12	-	16
SE Porto Alegre 7	13,8	-	12	-	16
SE Porto Alegre 7	13,8	-	12	-	16
SE Porto Alegre 8	230	9	25	8	23
SE Porto Alegre 8	69	11	23	13	29
SE Porto Alegre 8	13,8	14	16	20	22
SE Porto Alegre 9	230	13	25	12	25
SE Porto Alegre 9	69	6	20	7	24
SE Porto Alegre 9	13,8	14	15	18	18
SE Restinga	230	-	11	-	10
SE Restinga	69	-	13	-	16
SE Rincão	69	-	6	-	6
SE Rincão	13,8	-	8	-	10
SE Viamão 1	69	3	11	3	9
SE Viamão 1	23	5	9	7	12
SE Viamão 1	23	5	9	7	12
SE Viamão 2	69	7	18	6	15
SE Viamão 2	23	5	10	7	13
SE Viamão 2	23	-	10	-	13
SE Viamão 3	230	-	17	-	16
SE Viamão 3	69	-	23	-	28
SE Vonpar	69	9	13	8	10

ANEXO III – SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS - CURTO-CIRCUITO

Superação de Equipamentos em 2018 – Alternativa A			
Subestação	kV	Módulo	Superação
SE Porto Alegre 1	69	IB	114,3%
SE Porto Alegre 1	69	EL (LT PAL8)	114,3%
SE Porto Alegre 1	69	CT (TR-1)	114,3%
SE Porto Alegre 1	69	EL (LT PAL2)	114,3%
SE Porto Alegre 1	69	CT (TR-2)	180,0%
SE Porto Alegre 1	13,8	EL (AL-111)	115,0%
SE Porto Alegre 1	13,8	EL (AL-18)	115,0%
SE Porto Alegre 1	13,8	EL (AL-19)	115,0%
SE Porto Alegre 12	69	CT (TR-1)	101,6%
SE Porto Alegre 12	69	CT (TR-2)	101,6%
SE Porto Alegre 2	69	IB	200,0%
SE Porto Alegre 2	69	EL (LT PAL9 C1)	133,3%
SE Porto Alegre 2	69	EL (LT PAL9 C2)	133,3%
SE Porto Alegre 2	69	CT (TR-1)	200,0%
SE Porto Alegre 2	69	CT (TR-2)	200,0%
SE Porto Alegre 2	13,8	IB (BC-1)	116,7%
SE Porto Alegre 5	69	CT (TR-1)	230,8%
SE Porto Alegre 5	69	CT (TR-2)	230,8%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-55)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-56)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-57)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-58)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	CT (TR-1)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-51)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-52)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-53)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	EL (AL-54)	116,0%
SE Porto Alegre 5	13,8	CT (TR-2)	116,0%
SE Porto Alegre 6	69	EL (LT PAL14)	101,6%
SE Porto Alegre 6	69	CT (TR-3)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	EL (LT VIA2)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	EL (LT PAL16)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	EL (LT PAL10 C2)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	CT (TR-1)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	CT (TR-2)	141,6%
SE Porto Alegre 6	69	EL (LT PAL10 C1)	101,6%
SE Porto Alegre 9	69	EL (LT BIA)	120,0%
SE Porto Alegre 9	69	EL (LT PAL2 C2)	120,0%
SE Viamão 2	23	EL (AL-1)	144,0%
SE Viamão 2	23	EL (AL-2)	144,0%
SE Viamão 2	23	EL (AL-3)	144,0%
SE Viamão 2	23	EL (AL-4)	144,0%
SE Viamão 2	23	EL (IB)	144,0%

ANEXO IV – DETALHAMENTO DOS INVESTIMENTOS DAS ALTERNATIVAS

Alternativa A

Implantação de obras para a Região Metropolitana de Porto Alegre

Custo da Alternativa A - R\$ x 1000

Data Referência:	2009
Data Horizonte-1º Truncamento:	2018
Data Horizonte-2º Truncamento:	2038

Vida Útil:	30 anos
Taxa de Atualização:	11,00% a.a.

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2018	RN-2037
SE Porto Alegre 12 230/69 kV *				74.283	54.315	8.544	26.430	53.030
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1,0	23.383,09	23.383,09	17.097,51	2.689,63	8.319,92	16.692,91
TR 230/69 83 MVA	jan/12	2	7.972,34	15.944,68	11.658,61	1.834,03	5.673,27	11.382,72
CT 230 kV BD	jan/12	2	5.495,40	10.990,80	8.036,38	1.264,21	3.910,63	7.846,20
CT 69 kV BPT	jan/12	2	1.249,50	2.499,01	1.827,25	287,45	889,17	1.784,01
EL 230 kV BD	jan/12	2	6.594,81	13.189,63	9.644,14	1.517,13	4.692,99	9.415,92
IB 230 kV BD	jan/12	1	3.602,94	3.602,94	2.634,44	414,43	1.281,96	2.572,10
EL 69 kV BPT	jan/12	3	1.319,34	3.958,01	2.894,06	455,27	1.408,30	2.825,57
IB 69 kV BPT	jan/12	1	714,60	714,60	522,51	82,20	254,26	510,15
LT 230 kV Ramal Porto Alegre 12				13.889	10.155	1.598	4.942	9.915
LT 230 kV , subterrâneo CD	jan/12	2,0	6.944,44	13.888,89	10.155,44	1.597,56	4.941,80	9.915,11
SE Porto Alegre 10 230/13,8 kV ampliação				5.769	4.218	664	2.053	4.119
TR 230/13,8 T 50 MVA	jan/12	1	2.162,44	2.162,44	1.581,16	248,73	769,42	1.543,74
CT 13,8 kV BPT	jan/12	1	308,80	308,80	225,79	35,52	109,87	220,45
EL 13,8 kV BPT	jan/12	10	270,36	2.703,59	1.976,85	310,98	961,96	1.930,06
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	231,10	231,10	168,98	26,58	82,23	164,98
Banco Capacitor	jan/12	2	181,62	363,23	265,59	41,78	129,24	259,31
SE Porto Alegre 8 230/69 kV terceiro TR				7.359	5.381	846	2.618	5.253
TR 230/69 83 MVA	jan/12	1	3.986,17	3.986,17	2.914,65	458,51	1.418,32	2.845,68
CT 230 kV BD	jan/12	1	2.747,70	2.747,70	2.009,09	316,05	977,66	1.961,55
CT 69 kV BPT	jan/12	1	624,75	624,75	456,81	71,86	222,29	446,00
SE Viamão 3 230/69 kV				49.776	36.396	5.726	17.711	35.535
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1	11.691,54	11.691,54	8.548,76	1.344,82	4.159,96	8.346,45
TR 230/69 83 MVA	jan/12	3	3.986,17	11.958,51	8.743,96	1.375,52	4.254,95	8.537,04
CT 230 kV BD	jan/12	3	2.747,70	8.243,10	6.027,28	948,16	2.932,97	5.884,65
CT 69 kV BPT	jan/12	3	624,75	1.874,25	1.370,44	215,59	666,88	1.338,01
EL 230 kV BD	jan/12	3	3.297,41	9.892,22	7.233,11	1.137,85	3.519,74	7.061,94
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
EL 69 kV BPT	jan/12	6	659,67	3.958,01	2.894,06	455,27	1.408,30	2.825,57
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07
SE Restinga 230/69 kV				37.801	27.640	4.348	13.450	26.986
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1	11.691,54	11.691,54	8.548,76	1.344,82	4.159,96	8.346,45
TR 230/69 83 MVA	jan/12	2	3.986,17	7.972,34	5.829,31	917,02	2.836,63	5.691,36
CT 230 kV BD	jan/12	2	2.747,70	5.495,40	4.018,19	632,11	1.955,31	3.923,10
CT 69 kV BPT	jan/12	2	624,75	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
EL 230 kV BD	jan/12	2	3.297,41	6.594,81	4.822,07	758,57	2.346,50	4.707,96
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
EL 69 kV BPT	jan/12	4	659,67	2.638,67	1.929,37	303,51	938,86	1.883,72
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2018	RN-2037
SE Porto Alegre 13 módulos de linha				8.396	6.139	966	2.987	5.994
EL 230 kV BD	jan/12	2	3.297,41	6.594,81	4.822,07	758,57	2.346,50	4.707,96
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
LT 230kV Seccionamento Viamão 3 GRA2 PAL 6				876	640	101	312	625
LT 230 kV, cabo 715 MCM, CD	jan/12	2	437,82	875,64	640,26	100,72	311,56	625,11
LT 230 kV Viamão 3 - Restinga				4.851	3.547	558	1.726	3.463
LT 230kV, cabo 715MCM, CS	jan/12	18,5	262,21	4.850,89	3.546,93	557,97	1.725,99	3.462,99
LT 230 kV Restinga - Porto Alegre 13				2.446	1.788	281	870	1.746
LT 230kV, cabo 715MCM, CS	jan/12	7,0	262,21	1.835,47	1.342,08	211,12	653,08	1.310,32
6km só cabo em estrutura existen	jan/12	6,0	101,72	610,32	446,26	70,20	217,16	435,70
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				205.445,47	150.219,96	23.631,28	73.099,42	146.665,08
SE Floresta 69/13,8 kV 50 MVA *				17.187	12.567	1.977	6.115	12.270
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1	3.265,66	3.265,66	2.387,82	375,63	1.161,95	2.331,32
TR 69/13,8 T 25 MVA	jan/12	2	1.438,32	2.876,64	2.103,37	330,88	1.023,53	2.053,60
CT 69 kV BPT	jan/12	2	1.249,50	2.499,01	1.827,25	287,45	889,17	1.784,01
IB 69 kV BPT	jan/12	1	714,60	714,60	522,51	82,20	254,26	510,15
CT 13,8 kV BPT	jan/12	2	617,61	1.235,21	903,18	142,08	439,50	881,80
EL13,8 kV BPT	jan/12	10	540,72	5.407,19	3.953,69	621,96	1.923,93	3.860,13
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	462,20	462,20	337,95	53,16	164,45	329,96
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	363,23	726,46	531,18	83,56	258,48	518,61
SE Porto Alegre 5 módulos de linha 69 kV				1.677	1.226	193	597	1.197
EL 69 kV BPT	jan/12	2	659,67	1.319,34	964,69	151,76	469,43	941,86
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07
LT 69 kV Porto Alegre 12 Porto Alegre 5 subterrânea				5.760	4.212	663	2.049	4.112
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ² CS	jan/12	3,2	1.800,00	5.760,00	4.211,66	662,54	2.049,46	4.112,00
LT 69 kV Porto Alegre 5 Floresta subterrânea				3.780	2.764	435	1.345	2.698
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ² CS	jan/12	2,1	1.800,00	3.780,00	2.763,90	434,79	1.344,96	2.698,50
SE Alvorada 2 69/23 kV				11.817	8.640	1.359	4.205	8.436
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1	1.193,64	1.193,64	872,78	137,30	424,71	852,13
TR 69/23 kV 25 MVA	jan/12	2	1.208,19	2.416,38	1.766,84	277,94	859,77	1.725,03
CT 69 kV BPT	jan/12	2	624,75	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
EL 69 kV BPT	jan/12	2	659,67	1.319,34	964,69	151,76	469,43	941,86
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07
CT 23 kV BPT	jan/12	2	468,93	937,87	685,76	107,88	333,70	669,53
EL23 kV BPT	jan/12	8	461,46	3.691,68	2.699,32	424,63	1.313,53	2.635,44
IB 23 kV BPT	jan/12	1	287,84	287,84	210,46	33,11	102,42	205,48
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	181,62	363,23	265,59	41,78	129,24	259,31
LT 69 kV Ramal Alvorada 2				625	457	72	222	446
LT 69 kV CD 477 MCM	jan/12	2,4	260,39	624,94	456,95	71,88	222,36	446,13
SE Águas Claras 69/23 kV				5.342	3.906	614	1.901	3.814
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1	1.193,64	1.193,64	872,78	137,30	424,71	852,13
TR 69/23 kV 25 MVA	jan/12	1	1.208,19	1.208,19	883,42	138,97	429,89	862,51
CT 69 kV BPT	jan/12	1	624,75	624,75	456,81	71,86	222,29	446,00
EL23 kV BPT	jan/12	4	461,46	1.845,84	1.349,66	212,32	656,77	1.317,72
IB 23 kV BPT	jan/12	1	287,84	287,84	210,46	33,11	102,42	205,48
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	1	181,62	181,62	132,80	20,89	64,62	129,65

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2018	RN-2037
LT 69 kV Águas Claras				3.201	2.341	368	1.139	2.285
LT 69 kV CS 450 CAL	jan/12	21,7	147,52	3.201,18	2.340,68	368,21	1.139,01	2.285,29
SE Porto Alegre 7 ampliação*				10.083	7.373	1.160	3.588	7.198
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/12	1	1.620,40	1.620,40	1.184,82	186,39	576,55	1.156,78
CT 69 kV BPT	jan/12	1	1.249,50	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
CT 13,8 kV BPT	jan/12	1	617,61	617,61	451,59	71,04	219,75	440,90
EL13,8 kV BPT	jan/12	10	540,72	5.407,19	3.953,69	621,96	1.923,93	3.860,13
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	462,20	462,20	337,95	53,16	164,45	329,96
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	363,23	726,46	531,18	83,56	258,48	518,61
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				59.471,74	43.485,22	6.840,71	21.160,60	42.456,17
SE Rincão 69/13,8 kV				4.572	3.012	526	1.280	2.918
Módulo Geral 69 kV	jan/13	1	1.193,64	1.193,64	786,29	137,30	334,27	761,68
TR 69/13,8 kV 25 MVA	jan/13	1	719,16	719,16	473,73	82,72	201,39	458,91
CT 69 kV BPT	jan/13	1	624,75	624,75	411,54	71,86	174,95	398,67
EL13,8 kV BPT	jan/13	6	270,36	1.622,16	1.068,56	186,59	454,27	1.035,13
IB 13,8 kV BPT	jan/13	1	231,10	231,10	152,23	26,58	64,72	147,47
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/13	1	181,62	181,62	119,64	20,89	50,86	115,89
LT 69 kV Ramal Rincão				1.006	663	116	282	642
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/13	6,3	159,64	1.005,73	662,51	115,68	281,64	641,78
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				5.578,16	3.674,50	641,63	1.562,10	3.559,52
SE Porto Alegre 1 230/69 kV *				86.361	46.172	9.934	12.978	43.903
Módulo Geral 230 kV	jan/15	1,0	23.383,09	23.383,09	12.501,55	2.689,63	3.514,03	11.887,01
TR 230/69 83 MVA	jan/15	3	7.972,34	23.917,02	12.787,02	2.751,05	3.594,27	12.158,44
CT 230 kV BD	jan/15	3	5.495,40	16.486,19	8.814,19	1.896,32	2.477,56	8.380,91
CT 69 kV BPT	jan/15	3	1.249,50	3.748,51	2.004,11	431,17	563,33	1.905,59
EL 230 kV BD	jan/15	2	6.594,81	13.189,63	7.051,71	1.517,13	1.982,15	6.705,07
IB 230 kV BD	jan/15	1	3.602,94	3.602,94	1.926,28	414,43	541,45	1.831,59
EL 69 kV BPT	jan/15	1	1.319,34	1.319,34	705,37	151,76	198,27	670,70
IB 69 kV BPT	jan/15	1	714,60	714,60	382,06	82,20	107,39	363,28
SE Porto Alegre 12 230/69 kV *				6.595	3.526	759	991	3.353
EL 230 kV BD	jan/15	1	6.594,81	6.594,81	3.525,86	758,57	991,07	3.352,54
SE Porto Alegre 8 230/69 kV				3.297	1.763	379	496	1.676
EL 230 kV BD	jan/15	1	3.297,41	3.297,41	1.762,93	379,28	495,54	1.676,27
LT 230 kV Porto Alegre 8 - Porto Alegre 1				17.000	9.089	1.955	2.555	8.642
LT 230 kV subterrâneo CS	jan/15	3,4	5.000,00	17.000,00	9.088,89	1.955,42	2.554,77	8.642,11
LT 230 kV Porto Alegre 12 - Porto Alegre 1				20.000	10.693	2.300	3.006	10.167
LT 230 kV subterrâneo CS	jan/15	4	5.000,00	20.000,00	10.692,82	2.300,49	3.005,62	10.167,19
SE Porto Alegre 10 EL SE Menino Deus				660	353	76	99	335
EL 69 kV BPT	jan/15	1	659,67	659,67	352,69	75,88	99,14	335,35
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				133.253,54	71.242,78	15.327,43	20.025,44	67.740,70
LT 69 kV Porto Alegre 1 Floresta subterrânea				5.760	3.080	663	866	2.928
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ² CS	jan/15	3,2	1.800,00	5.760,00	3.079,53	662,54	865,62	2.928,15

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2018	RN-2037
SE Floresta 69/13,8 kV 50 MVA *								
EL 69 kV BPT	jan/15	2	1.319,34	2.638,67	1.410,74	303,51	396,54	1.341,39
SE Aeroporto 69/13,8 kV								
				6.922	3.701	796	1.040	3.519
Módulo Geral 69 kV	jan/15	1	1.193,64	1.193,64	638,17	137,30	179,38	606,80
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/15	1	1.438,32	1.438,32	768,98	165,44	216,15	731,18
CT 69 kV BPT	jan/15	1	624,75	624,75	334,02	71,86	93,89	317,60
CT 13,8 kV BPT	jan/15	1	308,80	308,80	165,10	35,52	46,41	156,98
EL13,8 kV BPT	jan/15	10	270,36	2.703,59	1.445,45	310,98	406,30	1.374,40
IB 13,8 kV BPT	jan/15	1	231,10	231,10	123,55	26,58	34,73	117,48
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/15	1	421,29	421,29	225,24	48,46	63,31	214,17
LT 69 kV Albarus Aeroporto								
				255	137	29	38	130
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/15	1,6	159,64	255,42	136,56	29,38	38,39	129,85
SE Menino Deus 69/13,8 kV *								
				13.843	7.401	1.592	2.080	7.037
Módulo Geral 69 kV	jan/15	1	2.387,29	2.387,29	1.276,34	274,60	358,76	1.213,60
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/15	1	2.876,64	2.876,64	1.537,97	330,88	432,30	1.462,37
CT 69 kV BPT	jan/15	1	1.249,50	1.249,50	668,04	143,72	187,78	635,20
CT 13,8 kV BPT	jan/15	1	617,61	617,61	330,20	71,04	92,81	313,97
EL13,8 kV BPT	jan/15	10	540,72	5.407,19	2.890,90	621,96	812,60	2.748,80
IB 13,8 kV BPT	jan/15	1	462,20	462,20	247,11	53,16	69,46	234,96
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/15	1	842,59	842,59	450,48	96,92	126,62	428,34
LT 69 kV Ramal Menino Deus								
				415	222	48	62	211
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/15	2,6	159,64	415,06	221,91	47,74	62,38	211,00
SE Porto Alegre 14 ampliação								
				6.268	3.351	721	942	3.186
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/15	1	1.438,32	1.438,32	768,98	165,44	216,15	731,18
CT 69 kV BPT	jan/15	1	624,75	624,75	334,02	71,86	93,89	317,60
CT 13,8 kV BPT	jan/15	2	308,80	617,61	330,20	71,04	92,81	313,97
EL13,8 kV BPT	jan/15	10	270,36	2.703,59	1.445,45	310,98	406,30	1.374,40
IB 13,8 kV BPT	jan/15	2	231,10	462,20	247,11	53,16	69,46	234,96
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/15	1	421,29	421,29	225,24	48,46	63,31	214,17
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES								
				36.101,43	19.301,30	4.152,55	5.425,35	18.352,50
SE Porto Alegre 2 ampliação								
				6.268	3.019	721	595	2.839
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	1.438,32	1.438,32	692,78	165,44	136,47	651,50
CT 69 kV BPT	jan/16	1	624,75	624,75	300,92	71,86	59,28	282,99
CT 13,8 kV BPT	jan/16	2	308,80	617,61	297,48	71,04	58,60	279,75
EL13,8 kV BPT	jan/16	10	270,36	2.703,59	1.302,21	310,98	256,51	1.224,61
IB 13,8 kV BPT	jan/16	2	231,10	462,20	222,62	53,16	43,85	209,36
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/16	1	421,29	421,29	202,92	48,46	39,97	190,83
SE Porto Alegre 5 ampliação								
				10.248	4.936	1.179	972	4.642
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	1.438,32	1.438,32	692,78	165,44	136,47	651,50
CT 69 kV BPT	jan/16	2	624,75	1.249,50	601,83	143,72	118,55	565,97
CT 13,8 kV BPT	jan/16	2	308,80	617,61	297,48	71,04	58,60	279,75
EL13,8 kV BPT	jan/16	20	270,36	5.407,19	2.604,42	621,96	513,02	2.449,22
IB 13,8 kV BPT	jan/16	3	231,10	693,30	333,93	79,75	65,78	314,03
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/16	2	421,29	842,59	405,84	96,92	79,94	381,66
SE Porto Alegre 17 ampliação								
				6.078	2.927	699	577	2.753
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	1.438,32	1.438,32	692,78	165,44	136,47	651,50
CT 69 kV BPT	jan/16	1	624,75	624,75	300,92	71,86	59,28	282,99
CT 13,8 kV BPT	jan/16	1	308,80	308,80	148,74	35,52	29,30	139,87
EL 69 kV BPT	jan/16	1	659,67	659,67	317,73	75,88	62,59	298,80
EL13,8 kV BPT	jan/16	8	270,36	2.162,88	1.041,77	248,78	205,21	979,69
IB 13,8 kV BPT	jan/16	2	231,10	462,20	222,62	53,16	43,85	209,36
Banco Capacitor 7,2 Mvar	jan/16	1	421,29	421,29	202,92	48,46	39,97	190,83

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2018	RN-2037
SE Porto Alegre 16				1.017	490	117	96	461
EL 69 kV BPT	jan/16	1	659,67	659,67	317,73	75,88	62,59	298,80
IB 69 kV BPT	jan/16	1	357,30	357,30	172,10	41,10	33,90	161,84
LT 69 kV Porto Alegre 16 - Porto Alegre 17				655	315	75	62	296
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/16	4,1	159,64	654,52	315,26	75,29	62,10	296,47
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				24.265,66	11.687,76	2.791,15	2.302,28	10.991,30
SE Porto Alegre 12 230/69 kV terceiro TR *				14.717	6.386	1.693	662	5.932
TR 230/69 83 MVA	jan/17	1	7.972,34	7.972,34	3.459,41	917,02	358,48	3.213,21
CT 230 kV BD	jan/17	1	5.495,40	5.495,40	2.384,60	632,11	247,11	2.214,89
CT 69 kV BPT	jan/17	1	1.249,50	1.249,50	542,19	143,72	56,19	503,61
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				14.717,24	6.386,20	1.692,84	661,77	5.931,71
SE Viamão 3 230/23 kV				9.722	3.800	1.118	0	3.481
TR 230/23 50 MVA	jan/18	1	2.162,44	2.162,44	845,35	248,73	-	774,32
CT 230 kV BD	jan/18	1	2.747,70	2.747,70	1.074,14	316,05	-	983,89
CT 23 kV BPT	jan/18	1	468,93	468,93	183,32	53,94	-	167,92
EL23 kV BPT	jan/18	8	461,46	3.691,68	1.443,17	424,63	-	1.321,91
IB 23 kV BPT	jan/18	1	287,84	287,84	112,52	33,11	-	103,07
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/18	2	181,62	363,23	142,00	41,78	-	130,07
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				9.721,82	3.800,50	1.118,25	-	3.481,18
CUSTO TOTAL				489.214,72	310.150,91	56.271,73	124.336,11	299.513,50

*Subestações Compactas.

Alternativa B

Implantação de obras para a Região Metropolitana de Porto Alegre

Custo da Alternativa B - R\$ x 1000

Data Referência:	2009	Vida Útil:	30	anos
Data Horizonte-1º Truncamento:	2018	Taxa de Atualização:	11,00%	a.a.
Data Horizonte-2º Truncamento:	2038			

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2017	RN-2037
SE Porto Alegre 2 230/69 kV*				86.361	63.147	9.934	30.728	61.652
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1,0	23.383,09	23.383,09	17.097,51	2.689,63	8.319,92	16.692,91
TR 230/69 83 MVA	jan/12	3	7.972,34	23.917,02	17.487,92	2.751,05	8.509,90	17.074,08
CT 230 kV BD	jan/12	3	5.495,40	16.486,19	12.054,56	1.896,32	5.865,94	11.769,30
CT 69 kV BPT	jan/12	3	1.249,50	3.748,51	2.740,88	431,17	1.333,75	2.676,02
EL 230 kV BD	jan/12	2	6.594,81	13.189,63	9.644,14	1.517,13	4.692,99	9.415,92
IB 230 kV BD	jan/12	1	3.602,94	3.602,94	2.634,44	414,43	1.281,96	2.572,10
EL 69 kV BPT	jan/12	1	1.319,34	1.319,34	964,69	151,76	469,43	941,86
IB 69 kV BPT	jan/12	1	714,60	714,60	522,51	82,20	254,26	510,15
LT 230 kV Ramal Porto Alegre 2				9.028	6.601	1.038	3.212	6.445
LT 230 kV , subterrâneo CD	jan/12	1,3	6.944,44	9.027,78	6.601,03	1.038,42	3.212,17	6.444,82
SE Porto Alegre 10 230/13,8 kV ampliação				5.769	4.218	664	2.053	4.119
TR 230/13,8 T 50 MVA	jan/12	1	2.162,44	2.162,44	1.581,16	248,73	769,42	1.543,74
CT 13,8 kV BPT	jan/12	1	308,80	308,80	225,79	35,52	109,87	220,45
EL 13,8 kV BPT	jan/12	10	270,36	2.703,59	1.976,85	310,98	961,96	1.930,06
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	231,10	231,10	168,98	26,58	82,23	164,98
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	181,62	363,23	265,59	41,78	129,24	259,31
SE Porto Alegre 8 230/69 kV terceiro TR				7.359	5.381	846	2.618	5.253
TR 230/69 83 MVA	jan/12	1	3.986,17	3.986,17	2.914,65	458,51	1.418,32	2.845,68
CT 230 kV BD	jan/12	1	2.747,70	2.747,70	2.009,09	316,05	977,66	1.961,55
CT 69 kV BPT	jan/12	1	624,75	624,75	456,81	71,86	222,29	446,00
SE Viamão 3 230/69 kV				49.776	36.396	5.726	17.711	35.535
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1	11.691,54	11.691,54	8.548,76	1.344,82	4.159,96	8.346,45
TR 230/69 83 MVA	jan/12	3	3.986,17	11.958,51	8.743,96	1.375,52	4.254,95	8.537,04
CT 230 kV BD	jan/12	3	2.747,70	8.243,10	6.027,28	948,16	2.932,97	5.884,65
CT 69 kV BPT	jan/12	3	624,75	1.874,25	1.370,44	215,59	666,88	1.338,01
EL 230 kV BD	jan/12	3	3.297,41	9.892,22	7.233,11	1.137,85	3.519,74	7.061,94
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
EL 69 kV BPT	jan/12	6	659,67	3.958,01	2.894,06	455,27	1.408,30	2.825,57
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07
SE Restinga 230/69 kV				37.801	27.640	4.348	13.450	26.986
Módulo Geral 230 kV	jan/12	1	11.691,54	11.691,54	8.548,76	1.344,82	4.159,96	8.346,45
TR 230/69 83 MVA	jan/12	2	3.986,17	7.972,34	5.829,31	917,02	2.836,63	5.691,36
CT 230 kV BD	jan/12	2	2.747,70	5.495,40	4.018,19	632,11	1.955,31	3.923,10
CT 69 kV BPT	jan/12	2	624,75	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
EL 230 kV BD	jan/12	2	3.297,41	6.594,81	4.822,07	758,57	2.346,50	4.707,96
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
EL 69 kV BPT	jan/12	4	659,67	2.638,67	1.929,37	303,51	938,86	1.883,72
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2017	RN-2037
SE Porto Alegre 13 módulos de linha				8.396	6.139	966	2.987	5.994
EL 230 kV BD	jan/12	2	3.297,41	6.594,81	4.822,07	758,57	2.346,50	4.707,96
IB 230 kV BD	jan/12	1	1.801,47	1.801,47	1.317,22	207,21	640,98	1.286,05
LT 230kV Seccionamento Viamão 3 GRA2 PAL 6				876	640	101	312	625
LT 230 kV, cabo 715 MCM, CE	jan/12	2	437,82	875,64	640,26	100,72	311,56	625,11
LT 230 kV Viamão 3 - Restinga				4.851	3.547	558	1.726	3.463
LT 230kV, cabo 715MCM, CS	jan/12	18,5	262,21	4.850,89	3.546,93	557,97	1.725,99	3.462,99
LT 230 kV Restinga - Porto Alegre 13				2.446	1.788	281	870	1.746
LT 230kV, cabo 715MCM, CS	jan/12	7,0	262,21	1.835,47	1.342,08	211,12	653,08	1.310,32
6km só cabo em estrutura exis	jan/12	6,0	101,72	610,32	446,26	70,20	217,16	435,70
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				212.662,93	155.497,30	24.461,47	75.667,46	151.817,53
SE Floresta 69/13,8 kV 50 MVA *				19.826	14.496	2.280	7.054	14.153
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1,0	3.265,66	3.265,66	2.387,82	375,63	1.161,95	2.331,32
TR 69/13,8 T 25 MVA	jan/12	2	1.438,32	2.876,64	2.103,37	330,88	1.023,53	2.053,60
EL 69 kV BPT	jan/12	2	1.319,34	2.638,67	1.929,37	303,51	938,86	1.883,72
CT 69 kV BPT	jan/12	2	1.249,50	2.499,01	1.827,25	287,45	889,17	1.784,01
IB 69 kV BPT	jan/12	1	714,60	714,60	522,51	82,20	254,26	510,15
CT 13,8 kV BPT	jan/12	2	617,61	1.235,21	903,18	142,08	439,50	881,80
EL13,8 kV BPT	jan/12	10	540,72	5.407,19	3.953,69	621,96	1.923,93	3.860,13
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	462,20	462,20	337,95	53,16	164,45	329,96
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	363,23	726,46	531,18	83,56	258,48	518,61
SE Porto Alegre 5 módulos de linha 69 kV				1.677	1.156	193	523	1.123
EL 69 kV BPT	jan/12	2	659,67	1.319,34	964,69	151,76	469,43	941,86
IB 69 kV BPT	jan/15	1	357,30	357,30	191,03	41,10	53,70	181,64
LT 69 kV Porto Alegre 2 Floresta subterrânea				2.880	2.106	331	1.025	2.056
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ²	jan/12	1,6	1.800,00	2.880,00	2.105,83	331,27	1.024,73	2.056,00
LT 69 kV Porto Alegre 5 Floresta subterrânea				3.780	2.764	435	1.345	2.698
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ²	jan/12	2,1	1.800,00	3.780,00	2.763,90	434,79	1.344,96	2.698,50
SE Alvorada 2 69/23 kV				11.817	8.640	1.359	4.205	8.436
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1	1.193,64	1.193,64	872,78	137,30	424,71	852,13
TR 69/23 kV 25 MVA	jan/12	2	1.208,19	2.416,38	1.766,84	277,94	859,77	1.725,03
CT 69 kV BPT	jan/12	2	624,75	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
EL 69 kV BPT	jan/12	2	659,67	1.319,34	964,69	151,76	469,43	941,86
IB 69 kV BPT	jan/12	1	357,30	357,30	261,26	41,10	127,13	255,07
CT 23 kV BPT	jan/12	2	468,93	937,87	685,76	107,88	333,70	669,53
EL23 kV BPT	jan/12	8	461,46	3.691,68	2.699,32	424,63	1.313,53	2.635,44
IB 23 kV BPT	jan/12	1	287,84	287,84	210,46	33,11	102,42	205,48
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	181,62	363,23	265,59	41,78	129,24	259,31
LT 69 kV Ramal Alvorada 2				625	457	72	222	446
LT 69 kV CD 477 MCM	jan/12	2,4	260,39	624,94	456,95	71,88	222,36	446,13
SE Águas Claras 69/23 kV				5.342	3.906	614	1.901	3.814
Módulo Geral 69 kV	jan/12	1	1.193,64	1.193,64	872,78	137,30	424,71	852,13
TR 69/23 kV 25 MVA	jan/12	1	1.208,19	1.208,19	883,42	138,97	429,89	862,51
CT 69 kV BPT	jan/12	1	624,75	624,75	456,81	71,86	222,29	446,00
EL23 kV BPT	jan/12	4	461,46	1.845,84	1.349,66	212,32	656,77	1.317,72
IB 23 kV BPT	jan/12	1	287,84	287,84	210,46	33,11	102,42	205,48
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	1	181,62	181,62	132,80	20,89	64,62	129,65
LT 69 kV Águas Claras				3.201	2.341	368	1.139	2.285
LT 69 kV CS 450 CAL	jan/12	21,7	147,52	3.201,18	2.340,68	368,21	1.139,01	2.285,29

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2017	RN-2037
SE Porto Alegre 7 ampliação*				10.083	7.373	1.160	3.588	7.198
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/12	1	1.620,40	1.620,40	1.184,82	186,39	576,55	1.156,78
CT 69 kV BPT	jan/12	1	1.249,50	1.249,50	913,63	143,72	444,58	892,01
CT 13,8 kV BPT	jan/12	1	617,61	617,61	451,59	71,04	219,75	440,90
EL13,8 kV BPT	jan/12	10	540,72	5.407,19	3.953,69	621,96	1.923,93	3.860,13
IB 13,8 kV BPT	jan/12	1	462,20	462,20	337,95	53,16	164,45	329,96
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/12	2	363,23	726,46	531,18	83,56	258,48	518,61
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				59.230,41	43.238,54	6.812,95	21.001,30	42.210,45
SE Rincão 69/13,8 kV				4.572	3.012	526	1.280	2.918
Módulo Geral 69 kV	jan/13	1	1.193,64	1.193,64	786,29	137,30	334,27	761,68
TR 69/13,8 kV 25 MVA	jan/13	1	719,16	719,16	473,73	82,72	201,39	458,91
CT 69 kV BPT	jan/13	1	624,75	624,75	411,54	71,86	174,95	398,67
EL13,8 kV BPT	jan/13	6	270,36	1.622,16	1.068,56	186,59	454,27	1.035,13
IB 13,8 kV BPT	jan/13	1	231,10	231,10	152,23	26,58	64,72	147,47
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/13	1	181,62	181,62	119,64	20,89	50,86	115,89
LT 69 kV Ramal Rincão				1.006	663	116	282	642
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/13	6,3	159,64	1.005,73	662,51	115,68	281,64	641,78
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				5.578,16	3.674,50	641,63	1.562,10	3.559,52
SE Menino Deus 230/69/13 kV *				93.406	49.939	10.744	14.037	47.484
Módulo Geral 230 kV	jan/15	1	29.114,42	29.114,42	15.565,76	3.348,87	4.375,34	14.800,59
TR 230/69 83 MVA	jan/15	2	7.972,34	15.944,68	8.524,68	1.834,03	2.396,18	8.105,63
TR 230/13,8 50 MVA	jan/15	1	3.784,27	3.784,27	2.023,22	435,28	568,70	1.923,77
CT 230 kV BD	jan/15	3	5.495,40	16.486,19	8.814,19	1.896,32	2.477,56	8.380,91
CT 69 kV BPT	jan/15	2	1.249,50	2.499,01	1.336,07	287,45	375,55	1.270,39
CT 13,8 kV BPT	jan/15	1	617,61	617,61	330,20	71,04	92,81	313,97
EL 230 kV BD	jan/15	2	6.594,81	13.189,63	7.051,71	1.517,13	1.982,15	6.705,07
IB 230 kV BD	jan/15	1	3.602,94	3.602,94	1.926,28	414,43	541,45	1.831,59
EL 69 kV BPT	jan/15	1	1.319,34	1.319,34	705,37	151,76	198,27	670,70
IB 69 kV BPT	jan/15	1	714,60	714,60	382,06	82,20	107,39	363,28
EL 13,8 kV BPT	jan/15	10	540,72	5.407,19	2.890,90	621,96	812,60	2.748,80
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/15	2	363,23	726,46	388,40	83,56	109,17	369,30
LT 230 kV Porto Alegre 4 - Menino Deus				13.194	7.054	1.518	1.983	6.708
LT 230 kV subterrâneo CD	jan/15	1,9	6.944,44	13.194,44	7.054,29	1.517,69	1.982,87	6.707,52
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				106.600,78	56.993,13	12.261,71	16.020,05	54.191,52
LT 69 kV Porto Alegre 10 Porto Alegre 5 subterrânea				2.880	1.540	331	433	1.464
LT 69 kV cabo XLPE 630 mm ²	jan/15	1,6	1.800,00	2.880,00	1.539,77	331,27	432,81	1.464,08
SE Aeroporto 69/13,8 kV				6.863	3.669	789	1.031	3.489
Módulo Geral 69 kV	jan/15	1	1.193,64	1.193,64	638,17	137,30	179,38	606,80
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/15	1	1.438,32	1.438,32	768,98	165,44	216,15	731,18
CT 69 kV BPT	jan/15	1	624,75	624,75	334,02	71,86	93,89	317,60
CT 13,8 kV BPT	jan/15	1	308,80	308,80	165,10	35,52	46,41	156,98
EL13,8 kV BPT	jan/15	10	270,36	2.703,59	1.445,45	310,98	406,30	1.374,40
IB 13,8 kV BPT	jan/15	1	231,10	231,10	123,55	26,58	34,73	117,48
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/15	2	181,62	363,23	194,20	41,78	54,59	184,65
LT 69 kV Albarus Aeroporto				255	137	29	38	130
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/15	1,6	159,64	255,42	136,56	29,38	38,39	129,85
LT 69 kV Menino Deus Porto Alegre 3				415	222	48	62	211
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/15	2,6	159,64	415,06	221,91	47,74	62,38	211,00

Descrição	Data	Qtde.	Custo Unitário	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN-2017	RN-2037
SE Porto Alegre 14 ampliação				6.210	3.320	714	933	3.157
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/15	1	1.438,32	1.438,32	768,98	165,44	216,15	731,18
CT 69 kV BPT	jan/15	1	624,75	624,75	334,02	71,86	93,89	317,60
CT 13,8 kV BPT	jan/15	2	308,80	617,61	330,20	71,04	92,81	313,97
EL13,8 kV BPT	jan/15	10	270,36	2.703,59	1.445,45	310,98	406,30	1.374,40
IB 13,8 kV BPT	jan/15	2	231,10	462,20	247,11	53,16	69,46	234,96
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/15	2	181,62	363,23	194,20	41,78	54,59	184,65
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				16.623,63	8.887,67	1.912,13	2.498,21	8.450,78
SE Porto Alegre 2 ampliação*				16.955	8.167	1.950	1.609	7.680
TR 230/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	3.784,27	3.784,27	1.822,72	435,28	359,04	1.714,11
CT 230 kV BPT	jan/16	1	5.495,40	5.495,40	2.646,90	632,11	521,39	2.489,18
CT 13,8 kV BPT	jan/16	1	617,61	617,61	297,48	71,04	58,60	279,75
EL13,8 kV BPT	jan/16	10	540,72	5.407,19	2.604,42	621,96	513,02	2.449,22
IB 13,8 kV BPT	jan/16	2	462,20	924,39	445,24	106,33	87,70	418,71
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/16	2	363,23	726,46	349,91	83,56	68,93	329,06
SE Porto Alegre 5 ampliação				9.769	4.725	1.124	947	4.445
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	1.438,32	1.438,32	692,78	165,44	136,47	651,50
CT 69 kV BPT	jan/16	2	624,75	1.249,50	601,83	143,72	118,55	565,97
CT 13,8 kV BPT	jan/16	2	308,80	617,61	297,48	71,04	58,60	279,75
EL13,8 kV BPT	jan/16	20	270,36	5.407,19	2.604,42	621,96	513,02	2.449,22
IB 13,8 kV BPT	jan/16	3	231,10	693,30	333,93	79,75	65,78	314,03
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/15	2	181,62	363,23	194,20	41,78	54,59	184,65
SE Porto Alegre 17 ampliação				6.020	2.900	692	571	2.727
TR 69/13,8 kV 50 MVA	jan/16	1	1.438,32	1.438,32	692,78	165,44	136,47	651,50
CT 69 kV BPT	jan/16	1	624,75	624,75	300,92	71,86	59,28	282,99
CT 13,8 kV BPT	jan/16	1	308,80	308,80	148,74	35,52	29,30	139,87
EL 69 kV BPT	jan/16	1	659,67	659,67	317,73	75,88	62,59	298,80
EL13,8 kV BPT	jan/16	8	270,36	2.162,88	1.041,77	248,78	205,21	979,69
IB 13,8 kV BPT	jan/16	2	231,10	462,20	222,62	53,16	43,85	209,36
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/16	2	181,62	363,23	174,95	41,78	34,46	164,53
SE Porto Alegre 16				1.017	490	117	96	461
EL 69 kV BPT	jan/16	1	659,67	659,67	317,73	75,88	62,59	298,80
IB 69 kV BPT	jan/16	1	357,30	357,30	172,10	41,10	33,90	161,84
LT 69 kV Porto Alegre 16 - Porto Alegre 17				655	315	75	62	296
LT 69 kV CS 477 MCM	jan/16	4,1	159,64	654,52	315,26	75,29	62,10	296,47
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				34.415,80	16.595,90	3.958,66	3.285,43	15.609,00
SE Viamão 3 230/23 kV				9.722	3.800	1.118	0	3.481
TR 230/23 50 MVA	jan/18	1	2.162,44	2.162,44	845,35	248,73	-	774,32
CT 230 kV BD	jan/18	1	2.747,70	2.747,70	1.074,14	316,05	-	983,89
CT 23 kV BPT	jan/18	1	468,93	468,93	183,32	53,94	-	167,92
EL23 kV BPT	jan/18	8	461,46	3.691,68	1.443,17	424,63	-	1.321,91
IB 23 kV BPT	jan/18	1	287,84	287,84	112,52	33,11	-	103,07
Banco Capacitor 3,6 Mvar	jan/18	2	181,62	363,23	142,00	41,78	-	130,07
CUSTO DOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES				9.721,82	3.800,50	1.118,25	-	3.481,18
CUSTO TOTAL				444.833,53	288.687,55	51.166,80	120.034,55	279.319,98

*Subestações Compactas.