



## **Determinação de Capacidade Ideal para Transformadores de Subestações**

**Eng. Mario Luiz Benatti**

**CPFL Energia**

[malube@cpfl.com.br](mailto:malube@cpfl.com.br)

### **RESUMO**

Este trabalho foi motivado pelo interesse de se saber quais capacidades deveriam ter as subestações de distribuição da CPFL Paulista para que seus valores contábeis fossem integralmente considerados na Base de Remuneração da empresa quando da Revisão Tarifária, ao aplicar o conceito do “Índice de Aproveitamento para Subestações” (IAS), estabelecido pela ANEEL na Resolução no. 493/2002.

No entanto, com o desenvolvimento do trabalho acabou-se criando um instrumento, na forma de planilha eletrônica, para se determinar as capacidades ideais dos transformadores das subestações, considerando-se como ideal a capacidade que atende um determinado horizonte de planejamento — neste caso 10 anos —, dentro de uma faixa de carregamento mínimo e máximo ao final desse período.

Com os resultados obtidos pressupõe-se que seja possível reduzir a aquisição de novas unidades transformadoras através de adequações dessas capacidades, executando-se rodízios entre as subestações, cujos equipamentos deverão estar alguns ociosos outros sobrecarregados, de forma a otimizar seus usos e racionalizar os investimentos em expansão.

Dessa ferramenta, paralelamente, podem-se extrair dois outros resultados interessantes para a CPFL: indicação de novos padrões de potências possíveis de serem adotados e o direcionamento das futuras compras de novos equipamentos, considerando as capacidades mais numericamente apontadas.

### **PALAVRAS-CHAVE**

Capacidade Ideal de Subestação, Capacidade Padrão de Subestação, Índice de Aproveitamento de Subestação, Planejamento de Subestação.

### **1. INTRODUÇÃO**

A Regulamentação do Setor Elétrico criou e vem criando inúmeros instrumentos reguladores aplicáveis às concessionárias distribuidoras, sob alegação de garantir investimentos prudentes em benefício de uma tarifa módica e justa para os clientes.

Dentro dessa ótica foi criado pela ANEEL o “Índice de Aproveitamento para Subestações”, chamado IAS, dentro da Resolução no. 493 de 3 de setembro de 2002. Essa Resolução estabelece critérios para a inclusão dos ativos na base que comporá sua remuneração, que irá, por fim, definir as tarifas. Ou seja, limita a grandeza dos ativos à sua efetiva participação no processo da distribuição da energia.

No caso do IAS significa que somente será computado o valor contábil de uma subestação na proporção do atendimento efetivo da demanda em relação à sua capacidade, porém projetada para o décimo ano a partir do ano de referência da revisão tarifária. Assim, uma subestação com um transformador de 25MVA, cuja demanda máxima no ano da revisão seja de 13MVA, e sua projeção para o décimo ano seja de 20MVA, terá seu valor na Base de Remuneração limitado a 80%.

Dessa forma, para enquadrar as capacidades das subestações a um IAS de 100% no horizonte, para que efetivamente tenham assegurado suas remunerações, serão necessárias adequações e ou movimentações de equipamentos entre elas, os chamados “rodízios”.

Sem entrar no mérito da eficiência duvidosa desse parâmetro para “garantir” o investimento prudente da concessionária, e que pode ser contestado por inúmeros argumentos técnicos e econômicos, buscou-se desenvolver um instrumento para balizar e determinar essas possibilidades de movimentações de equipamentos de transformação no parque de subestações da empresa.

Foram compiladas, para tanto, todas as informações dos transformadores e subestações da CPFL Paulista, cuja revisão tarifária será em abril de 2008, baseada nos dados de 2007, e elaborada uma planilha eletrônica que simula as condições de capacidade e demanda desse ano, bem como essas mesmas condições no décimo ano seguinte, em 2017.

Essa planilha permite análises sob dois aspectos: um para atendimento ao IAS 100% e outro para a otimização do Planejamento da expansão, isto é, determinar as capacidades ideais que se enquadrem numa determinada faixa de carregamento no horizonte considerado, e que diferencie o IAS 100% por estabelecer um limite superior de sobrecarga, induzindo a ações mais realistas.

Ao observar os resultados, em qualquer dos aspectos analisados, deparou-se com um produto interessante que, além de identificar as capacidades ideais conforme a análise escolhida, apontou um direcionamento para os futuros investimentos e aquisições de transformadores, que poderá implicar não só na possibilidade de adoção de novos padrões de capacidades como em potencial economia para a empresa, no horizonte de 10 anos, devido a otimização desenvolvida.

## **2. CONSIDERAÇÕES E PROCEDIMENTOS**

Atualmente o parque de subestações da CPFL Paulista conta com 236 subestações que abrigam 274 transformadores (ou bancos) operando independentemente. Ressalta-se que a quantidade expressiva de equipamentos vem ajudar no método proposto, pois implica numa maior diversidade de situações de carregamentos, e conseqüente maior possibilidade de rodízios.

Inicialmente, foram divididas as subestações em três grupos, conforme o nível de tensão primária: 34,5kV, 69kV e 138kV. As com tensão inferior a 34,5kV foram agregadas a essa.

Adotando um conceito mais aberto para análise e escolha da capacidade ideal, não se atrelou a potência dos transformadores aos padrões atuais da empresa, e sim foi composto um quadro mais amplo buscando as potências de mercado e padronizadas pela ABNT [1]. Foram incluídas, naturalmente, as potências em uso, que são ou foram padrão CPFL, desde que sua quantidade seja representativa, como no caso do transformador de 25MVA, que foi largamente aplicado na CPFL e hoje substituído pelo padrão auto-regulado de 26,6MVA.

A Tabela 1 mostra as potências existentes no mercado, padrão ABNT [1], bem como as usadas na CPFL, a partir das quais poderão ser escolhidas as que participarão da análise.

**Tabela 1 – Potências padronizadas de mercado e da CPFL.**

Capacidades Padronizadas ( kVA ) por Classe de Tensão (ABNT - CPFL)		
34,5kV	69kV	138kV
2500	6250	9375
3000	<b>9375</b>	12500
3750	12500	15000
<b>6250</b>	<b>18750</b>	20000
9375	20000	<b>25000</b>
<b>12500</b>	26600	<b>26600</b>
		33300
		<b>40000</b>
		50000

Obs.: As capacidades que são consideradas padrão atual da CPFL Paulista estão em negrito (azul), e as que já foram padrão, e tem bastante representatividade, estão em negrito itálico (vermelho).

Foi deixada flexível a possibilidade de escolha dos padrões que serão considerados na análise, podendo-se montar um grupo de potências para cada nível de tensão, conforme ilustra a Tabela 2. A escolha das capacidades na planilha é feita em cada célula, de uma lista (tipo *dropdown*) baseada nos dados da Tabela 1. Nesse caso optou-se por considerar todas, para melhor avaliação.

**Tabela 2 – Potências escolhidas para análise.**

T A B E L A  E D I T Á V E L	Capacidades Padronizadas ( kVA ) por Classe de Tensão (CPFL)		
	34,5kV	69kV	138kV
	2500	6250	9375
	3000	9375	12500
	3750	12500	15000
	6250	18750	20000
	9375	20000	25000
	12500	26600	26600
			33300
			40000
			50000

A base principal de dados consiste das capacidades dos transformadores ou bancos independentes <sup>(1)</sup> das subestações e suas demandas previstas para o ano 2007, para efeito da Revisão Tarifária, bem como para dez anos à frente, em 2017, aplicáveis no conceito do IAS.

Como é a partir do ano de referência da Revisão Tarifária que se projetará a demanda das subestações para o décimo ano, foram consideradas todas as obras previstas no Plano de Expansão da empresa, tais como ampliações e novas construções que devem, efetivamente, estar concluídas até 2007. O valor de demanda de cada subestação em 2007 foi o extraído do processo de Planejamento denominado *Prognóstico*, que considera as obras propostas e os remanejamentos de carga relacionados; já a demanda projetada em 2017 foi determinada aplicando-se a essa demanda de 2007 uma taxa média calculada entre a demanda do ano horizonte e do ano base, a partir dos valores do *Diagnóstico* — processo de Planejamento que considera apenas o crescimento normal da demanda, sem qualquer obra prevista.

Na planilha elaborada permite-se pesquisar a relação de todas as subestações e suas características, divididas em duas guias: a “Diagnóstico”, com a relação dos 274 transformadores atuais e suas projeções naturais de demanda, e a “Prognóstico”, com a mesma relação acrescida das obras previstas até 2007, totalizando 284 transformadores, que serão os efetivamente analisados.

<sup>(1)</sup> Entende-se por independente o transformador ou banco (conjunto de dois ou mais transformadores em paralelo) que opera como um único equipamento de transformação.

### 3. ANÁLISE E RESULTADOS

Primeiramente deve-se escolher o tipo de análise, se para o IAS 100% ou para Planejamento, através da célula correspondente.

#### 3.1 Análise para IAS 100%

Iniciando-se a análise para o IAS 100% tem-se a visão da planilha conforme a Figura 1, onde consta o *Ano da Revisão Tarifária* (2007), o *Ano Horizonte* (2017), e a possibilidade de escolha do *Limite Mínimo de Carregamento* (fator de utilização), que se considerará como aceitável no ano horizonte. Esse valor, se inferior a 100%, evitará nos resultados a proposta “desnecessária” de substituição de um transformador que atinja carregamento bem próximo desse valor (no caso, até 95%), comprometendo, no entanto, um pouco a valoração do ativo no IAS.

Análise para:	IAS
Ano da Revisão Tarifária:	2007
Ano Horizonte:	2017
Limite Mínimo de Carregamento:	95% <-- escolher

Figura 1 – Células para entrada dos parâmetros iniciais da análise do IAS.

Como primeiro resultado, tem-se a distribuição das capacidades ideais para cada nível de tensão. Esse resultado mostra como seria a distribuição das potências para que todos, ou pelo menos a grande maioria dos transformadores pudessem ser integralmente contabilizados, pois estariam com sua utilização próximo ou acima de 100%.

A Tabela 3 e o Gráfico 1 ilustram os resultados quantitativos com os parâmetros escolhidos.

Tabela 3 – Distribuição das capacidades ideais (IAS).

QUANTIDADE DE TRAFOS POR CLASSE DE TENSÃO - ANO HORIZONTE					
34,5kV		69kV		138kV	
CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE
2500	12	6250	30	9375	22
3000	0	9375	11	12500	7
3750	5	12500	12	15000	22
6250	3	18750	1	20000	39
9375	0	20000	9	25000	27
12500	1	26600	1	26600	67
	0		0	33300	6
	0		0	40000	5
	0		0	50000	4
Limite	0	Limite	0	Limite	0
21		64		199	
284					

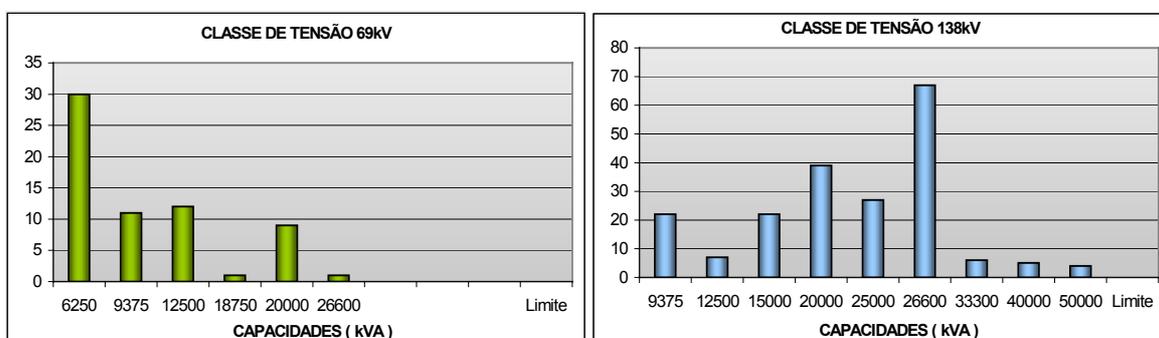
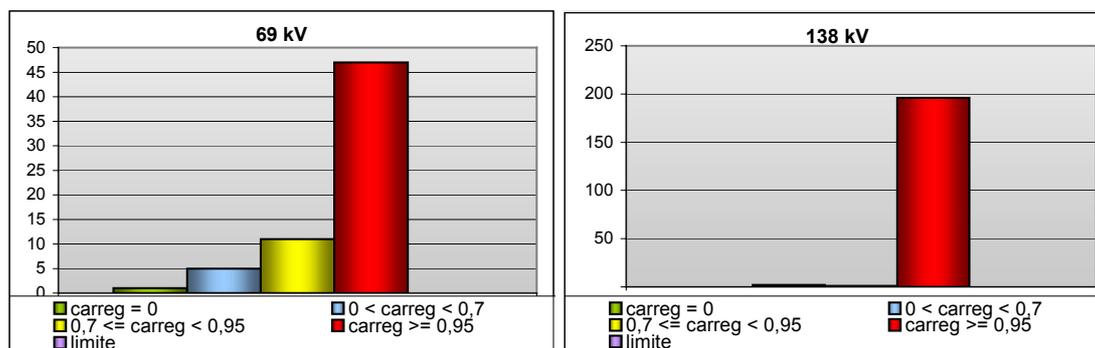


Gráfico 1 – Distribuição de capacidades ideais (IAS) para as classes 69kV e 138kV.

O Gráfico 2 ilustra a distribuição por faixas de carregamento, no caso para as classes 69kV e 138kV, comprovando que praticamente todos os transformadores atenderiam os limites considerados, excetuando-se aqueles cuja demanda não cresce além da capacidade mínima padrão para a classe de tensão correspondente.



**Gráfico 2 – Distribuição por faixas de carregamento no ano Horizonte.**

Numa primeira análise da Tabela 3 e Gráfico 1 já se pode extrair um produto, como algumas capacidades candidatas a ser padrão, devido a predominância numérica, isso dentro do objetivo do IAS 100%. Para a classe 138kV, com resultados acima de 20 ocorrências, despontam-se como indicadas: 9,375MVA, 15MVA, 20MVA, 25MVA e 26,6MVA. Dessas, o único padrão atual é 26,6MVA, que substituiu o antigo padrão 25MVA. Para a classe 69kV, com ocorrências acima de 10 casos, destacam-se as potências 6,25MVA, 9,375MVA e 12,5MVA.

Portanto, como produto inicial, indicam-se as seguintes candidatas a padrão:

Classe 69 kV → 6,25 MVA (ou 2x 6,25MVA) e 9,375MVA (ou 2x 9,375MVA)

Classe 138 kV → 9,375 MVA, 15 MVA, 20 MVA e 26,6 MVA

Para visualizar a lista de todos os transformadores com diversas informações, incluindo a capacidade ideal indicada, basta acessar a guia “Prognóstico” da planilha.

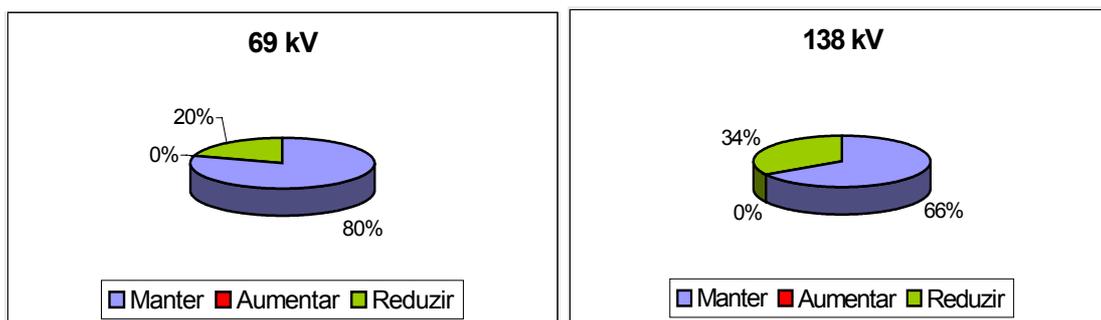
Os resultados até aqui apontam para uma situação que considera apenas as capacidades analisadas da Tabela 2. A próxima análise visa o aproveitamento do parque existente de transformadores na empresa, mesmo que fora de padrão.

Assim, a Tabela 4 abaixo, que consta na planilha, mostra a distribuição de ações que devem ser tomadas para adequar as capacidades existentes às ideais. Caso a potência atual de um determinado transformador atender os limites adotados, ela será mantida, mesmo que não conste da Tabela 2.

**Tabela 4 – Distribuição quantitativa das ações propostas para IAS.**

OBS.: o Quadro de movimentações abaixo considera manter os trafos existentes que estão <b>fora do padrão</b> , desde que atendam os Limites de carregamento (mínimo e máximo).				
Distribuição das ações a serem feitas com os trafos atuais para enquadrá-los ao carregamento mínimo e máximo.	Ação	34,5 kV	69 kV	138 kV
	Manter	15	51	132
	Aumentar	0	0	0
	Reduzir	6	13	67
	Total parcial	21	64	199
	Total	284		

O Gráfico 3 ilustra, para as classes 69kV e 138kV, as ações percentuais sobre os transformadores existentes para adequá-los à capacidade ideal, dentro do conceito do IAS 100%.



**Gráfico 3 – Distribuição percentual das ações propostas para IAS.**

Observa-se nos resultados que predomina a permanência das capacidades atuais para atender os parâmetros adotados, ou seja, a maior parte das subestações/transformadores atuais deverão ter seus valores contábeis aceitos integralmente na Base de Remuneração.

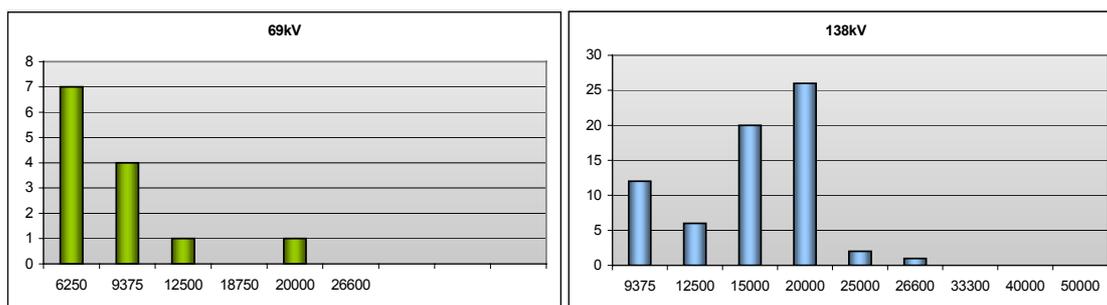
Nos casos indicados para “redução” da capacidade é onde será necessário agir para uma possível adequação. Não houve casos para “aumento” da capacidade pois não há limite de carregamento superior, o que implica na aceitação de qualquer nível de sobrecarga no horizonte, enquadrando-se no IAS 100%, exigido para remuneração integral do ativo.

A Tabela 5, a seguir, demonstra mais claramente para quais valores de capacidades as ações podem ser tomadas, isto é, considerando os casos em que deva haver redução, em quantos casos e quais são as capacidades que deveriam ser assumidas.

**Tabela 5– Distribuição das reduções de capacidades propostas para IAS.**

QUADRO DE		REDUÇÃO		DE CAPACIDADE	
34,5kV		69kV		138kV	
CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE
2500	2	6250	7	9375	12
3000	0	9375	4	12500	6
3750	3	12500	1	15000	20
6250	1	18750	0	20000	26
9375	0	20000	1	25000	2
12500	0	26600	0	26600	1
	0		0	33300	0
	0		0	40000	0
	0		0	50000	0
6		13		67	
86					

O Gráfico 4 ilustra a distribuição das reduções propostas para as classes 69kV e 138kV.



**Gráfico 4 – Distribuição das reduções de capacidades propostas para IAS.**

Consta na planilha uma guia, denominada “Lista”, que relaciona todas as subestações recomendadas às ações propostas, onde poderá ser avaliado, com maior detalhamento, quais casos terão maior viabilidade de rodízio ou adequação de equipamentos, e entre quais subestações isso poderá ser feito. A Figura 2 ilustra parte dessa relação.

subestação	trafo	sigla	tenpri	tensec	capac	2017 Demanda Prognóstico	IAS sem mov	2017 Capacidade ideal	2017 Capacidade final	IAS final	Mov
AMÉRICO BRASILIENSE		ABR	138	11,9	25000	15257	61%	15000	15000	102%	reduzir
BARRETOS		BAR	138	11,9	26600	21195	80%	20000	20000	106%	reduzir
BARRINHA		BNH	138	13,8	12500	9030	72%	9375	9375	96%	reduzir
US. ESMERIL		UES	2,2	13,8	6250	2645	42%	2500	2500	106%	reduzir
BEBEDOURO 1	1	BEB 1	138	13,8	25000	8236	33%	9375	9375	88%	reduzir
BROTAS NOVA		BRO N	138	13,8	26600	16744	63%	15000	15000	112%	reduzir
CAJURU		CJU	138	13,8	18750	11473	61%	9375	9375	122%	reduzir
COLINA		CLN	138	13,8	25000	10203	41%	9375	9375	109%	reduzir
DESCALVADO 1	1	DES	138	11,9	18750	13528	72%	12500	12500	108%	reduzir
DESCALVADO 2	2	DES 2	138	11,9	18750	14228	76%	12500	12500	114%	reduzir
DOBRADA		DOB	138	13,8	25000	15147	61%	15000	15000	101%	reduzir
RESENDE 1	1	RES 1	138	13,8	25000	21375	86%	20000	20000	107%	reduzir
RESENDE 3	3	RES 3	138	13,8	26600	22074	83%	20000	20000	110%	reduzir
US. GAVIÃO PEIXOTO		UGP	69	13,8	12500	6848	55%	6250	6250	110%	reduzir
IBATÉ		IBT	138	11,9	25000	11825	47%	9375	9375	126%	reduzir
IGARAPAVA		IGA	69	13,8	18750	15783	84%	12500	12500	126%	reduzir
IPUA		IPU	138	13,8	12500	9847	79%	9375	9375	105%	reduzir
ATHENAS		ATH	138	13,8	26600	16909	64%	15000	15000	113%	reduzir
JABOTICABAL		JAB	138	13,8	25000	18734	75%	15000	15000	125%	reduzir
JARDINÓPOLIS NOVA		JDN N	138	13,8	26600	17440	66%	15000	15000	116%	reduzir
PROGRESSO 1	1	PRG 1	138	13,8	30000	22057	74%	20000	20000	110%	reduzir
MONTE ALTO		MTO	69	13,8	12500	9466	76%	9375	9375	101%	reduzir

**Figura 2 – Lista de subestações a serem tomadas ações.**

Estes últimos resultados, que indicam as capacidades ideais recomendadas para enquadramento ao 100% do IAS, acabam induzindo a mais duas conclusões: reforça a indicação de novos padrões para a CPFL, como a potência de 6,25MVA para o sistema 69kV e as potências de 9,375MVA, 15MVA e 20MVA para 138kV; além disso, mostra um direcionamento para futuras aquisições de transformadores baseadas nessas potências, ou seja, se houver alguma obra onde seja necessária a instalação de capacidade maior (por ex.: 26,6MVA) devido o carregamento superar 100% antes do ano horizonte, a proposta seria a compra de um transformador de 20MVA, que seria direcionado para uma subestação existente com 26,6MVA e cuja recomendação é a redução da capacidade para aquele valor, fazendo dessa forma a troca e otimização das capacidades. Na Figura 2 observa-se um outro caso, de uma nova subestação proposta para 2007 – JARDINÓPOLIS NOVA – cuja capacidade determinada no último Plano de Expansão é um transformador de 26,6MVA (padrão atual), sendo que a indicação mais adequada apurada por esse método seria um transformador de 15MVA.

### 3.2 Análise para Planejamento

Para a análise de Planejamento, o objetivo é encontrar as capacidades ideais que satisfaçam uma determinada faixa de carregamento, de modo que até o ano horizonte os transformadores não sofram sobrecarga além de um valor admissível, ou seja, realizada as movimentações e adequações sugeridas, a empresa passaria a ter, TEORICAMENTE, um parque de subestações com duração mínima de 10 anos SEM obras. Assim, difere da análise anterior, para o IAS, ao propor adequações tanto para reduzir quanto para aumentar potências, de forma a não permitir transgressões nos transformadores, o que significa um planejamento real da expansão, mais otimizado.

A Figura 3 ilustra as células da planilha quando se escolhe a análise para Planejamento.

Análise para:	<b>PLANEJAMENTO</b>	
Ano da Revisão Tarifária:	<b>2007</b>	
Ano Horizonte:	<b>2017</b>	<-- escolher
Limite Mínimo de Carregamento:	<b>95%</b>	<-- escolher
Limite Máximo de Sobrecarga:	<b>110%</b>	<-- escolher

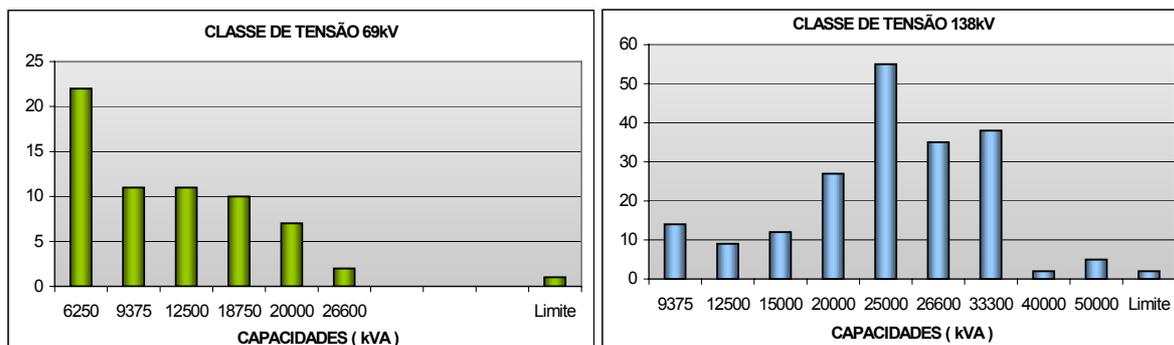
**Figura 3 – Células para entrada dos parâmetros iniciais da análise de Planejamento.**

Para essa análise, permanece 2007 como base para o *Ano da Revisão Tarifária* e 2017 como o *Ano Horizonte*. O *Limite Mínimo de Carregamento* continua 95%, segundo justificativa anterior, e agora, pede-se o *Limite Máximo de Sobrecarga*, admitido nesse caso como 110%, ou seja, nenhum transformador poderá ter carregamento superior a esse valor no décimo ano. Também foram consideradas as mesmas capacidades da Tabela 2 para as avaliações.

A Tabela 6 e o Gráfico 5 mostram a distribuição de capacidades ideais para atender esses limites.

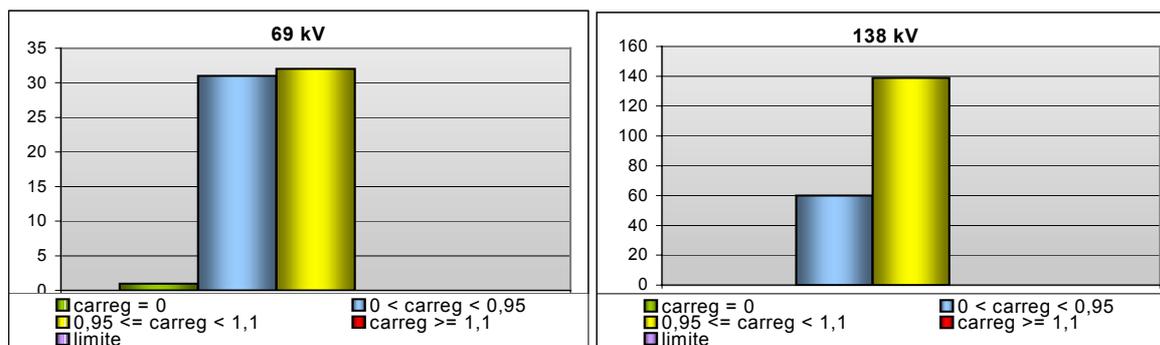
**Tabela 6 – Distribuição das capacidades ideais para Planejamento.**

QUANTIDADE DE TRAFOS POR CLASSE DE TENSÃO - ANO HORIZONTE					
34,5kV		69kV		138kV	
CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE
2500	11	6250	22	9375	14
3000	1	9375	11	12500	9
3750	0	12500	11	15000	12
6250	6	18750	10	20000	27
9375	2	20000	7	25000	55
12500	1	26600	2	26600	35
	0		0	33300	38
	0		0	40000	2
	0		0	50000	5
Limite	0	Limite	1	Limite	2
21		64		199	
284					



**Gráfico 5 – Distribuição de capacidades ideais (Planejam.) para as classes 69kV e 138kV.**

O Gráfico 6 ilustra a distribuição por faixas de carregamento, para as classes 69kV e 138kV, comprovando que a maioria atenderia os limites considerados (coluna amarela). Para cada transformador, a potência escolhida — da Tabela 2 —, foi uma acima daquela que implicaria numa sobrecarga superior a 110%, não evitando, porém, o descumprimento desses limites em alguns casos, principalmente para a classe 69kV, o que significa, no entanto, uma “sobrevida” aos transformadores nessas condições. Logicamente, se for ampliada a faixa entre os limites, maior será a quantidade de transformadores que serão enquadrados.



**Gráfico 6 – Distribuição por faixas de carregamento no ano Horizonte (Planejamento).**

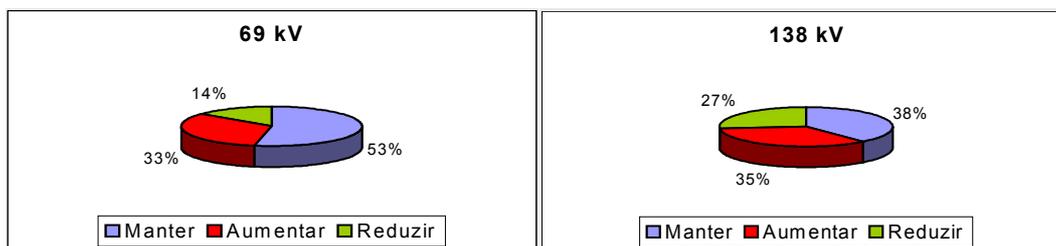
Da mesma forma que na análise anterior, da Tabela 6 e Gráfico 5 é possível extrair as capacidades de maior ocorrência, potenciais para serem padrão.

Através da planilha avaliou-se, também, a situação considerando as capacidades existentes e as possibilidades de movimentação, cujos resultados estão mostrados na Tabela 7 e Gráfico 7.

**Tabela 7 – Distribuição quantitativa das ações propostas para Planejamento.**

**OBS.: o Quadro de movimentações abaixo considera manter os trafos existentes que estão **fora do padrão**, desde que atendam os Limites de carregamento (mínimo e máximo).**

Distribuição das ações a serem feitas com os trafos atuais para enquadrá-los ao carregamento mínimo e máximo.	Ação	34,5 kV	69 kV	138 kV
		Manter	15	34
	Aumentar	3	21	69
	Reduzir	3	9	53
	Total parcial	21	64	199
	Total	284		

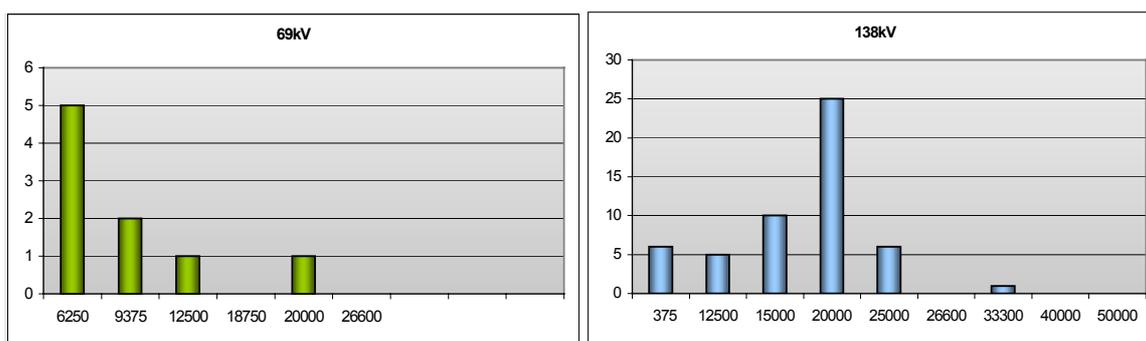


**Gráfico 7 – Distribuição percentual das ações propostas para Planejamento.**

Portanto, a análise culmina em saber quais e quantas são as potências sugeridas para movimentação, adequação ou mesmo aquisição. A Tabela 8 e Gráfico 8 ilustram as informações para REDUÇÃO de capacidade, enquanto a Tabela 9 e Gráfico 9 ilustram os casos para AUMENTO de capacidade.

**Tabela 8– Distribuição das reduções de capacidades propostas para Planejamento.**

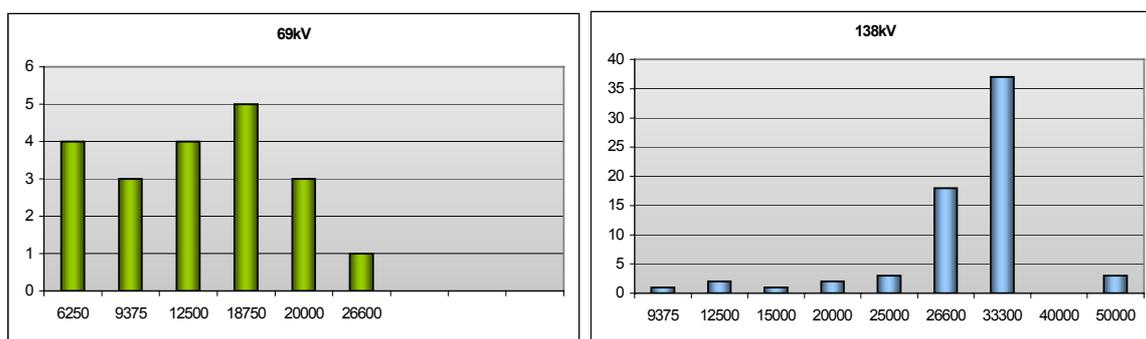
QUADRO DE		DE CAPACIDADE			
34,5kV		69kV		138kV	
CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE
2500	1	6250	5	9375	6
3000	1	9375	2	12500	5
3750	0	12500	1	15000	10
6250	0	18750	0	20000	25
9375	1	20000	1	25000	6
12500	0	26600	0	26600	0
0	0	0	0	33300	1
0	0	0	0	40000	0
0	0	0	0	50000	0
3		9		53	
65					



**Gráfico 8 – Distribuição das reduções de capacidades propostas para Planejamento.**

**Tabela 9– Distribuição dos aumentos de capacidades propostas para Planejamento.**

34,5kV		69kV		138kV	
CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE	CAPAC	QTDE
2500	1	6250	4	9375	1
3000	0	9375	3	12500	2
3750	0	12500	4	15000	1
6250	1	18750	5	20000	2
9375	1	20000	3	25000	3
12500	0	26600	1	26600	18
	0		0	33300	37
	0		0	40000	0
	0		0	50000	3
3		20		67	
90					



**Gráfico 9 – Distribuição dos aumentos de capacidades propostas para Planejamento.**

A partir desses resultados para Planejamento tira-se o seguinte:

→ pelas propostas de redução de capacidade, na classe 69kV, prevalecem as potências 6,25MVA e 9,375MVA. Para 138kV, predomina as potências 20MVA e 15MVA.

→ no caso de aumento de capacidade, na classe 69kV há um equilíbrio entre as potências, mas na classe 138kV o domínio é da potência 33,3MVA, seguida da 26,6MVA.

Da mesma forma que na análise para o IAS, conclui-se por duas indicações: adoção de novos padrões de capacidade e propostas de novas aquisições, bem como movimentação entre os transformadores das subestações para otimização do parque de equipamentos.

Assim, para a classe 69kV a proposta é a adoção da potência de 6,25MVA como novo padrão, que supriria também os casos de 12,5MVA com a instalação de dois transformadores em paralelo, e a manutenção do padrão 9,375MVA, que atenderia, da mesma forma, a capacidade de 18,75 e 20MVA, com a configuração de dois transformadores.

No caso da classe 138kV, propõem-se como novos padrões as potências 20MVA e 33,3MVA, mantendo-se também o atual padrão 26,6MVA. A potência 15MVA merece melhor avaliação em outra oportunidade, pois se pode adotar a capacidade de mercado 15/20MVA (ONAN/ONAF).

Para futuras aquisições, a indicação é a seguinte:

Para classe 69kV → comprar apenas potência 6,25MVA;

Para classe 138kV → comprar apenas potências 20MVA e 33,3MVA

Nos demais casos, propõem-se os chamados rodízios, através de uma avaliação entre as subestações cujas capacidades estão indicadas para alteração. Nas Figuras 4 e 5, extraídas da planilha de análise, tem-se o um pequeno exemplo dos casos indicados para redução e aumento, respectivamente.

subestação	trafo	sigla	tenpri	tensec	capac	2017 Demanda Prognóstico	IAS sem mov	2017 Capacidade ideal	2017 Capacidade final	IAS final	Mov
AMÉRICO BRASILIENSE		ABR	138	11,9	25000	15257	61%	15000	15000	102%	reduzir
BARRETOS		BAR	138	11,9	26600	21195	80%	20000	20000	106%	reduzir
BARRINHA		BNH	138	13,8	12500	9030	72%	9375	9375	96%	reduzir
US. ESMERIL		UES	2,2	13,8	6250	2645	42%	2500	2500	106%	reduzir
BEBEDOIRO 1	1	BEB 1	138	13,8	25000	8236	33%	9375	9375	88%	reduzir
BROTAS NOVA		BRO N	138	13,8	26600	16744	63%	20000	20000	84%	reduzir
CAJURU		CJU	138	13,8	18750	11473	61%	12500	12500	92%	reduzir
RESENDE 1	1	RES 1	138	13,8	25000	21375	86%	20000	20000	107%	reduzir
RESENDE 3	3	RES 3	138	13,8	26600	22074	83%	25000	25000	88%	reduzir
US. GAVIÃO PEIXOTO		UGP	69	13,8	12500	6848	55%	6250	6250	110%	reduzir
IBATÉ		IBT	138	11,9	25000	11825	47%	12500	12500	95%	reduzir
IPUÃ		IPU	138	13,8	12500	9847	79%	9375	9375	105%	reduzir
ATHENAS		ATH	138	13,8	26600	16909	64%	20000	20000	85%	reduzir

Figura 4 – Lista de subestações para redução de capacidade.

subestação	trafo	sigla	tenpri	tensec	capac	2017 Demanda Prognóstico	IAS sem mov	2017 Capacidade ideal	2017 Capacidade final	IAS final	Mov
UIRAPURU		URP	138	11,9	25000	32185	129%	33300	33300	97%	aumentar
BATATAIS		BAT	138	13,8	25000	32631	131%	33300	33300	98%	aumentar
BEBEDOIRO 2	2	BEB 2	138	13,8	25000	29195	117%	26600	26600	110%	aumentar
BOA ESPERANÇA DO SUL		BES	69	13,8	6250	7781	125%	9375	9375	83%	aumentar
CRAVINHOS		CRA	138	13,8	12500	14554	116%	15000	15000	97%	aumentar
DIAMANTE		DMT	138	13,8	25000	35596	142%	33300	33300	107%	aumentar
FRANCA 2	2	FRA 2	138	13,8	25000	35233	141%	33300	33300	106%	aumentar
GUANABARA		GNB	138	13,8	26600	34882	131%	33300	33300	105%	aumentar
RESENDE 2	2	RES 2	138	13,8	25000	32460	130%	33300	33300	97%	aumentar
GÁVEA		GAV	138	13,8	25000	30875	123%	33300	33300	93%	aumentar
IBITINGA		IBG	138	13,8	22500	26965	120%	26600	26600	101%	aumentar
CÓRREGO RICO		CRI	69	13,8	12500	14135	113%	18750	18750	75%	aumentar

Figura 5 – Lista de subestações para aumento de capacidade.

#### 4. CONCLUSÕES

O trabalho, que inicialmente visava ser um instrumento para gerenciar o parque de subestações da CPFL Paulista para enquadramento ao IAS, regulado pela ANEEL, proporcionou uma visão mais ampla para otimização do sistema, ao conjugar os dois tipos de análises vistas, mostrando um novo leque de potências de transformadores que podem vir a ser padrão, e por procurar adequar o atendimento da demanda dentro de um período considerável de pelo menos 10 anos. Obviamente, não se espera que seja possível, econômica e fisicamente, todas as movimentações propostas de equipamentos entre as subestações, mas, através da flexibilidade da planilha e de seus parâmetros, se poderá estudar quais os casos mais viáveis. Além disso, com exceção do interessante padrão 33,3MVA, mostra claramente que a empresa pode direcionar as futuras compras de equipamentos a potências menores que os atuais padrões 26,6MVA (138kV) e 9,375MVA (69kV), como 20MVA e 6,25MVA, respectivamente, racionalizando os investimentos e fazendo as movimentações possíveis entre as subestações.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 ABNT: NBR 9368/1987 – *Transformadores de Potência de Tensões Máximas até 145kV - Padronização.*

2 ANEEL: Resolução N<sup>o</sup> 493/2002 – *Metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.*

3 CPFL: OT 2331/2002 – *Planejamento de Subestações – Orientação Técnica.*

4 CPFL: Documento Interno/1999 – *Crerios e Procedimentos para Planejamento do Sistema Elétrico – Documento Básico.*