



**XXIII SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GSE/16  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - VIII**

**GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO – GSE**

**CONSIDERAÇÕES SOBRE AS EXIGÊNCIAS DA ANEEL/ONS NA DEFINIÇÃO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO E DE REGIME PERMANENTE PARA DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES EM SUBESTAÇÕES DA REDE BÁSICA**

**Alexandre de Barros Arcon (\*)  
Anderson Gusmão de Lima**

**Diogo de Almeida Carmona Pereira  
João Germano Lopes Júnior**

**Patrícia Ramos de Almeida**

**ABB Ltda**

**ABB Ltda**

**ABB tda**

**RESUMO**

Nos Procedimentos de Rede do ONS e Editais dos Leilões de Transmissão da ANEEL são definidas as especificações técnicas a serem consideradas nos projetos das subestações da Rede Básica. Um dos principais *inputs* para o dimensionamento de equipamentos e instalações é a corrente de curto-circuito e de regime permanente, as quais, via de regra, são especificadas com valores superiores aos efetivamente previstos pelo planejamento de curto e longo prazo do sistema.

O propósito deste trabalho é fazer uma conceituação teórica dos principais aspectos relacionados à adoção de diferentes valores para estas correntes, mostrando as diferenças técnicas e econômicas resultantes.

**PALAVRAS-CHAVE**

Corrente de curto-circuito, corrente de regime permanente, dimensionamento de instalações e equipamentos

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Atualmente no Brasil, com o modelo do setor elétrico baseado em leilões de transmissão, no qual a licitação de linhas e subestações ocorre em regime de concessão a empresas criadas especificamente para construí-las e operá-las, houve um desvinculamento entre os padrões técnicos destas empresas e das transmissoras localizadas nas áreas de concessão. A fim de se estabelecer os requisitos técnicos mínimos a serem aplicados a todas as instalações novas da Rede Básica, foram criados os Procedimentos de Rede do ONS, composto por 25 módulos, e, mais especificamente, os Editais dos Leilões de Transmissão da ANEEL, cujos Anexos 6 definem as características técnicas particulares para o empreendimento em licitação.

Um dos principais *inputs* para o dimensionamento de equipamentos e instalações é a corrente de curto-circuito a ser considerada. As entidades envolvidas na definição destes valores para o Sistema Interligado Nacional são o ONS, que realiza os estudos com horizonte de curto prazo, e a EPE, responsável pelos estudos de longo prazo.

Independentemente dos valores obtidos nestes estudos, os Editais dos Leilões mencionam via de regra que “Os equipamentos e demais instalações devem suportar no mínimo, nos pátios de [tensão nominal] as correntes de curto-circuito simétrica e assimétrica relacionadas a seguir: [corrente de curto nominal e valor de crista da corrente suportável nominal]”. Tipicamente, o valor da corrente de curto nominal é de 40 ou 50 kA, em alguns casos podendo chegar a 63 kA. Estes valores são compatíveis com a maioria dos equipamentos de alta tensão, porém se referem a valores de suportabilidade, e não necessariamente ao desempenho sistêmico para os quais são concebidos. O próprio ONS corrobora com uma possível divergência de entendimento ao citar no item 6.4.1 do Submódulo 2.3 que “Os barramentos, a malha de terra e os equipamentos devem suportar as máximas correntes de curto-circuito, simétricas e assimétricas, definidas tanto pelos estudos de operação (PAR e PAR-DIT) quanto

pelos de longo prazo elaborados pela EPE”.

Muitas vezes, a corrente de curto máxima prevista no horizonte de curto e longo prazo é significativamente inferior à de curto nominal, sendo que em alguns casos não existe nem ao menos condições topológicas no sistema para que as correntes atinjam tal magnitude. Os equipamentos e instalações mais impactadas são:

- Pórticos (colunas e vigas): Estão sujeitos aos efeitos dinâmicos das correntes de curto, cuja magnitude é proporcional ao quadrado do pico da corrente, portanto as estruturas das subestações são fortemente afetadas pelo valor de curto considerado;
- Malha de terra: Dependendo das condições particulares do solo e do sistema, muitas vezes fica extremamente complexo dimensionar a malha de terra para atender correntes de curto tão elevadas;
- Transformadores de Corrente: Embora seja relativamente simples construir TC's com suportabilidades elevadas, muitas vezes não se encontra uma solução técnica e economicamente conveniente para que não haja saturação para correntes de elevada magnitude, especialmente em se tratando de desempenho transitório (TPX/TPY/TPZ).

Quanto à corrente nominal dos equipamentos e instalações (de regime permanente ou ciclos de curta e longa duração, que neste trabalho será designada simplesmente por corrente de regime permanente), ocorre também certas divergências de interpretação.

A alternativa de referência que ANEEL/ONS consideram nos leilões é aquela que foi originada no relatório R1 da EPE, que tem os estudos detalhados no relatório R2. Em muitos casos, todavia, as empresas responsáveis pela elaboração do relatório R4 extrapolam o escopo dos relatórios R1 e indicam futuros vãos que se quer foram indicados nos estudos de planejamento. Outro ponto é quanto ao valor a adotar para o carregamento nominal de equipamentos e instalações associados aos vãos de linha. Nos editais é pontuado que “A corrente nominal dos equipamentos de vãos de linha deve ser no mínimo igual à corrente de curta duração da respectiva linha”. Todavia, os mesmos editais estabelecem que devem ser feitos estudos de fluxo de potência nos barramentos das subestações, visando “identificar as correntes máximas em regime permanente as quais estão sujeitos os barramentos e os equipamentos das subestações, de forma a prover os subsídios necessários à determinação da corrente nominal dos equipamentos e barramentos das subestações”. Tais correntes muitas vezes são bastante inferiores à capacidade de curta e longa duração da linha de transmissão.

Estes pontos podem levar a variações significativas no dimensionamento de cabos aéreos da subestação como um todo, levando à adoção de seções bastante superiores à necessidade real, e com isto majorando os esforços estáticos nas estruturas e fundações, impactando novamente no custo da solução.

## 2.0 - DIMENSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS

A seguir serão abordados os principais aspectos teóricos de dimensionamentos em uma subestação que dependem diretamente da corrente de curto-circuito e de regime permanente. Para tanto, será utilizada uma subestação real em implementação no sistema de transmissão brasileiro, composta basicamente por duas saídas de linha em 500 kV, pátio 500 kV em arranjo disjuntor e meio (DJM), com tecnologia convencional (AIS), dois bancos trifásicos de transformadores de 750 MVA, 500-230 kV (mais fase reserva), pátio 230 kV em arranjo barra dupla a três chaves (BD3), com tecnologia híbrida (MTS) e três entradas de linha em 230 kV, oriundas de subestações coletoras de parques eólicos.

Serão avaliados dois casos para comparação técnico-econômica:

### **CASO A – Condições mais severas**

- Corrente de curto-circuito no 500 kV (trifásico/fase-terra): 50 kA
- Corrente de curto-circuito no 230 kV (trifásico/fase-terra): 40 kA
- Correntes nos barramentos: obtidas a partir dos Relatórios R4 / Anexo 6 do Edital da ANEEL

### **CASO B – Condições reais**

- Corrente de curto-circuito no 500 kV (trifásico/fase-terra): conforme estudos ONS/EPE
- Corrente de curto-circuito no 230 kV (trifásico/fase-terra): conforme estudos ONS/EPE
- Correntes nos barramentos: obtidas a partir dos Relatórios R1/R2

A Tabela 1 resume as correntes de curto-circuito a serem consideradas. As correntes de regime permanente constam da Tabela 2 (item 2.1.2).

Tabela 1 – Correntes de curto-circuito

BARRA	CASO A				CASO B			
	Trifásico		Fase-Terra		Trifásico (1)		Fase-Terra (1)	
	kA	X/R	kA	X/R	kA	X/R	kA	X/R
Barra 500 kV	50	17	50	17	8,69	16,79	11,90	18,11
Barra 230 kV	40	17	40	17	17,76	18,57	14,61	17,31

(1) Fonte: Deck atualizado com plano de obras a partir do deck do ONS versão 14/12/2012

## 2.1 Dimensionamento dos cabos dos barramentos em função da corrente de regime permanente

Para definir a seção dos cabos dos barramentos da subestação quanto a sua capacidade de condução de corrente, é necessário conhecer os carregamentos máximos em regime permanente para cada um destes trechos. Para tal, são executados estudos de fluxo de potência nos barramentos, baseados em critérios de cálculo que levam em conta a topologia da subestação (número máximo de linhas e transformadores e características destes elementos) e também os despachos máximos previstos para cada elemento do sistema.

Segundo o item do edital técnico do leilão referente ao empreendimento, Anexo 6, item 1.8, “Demonstração da conformidade dos equipamentos aos requisitos desse anexo técnico”, os requisitos de cada edital são definidos contemplando previsão real do ONS e EPE, ou seja, a subestação deve atender aos requisitos mínimos oriundos dos estudos de planejamento. A estrutura do setor hoje exige que a cada edital esses estudos sejam revistos para os novos requisitos mínimos dos novos leilões.

O cabo a ser utilizado nos barramentos da subestação deve ser definido com base em um valor localizado entre a potência do equipamento do vão e o trecho de corrente no barramento devido a uma configuração da instalação (p. ex. BD4 operando como BPT em condições degradadas).

Devido ao tipo de configuração da instalação e suas características específicas de cada empreendimento, deve ser considerado no demonstrativo de requisitos mínimos que a solução proposta para execução da subestação contemplará o que o planejamento prevê de demanda no futuro para suas diversas situações operativas.

No Caso A, o demonstrativo da conformidade dos equipamentos aos requisitos mínimos do anexo técnico quanto ao requisito de fluxo nos barramentos da subestação foi avaliado considerando as seguintes premissas:

- 1) Modelagem da subestação isolada do sistema;
- 2) Topologia da subestação seguindo a figura 3 do Anexo 6C;
- 3) Transformadores como fonte de potência despachando sua capacidade nominal;
- 4) Utilização dos vãos denominados “Futuros”, adotando como potência (carga ou geração) a capacidade da LT de maior capacidade.

Para o Caso B, são consideradas as seguintes premissas:

- 1) Modelagem da subestação isolada do sistema;
- 2) Topologia da subestação seguindo as bases do ONS (casos de referência PAR 13-15, versão 07/12/2013) e EPE (dados para estudos de planejamento da transmissão – PDE 2021 (arquivos de 22/05/12));
- 3) Observação da tendência de direção de fluxo na carga pesada para sua reprodução na modelagem isolada;
- 4) Possibilidade de uma das barras da subestação operar como barra *swing* para fechamento do fluxo de potência, com o máximo de linhas carregadas com correntes de curta duração;
- 5) Condição da subestação degradada para configuração BD4 é tornar-se BPT;
- 6) Transformadores como limitadores da exploração entre os setores da subestação considerando o critério N-1 referente à própria transformação. Os casos da EPE e ONS são utilizados para avaliação de tendência de direção do fluxo de potência, aproveitando para verificar qual a condição de carregamento imposta olhando para o cenário de carga pesada ou média, condição de maior carregamento para os transformadores, fator limitante para exploração de um setor de tensão para outro. Portanto para a exploração entre setores de uma SE impõe-se a inequação:

$$TR_1 + \dots + TR_N \leq (N - 1) \times TR_{curta\ duração}$$

A Tabela 2 mostra os resultados obtidos para ambos casos.

Tabela 2 – Correntes de regime permanente e cabos dimensionados

LOCAL	CASO A			CASO B		
	I normal (A)	I emerg (A)	Cabo (MCM)	I normal (A)	I emerg (A)	Cabo (MCM)
Barras 500 kV	4176	6208	4 x 2250	3396	3396	4 x 954
Vãos 500 kV	2473	3513	4 x 795	3355	3355	4 x 954
Barras 230 kV	4632	5648	4 x 2250	1903	1903	2 x 954
Vãos 230 kV	753	879	4 x 795	1903	1903	2 x 954

## 2.2 Dimensionamento de barramentos em função da corrente de curto-circuito

Os condutores devem ser dimensionados para suportar termicamente a passagem tanto da corrente de regime permanente quanto da de curto-circuito. Na primeira, deve-se realizar um balanço de calor, devendo o calor gerado pela passagem de corrente ser completamente dissipado pelas perdas por convecção/condução. Para a corrente de curto-circuito, a capacidade de dissipação térmica do material condutor deve ser maior que seu acúmulo de energia térmica, para que a temperatura não exceda o limite máximo do cabo. Ou seja, deve-se verificar se o tempo no qual o condutor atinge sua máxima temperatura em regime de curto é superior ao tempo de eliminação da falta. De posse destes dois critérios, define-se as seções dos cabos a serem utilizados nos barramentos, no caso as seções mostradas na Tabela 2.

Uma vez determinadas as seções, procede-se ao cálculo dos esforços que os barramentos imporão às estruturas da subestação. Definem-se dois tipos de esforços:

- **Esforços estáticos:** são definidos pelas cargas de esticamento dos cabos somadas aos esforços de vento máximo transversal aos condutores, sendo também considerados os pesos das cadeias de ancoragem e possíveis derivações conectadas ao barramento. Sendo aplicáveis, devem ser também adotadas como estáticas as cargas de gelo.
- **Esforços dinâmicos:** são causados pelos efeitos de curto-circuitos, que fazem com que a passagem repentina de uma sobrecorrente aumente significativamente a força eletromagnética atuante entre os condutores das fases adjacentes. Esses esforços são proporcionais ao quadrado da corrente de curto-circuito de pico e sua duração.

Com base nos cenários apresentados e conforme os barramentos determinados na Tabela 2, pode-se determinar os esforços nas estruturas da subestação, tanto estáticos quanto dinâmicos. Afim de padronizar o comparativo, será aplicada velocidade do vento de 110 km/h e tempo de curto-circuito de 0,5 s. Foram, assim, obtidos os esforços demonstrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Esforços calculados

Local	Vão (m)	CASO A		CASO B	
		Esforços (kgf)		Esforços (kgf)	
		Estáticos	Dinâmicos	Estáticos	Dinâmicos
Barras 500 kV	Cabos:	4 x 2250 MCM (Manaus) - 50kA		4 x 954 MCM (Magnólia) - 8,69 kA	
	68	7947	9735	4406	2661
	76	8829	10615	4829	2579
Vãos 500 kV	Cabos:	4 x 795 MCM (Tern) - 50kA		4 x 954 MCM (Magnólia) - 8,69 kA	
	87	4395	2731	5359	3207
	90,5	4546	8176	5557	3156
Barras 230 kV	Cabos:	4 x 2250 (Manaus) - 40kA		2 x 954 MCM (Magnólia) - 17,76 kA	
	16	3070	4654	1266	1381
	32	3514	5125	960	1655
Vãos 230 kV	Cabos:	4 x 795 MCM (Tern) - 40 kA		2 x 954 MCM (Magnólia) - 17,76 kA	
	41	2179	6417	1155	1696

## 2.3 Dimensionamento de estruturas de pórticos

Conforme definido pela IEC 60865-1, no projeto de estruturas de sistemas trifásicos deve-se considerar os esforços de curto-circuito em apenas duas fases, enquanto a terceira fica sujeita apenas aos esforços estáticos. Deve-se considerar também a resultante dos esforços nas vigas quando há cabos conectados em ambos lados, considerando as condições desde a instalação até a operação normal com possibilidade de curto-circuito máximo.

A partir dos esforços calculados conforme Tabela 3, foi realizado o dimensionamento das estruturas de pórticos da subestação. Foram adotadas estruturas em concreto armado pré-moldado para o setor de 230kV e estruturas metálicas para o 500 kV. As tabelas abaixo mostram as dimensões calculadas.

Tabela 4 – Dimensionamento dos pórticos metálicos (500 kV)

	CASO A		CASO B	
	Qtde	Peso (ton)	Qtde	Peso (ton)
Total colunas	11	96,3	11	62,1
Total vigas	8	46,6	8	38,0
<b>Total geral</b>	<b>19</b>	<b>142,9</b>	<b>19</b>	<b>100,1</b>

Tabela 5 – Dimensionamento dos pórticos de concreto (230 kV)

	CASO A			CASO B		
	Qtde	Concreto (m³)	Taxa Aço (kg/m³)	Qtde	Concreto (m³)	Taxa Aço (kg/m³)
Total colunas	14	64,2	418	14	54,2	305
Total vigas	12	33,6	344	12	33,6	178
Total anéis	17	5,8	276	17	5,8	276
<b>Total geral</b>	<b>43</b>	<b>103,6</b>	<b>385</b>	<b>43</b>	<b>93,6</b>	<b>255</b>

#### 2.4 Dimensionamento de fundações de pórticos

As fundações devem suportar apenas os esforços estáticos das estruturas (peso, vento e tração dos cabos), com o respectivo momento sendo aplicado sobre elas. Os esforços dinâmicos de curto-circuito não são considerados, conforme preconiza a norma IEC 60865-1.

O solo encontrado no local possui característica coluvionar nas primeiras camadas, constituídos de material decomposto proveniente de encostas. Estes solos são normalmente desaconselháveis para o assentamento das fundações, pois são materiais inconsolidados, permeáveis, com alto índice de vazios, sujeitos a escorregamentos e grandes recalques. Logo abaixo se verifica a presença de rocha fraturada. A melhor alternativa de fundação encontrada para estas condições de contorno seria a aplicação de blocos sobre estacas raiz, para as fundações tanto do setor de 230 kV quanto de 500 kV. Os quantitativos obtidos para cada caso estão mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 – Dimensionamento das fundações

LOCAL	CASO A			CASO B		
	Vol. Bloco (m³)	Qtde estacas	Comp. Tot. (m)	Vol. Bloco (m³)	Qtde estacas	Comp. Tot. (m)
Barras 500 kV	72,9	20	204,5	72,9	16	170,0
Vãos 500 kV	42,4	10	103,0	42,4	8	94,1
Barras 230 kV	16,5	8	76,5	15,1	4	36,5
Vãos 230 kV	33,4	12	115,9	32,1	8	76,4
<b>TOTAL</b>	<b>165,3</b>	<b>50</b>	<b>499,9</b>	<b>162,4</b>	<b>36</b>	<b>377,0</b>

#### 2.5 Dimensionamento da malha de terra

O dimensionamento da seção dos condutores e o design do grid da malha de aterramento são itens de considerável impacto dentro do projeto de uma subestação, visto que seu custo é diretamente proporcional à quantidade de cabos utilizada. Conforme norma IEEE-80, o dimensionamento da seção dos cabos da malha de aterramento e rabichos de equipamentos é feito por meio da equação (37), de onde obtém-se a seção correspondente do condutor levando em consideração diversos fatores, dentre os quais pode-se citar o tipo de material condutor utilizado e suas respectivas constantes, método de conexão entre os condutores, temperatura ambiente e finalmente a corrente de curto-circuito passante pelo cabo e que será dissipada para a terra. Os cálculos consideram que 60% da corrente circula pelos cabos da malha de aterramento e 100% pelos rabichos de equipamentos.

A Tabela 7 mostra as seções calculadas dos condutores da malha e rabichos de equipamentos para cada uma das situações anteriormente descritas:

Tabela 7 – Seção dos Condutores e Rabichos

LOCAL	CASO A		CASO B	
	Seção mínima (mm <sup>2</sup> )	Seção adotada (mm <sup>2</sup> )	Seção mínima (mm <sup>2</sup> )	Seção adotada (mm <sup>2</sup> )
Condutor da malha	81,2	95	23,7	50
Rabichos	211,0	2 x 120	61,7	1 x 70

Uma vez definidos os cabos e o lay-out da malha, procede-se à simulação da sua performance quanto aos potenciais de toque e passo surgidos na instalação. As figuras a seguir ilustram as malhas obtidas para os casos A e B, as quais atendem totalmente os critérios de segurança quanto aos potenciais máximos.

O grid dimensionado para o Caso A fez uso de 9528 m de cabo 95 mm<sup>2</sup>, enquanto para o Caso B utilizou-se 5314 m de cabo 50 mm<sup>2</sup>. (seção mínima conforme NBR 15751). As figuras abaixo mostram o lay-out de ambas soluções.

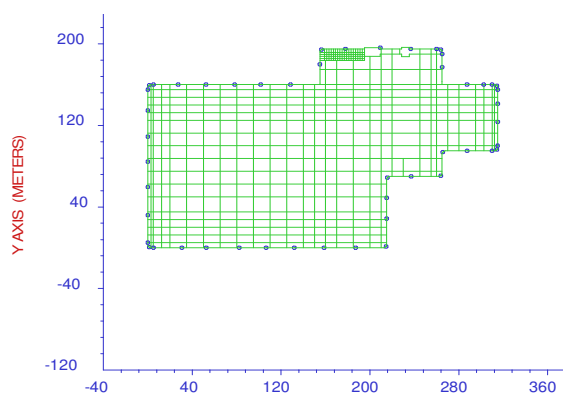


Figura 1 - (a) – Grid da malha para o Caso A

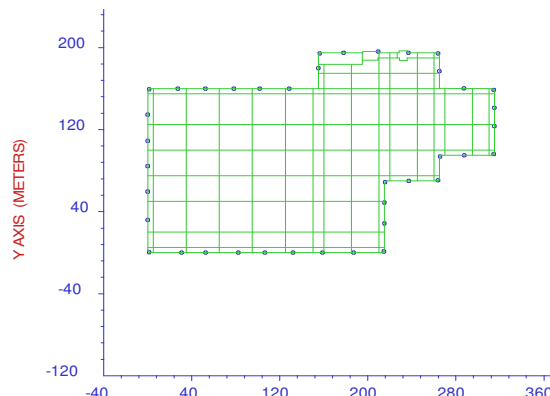


Figura 1 - (b) – Grid da malha para o Caso B

## 2.6 Dimensionamento de transformadores de corrente

Até um passado recente, era prática usual adotar-se transformadores de corrente com núcleos de proteção do tipo convencional, definidos pela norma IEC como sendo de classe P. Estes TC's possuem núcleo contínuo, sem entreferros, dedicados à operação de correntes de curto simétricas e sem limitações de fluxo remanente. Atualmente, os Procedimentos de Rede do ONS e os Editais dos Leilões de Transmissão da ANEEL trouxeram a obrigatoriedade de que todos os TC's de proteção instalados na Rede Básica sejam de classe TPY/TPZ, que nada mais são do que TC's projetados para performance transitória, isto é, devem considerar a presença de uma componente DC na corrente de curto-circuito, cujo efeito é introduzir um fluxo adicional ao núcleo magnético, aumentando a sua tendência à saturação. São projetados para terem limitação no fluxo remanente, conseguido através de entreferros (*air-gap*) que introduzem uma relutância adicional no circuito secundário, diminuindo consideravelmente a indutância e constante de tempo secundária, e com isso permitindo que ciclos de religamento sejam efetuados sem que os limites de saturação sejam atingidos.

As dimensões e características dos TC's, e consequentemente o seu custo, dependem muito da combinação entre as correntes primárias e secundárias requeridas e a corrente de curto-circuito do sistema, assim como a carga secundária que a eles estão conectadas. Para o caso em questão, não há uma diferença tão significativa entre os Casos A e B devido às correntes primárias dos TC's serem bastante elevadas e a corrente secundária ser de 1 A, todavia, se fossem considerados secundários com 5 A e/ou correntes primárias inferiores, seguramente haveria sérios problemas na obtenção de TC's técnica e economicamente adequados que não saturassem para correntes da ordem de 40 ou 50 kA, considerando-se ciclos de religamento. A Tabela 8 indica as diferenças básicas no dimensional dos equipamentos.

Tabela 8 – Características dos TC's

TIPO	CASO A					CASO B				
	Dimensional (mm)			Peso (kg)		Dimensional (mm)			Peso (kg)	
	Dex.	Din.	H	Cu	Si	Dex.	Din.	H	Cu	Si
TC 500 kV, 3000-1 A, 5 VA, 9 pçs	620	490	30	26	15	520	490	10	1,8	4
TC 500 kV, 2400-1 A, 5 VA, 12 pçs	620	490	35	6,4	6,2	520	490	15	3	3,7
TC 230 kV, 3000-1 A, 5 VA, 18 pçs	610	490	30	24	14	560	490	20	9	8,5

Além das características acima, os TC's do Caso A apresentam blindagem, peso de isolamento, tanque, volume de óleo e tempo de fabricação maiores do que os TC's do Caso B, tornando-os obviamente mais onerosos.

### 3.0 - COMPARAÇÃO ECONÔMICA DAS ALTERNATIVAS

A partir das definições técnicas mostradas nos itens anteriores, foi feita uma análise de custos de ambas casos. Os itens sob análise foram totalizados, atribuindo-se ao Caso A o valor de referência de 100%, comparando-se, nesta base, a redução de custo com o Caso B. A Tabela 9 mostra as diferenças obtidas.

Tabela 9 – Comparação de custo das alternativas

ITEM	CASO A	CASO B
	Custo (%)	Custo (%)
Barramento aéreo	100	77
Estruturas de pórticos	100	73
Fundações de pórticos	100	89
Malha de terra	100	53
Transformadores de corrente	100	81
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>75</b>

Estes itens, para a subestação em análise, representam cerca de 15 a 20 % do custo total do empreendimento, portanto a solução do Caso B representa uma redução de 4 a 5 % em seu valor global. Levando-se em consideração que o custo de um empreendimento deste porte é a da ordem de 90 MBRL, então uma economia aproximada de 3,5 a 4,5 MBRL seria gerada apenas neste caso. Importante notar que a redução porcentual se torna mais expressiva em subestações menores, onde a influência do custo dos transformadores se torna menor.

### 4.0 - CONCLUSÕES

O presente trabalho teve como objetivo principal mostrar que a consideração de casos agravados em relação às correntes de curto-circuito e de regime permanente, conforme hoje exigido nos Leilões de Transmissão, levam a soluções consideravelmente mais onerosas quando comparadas àquelas obtidas com a utilização dos valores reais, amparados através dos estudos de planejamento do sistema.






Não se espera com este trabalho criticar ou julgar as metodologias hoje adotadas pelo ONS / ANEEL e demais agentes, mas sim encorajar uma ampla e profunda discussão sobre quais seriam as melhores alternativas a serem consideradas em uma base individual, caso a caso, e não de uma maneira genérica, visando estabelecer um ponto de equilíbrio técnico-econômico ideal em prol do benefício da sociedade como um todo.

### 5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ONS, Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos. Rev. 2.0, 2011.
- (2) ANEEL, Edital de Leilão nº 03/2012 – Anexo Técnico 6C Lote C – Características e Requisitos Técnicos Básicos das Instalações de Transmissão.
- (3) ANEEL, Edital de Leilão nº 03/2012 – Relatórios R1, R2 e R4.
- (4) IEEE Std 605-2008, *IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations*.
- (5) IEC TC 73/CIGRÉ SC 23 WG 11, *The mechanical effects of short-circuit currents in open air substations (Rigid and flexible bus-bars)*, Vol. 105, Geneva: IEC, Paris: CIGRÉ, 1996.
- (6) IEC 60865-1: 2011, *Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods*.
- (7) ABNT NBR 6118-2014, Projeto de estruturas de concreto – Procedimento.
- (8) ABNT NBR 8800-2008, Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios.
- (9) ABNT NBR 6122-2010, Projeto e execução de fundações.
- (10) IEEE Std 80-2000, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*.
- (11) ABNT NBR 15751-2013, Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos.

(12) IEC 61869-2: 2012, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*.

## 6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	<b>Alexandre de Barros Arcon</b> , brasileiro, natural de São Paulo, é Engenheiro Eletricista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1993 e Mestre em Sistemas de Potência pela mesma instituição em 2005. Atualmente é Gerente Geral de Engenharia da área de Subestações / Sistemas de Potência da ABB. Possui diversos trabalhos relacionados a subestações, equipamentos de alta e média tensão e qualidade de energia, publicados em seminários nacionais e internacionais, tais como SNPTÉE, IEEE T&D, SBQEE e Cigré.
	<b>Anderson Gusmão de Lima</b> , brasileiro, natural de São Paulo, é Engenheiro Eletricista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (SP) em 2011. Atualmente é Engenheiro de Projetos Eletromecânicos de Subestações na ABB. Possui artigos publicados também nas áreas de Telecomunicações, sobre modelamento de Ruídos Impulsivos em comunicação PLC e Matemática Aplicada, na área de Espaços Métricos.
	<b>Diogo de Almeida Carmona Pereira</b> , brasileiro, natural de Goiânia, é Engenheiro Eletricista pela Escola Federal de Goiás em 2006 com ênfase em sistemas de potência. Estagiou na CELG na área de planejamento da expansão da transmissão, fez trainee no ONS na área de Programação da Operação e Desligamentos GPD. Atualmente é Engenheiro Pleno de Sistemas de Potência na área de Consulting da ABB.
	<b>João Germano Lopes Junior</b> , brasileiro, natural de São Paulo, é Engenheiro Eletricista pela Universidade Presbiteriana Mackenzie em 2014. Atualmente faz parte da equipe de Estudos de Proteção de Sistemas de Potência na área de Consulting da ABB.
	<b>Patrícia Ramos de Almeida</b> , brasileira, natural de São Paulo, é Engenheira Civil pela Universidade Mogi das Cruzes (SP) em 1993 e pós graduada em Gerenciamento de Projetos – Metodologia PMI pela mesma instituição em 2006. Atualmente é Coordenadora de Engenharia Civil de Subestações na ABB.