



## **Aplicação de Curvas de Carga Típicas de Consumidores Integradas a Sistema GIS, na CPFL**

**Luís René Manhães**  
**CPFL Paulista**  
[rene@cpfl.com.br](mailto:rene@cpfl.com.br)

**Basílio Augusto Santana Martins**  
**CPFL Paulista**  
[basilio@cpfl.com.br](mailto:basilio@cpfl.com.br)

### **RESUMO**

Todos os consumidores de energia elétrica têm medição de consumo, mas poucos têm os registros das demandas. Para calcular carregamentos de transformadores de distribuição e executar cálculos de fluxo de carga é necessário um processo para estimar as demandas dos consumidores.

Este trabalho apresenta a metodologia de estimativa de demandas em consumidores e transformadores de distribuição através da aplicação de curvas de cargas típicas, já implementada e em uso na CPFL, abrangendo seus 3.500.000 consumidores de média e baixa tensão

Esta metodologia está em uso há mais de dois anos e foi implementada na CPFL junto com o sistema GISD (Gerenciamento Integrado do Sistema de Distribuição), base de dados georeferenciada com aplicativos de engenharia (Planejamento, Projeto, Manutenção e Operação).

Neste trabalho serão descritas a metodologia, a integração com o GISD, e os desafios que surgiram com sua implementação, além de uma comparação com a metodologia anterior.

### **PALAVRAS-CHAVE**

Curvas de Carga, GIS, Redes de Distribuição.

## 1. INTRODUÇÃO

Para que seja possível o cálculo de fluxo de carga é necessário que se tenham as demandas de cada ponto de carga. O ideal é que, adicionalmente, se possa realizar os cálculos para qualquer hora do dia

Estas demandas **não** são obtidas a partir de medições diretas:

- os consumidores de baixa tensão não têm medição de demanda
- os consumidores de média tensão possuem medição de demanda mas, normalmente, somente um ou dois valores máximos estão disponíveis.

Como os valores de demandas não estão disponíveis, é necessário um processo para estimá-las.

Para isto, são utilizadas curvas de carga típicas que, ajustadas pelo consumo mensal (no caso de consumidores de baixa tensão) ou pelas demandas medidas (no caso de consumidores de média tensão, ligados às cabines de medição) fornecem as demandas dos consumidores.

Com os valores obtidos para os consumidores obtêm-se, por totalização, as demandas dos pontos de entrega e transformadores de distribuição.

Este documento explica o processo de conversão de curvas típicas para demandas estimadas, uma vez que a curva típica tenha sido determinada. Também explica o processo chamado de Diversificação de Cargas, tanto para a rede secundária como a rede primária, abrangendo os consumidores de média e baixa tensão.

O processo é mensal e um histórico dos últimos 12 meses é armazenado para cada consumidor secundário e primário, ponto de entrega e transformador de distribuição.

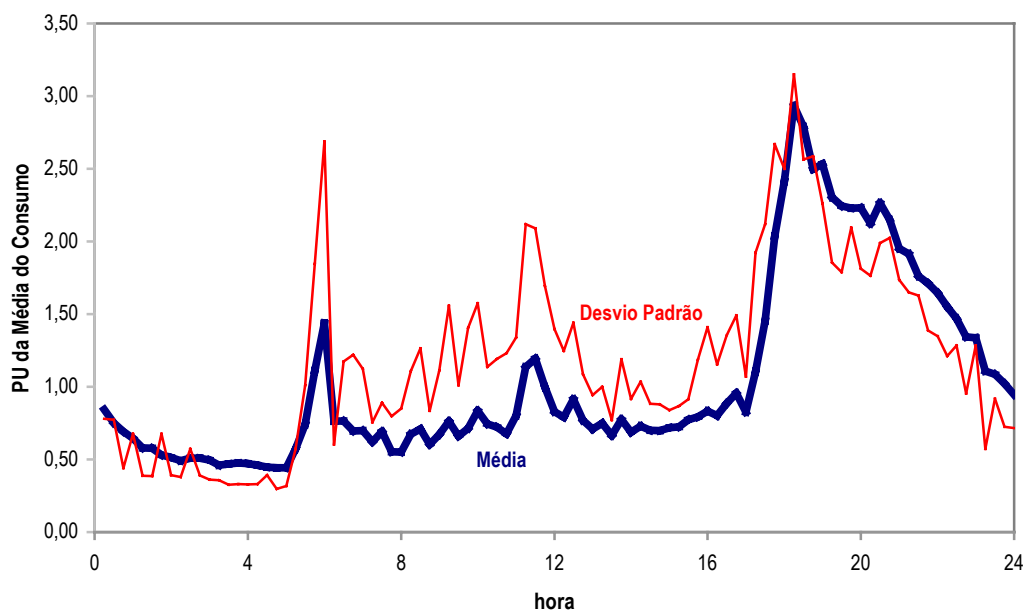
Casos fora do normal (exceções) são tratados pelo processo e mensagens de erro ou advertência são gravadas num arquivo de erros, em banco de dados, para consulta.

Os diversos módulos de engenharia que compõem a Solução GISD da CPFL se beneficiam dos resultados obtidos a partir das curvas de carga.

## 2. CONCEITOS E TERMINOLOGIA

### 2.1. Conceitos

As curvas de carga são cadastradas num banco de dados específico, mantido pela CPFL e são baseadas no Código de Atividade do consumidor. São fruto de um estudo feito no extinto Centro de Excelência da Distribuição, na USP, que fez o levantamento de curvas de carga para cerca de 70 atividades principais. Estas curvas foram distribuídas para as demais atividades, por semelhança de atividade. São cadastradas com 96 pontos de demanda, desde 00:15 até 24:00 (medições a cada 15 minutos). A cada um dos 96 pontos estão associados uma média e um desvio padrão, frutos das medições efetuadas durante o estudo da USP. Um exemplo é mostrado na figura abaixo.



Na modelagem aplicada na CPFL foram acrescentadas algumas sofisticações:

- pode-se cadastrar curvas diferentes para a mesma atividade, em localidades diferentes
- pode-se cadastrar curvas diferentes para a mesma atividade, para diferentes meses do ano (sazonalidade)
- pode-se cadastrar curvas “personalizadas” para os consumidores, isto é, um consumidor terá uma curva que será aplicada somente a ele, identificada pela sua UC (Unidade Consumidora).

O estudo da USP só cobriu curvas de carga de consumidores de baixa tensão. Para aplicação em clientes de média tensão, a CPFL foi obrigada a criar um padrão de curvas de carga: como estes consumidores têm as demandas medidas, não é necessário estimá-las a partir do consumo. As curvas destes consumidores são baseadas nas demandas medidas e não se considera desvio padrão. Têm os mesmos recursos citados acima, a respeito de sazonalidade, localidade e curvas individualizadas.

## 2.2. Terminologia e características da CPFL

Com a intenção de facilitar o entendimento, eis alguns termos que serão utilizados no trabalho:

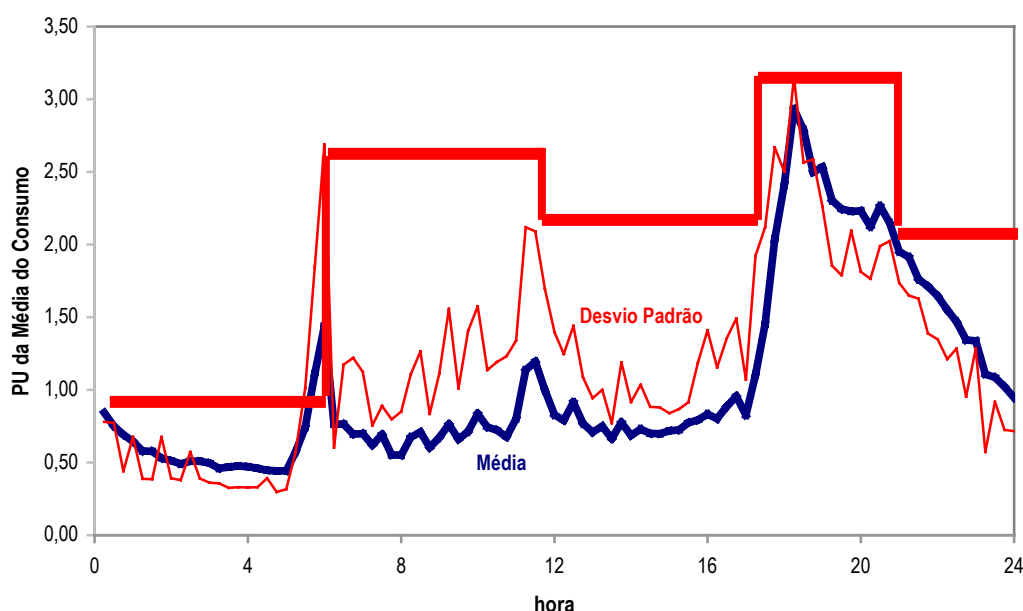
- *Circuito primário* ou *Alimentador* ou *Rede Primária*: são os termos que identificam a rede de distribuição classe 15kV que, na área de concessão da CPFL Paulista, podem ser de tensões nominais 11,9kV ou 13,8kV
- *Circuito secundário*: na área de concessão da CPFL Paulista são de 220/127V e, em alguns locais, 380/220V
- *Consumidores de média tensão* ou *Consumidores grupo A* ou *Consumidores A4*: são aqueles ligados diretamente à rede primária e tarifados como tais.
- *Demanda de Ponta* e *Demanda Fora de Ponta*: demandas registradas pelos consumidores de média tensão. A de Ponta é no período de 18:00 às 21:00 e a Fora de Ponta, nos demais horários. Há tarifas que diferenciam o valor conforme estes dois períodos, penalizando a energia utilizada na Ponta. Isto influencia no comportamento do consumidor ao longo do dia.
- *Consumidores de baixa tensão* ou *Consumidores grupo B*: são aqueles ligados diretamente à rede secundária.
- *UC – Unidade Consumidora*: código de identificação que individualiza cada consumidor da CPFL.
- *Solução GISD*: significa Gestão Integrada do Sistema de Distribuição e é um conjunto de ferramentas integradas, implementada na CPFL, que inclui uma base georeferenciada (GIS) e outros módulos de Engenharia, detalhados ao final do trabalho.
- *GIS*: significa Sistema de Informações Georeferenciadas e é a base de dados da Solução GISD. O fabricante do software utilizado na CPFL é a Smallworld

- *Cabine de Medição*: objeto criado no GIS para representar os consumidores de média tensão. A cada cabine está associado um único consumidor e todo consumidor de média tensão é representado por este objeto, mesmo que, na realidade física, não tenha uma cabine.

- *Ponto de entrega*: entrada de energia do consumidor secundário, no final do ramal de serviço da CPFL. É o ponto de carga, quando se fala de cálculo de fluxo de carga na rede secundária.

### 3. PROCESSO DE CONVERSÃO DE CONSUMO EM DEMANDA

Este processo é mensal, atualizando-se as curvas de carga de cada consumidor. A curva adotada para um consumidor num determinado mês é definida por um código que, por sua vez, aponta para uma curva típica cadastrada numa tabela específica. Apesar das curvas típicas terem 96 pontos, ao final do processo, somente cinco patamares de carga diária, cobrindo as 24 horas, serão armazenados. Esta foi uma decisão tomada a partir de um compromisso entre volume de dados armazenados e utilidade das informações. O início e o fim de cada patamar são parâmetros cadastrados numa tabela no banco de dados, podendo ser ajustado pela engenharia da CPFL. Estes patamares são: Madrugada, Manhã, Tarde, Ponta, Noite. A figura abaixo ilustra os patamares.



#### 3.1. Parâmetros do processo

O processo de determinação de demandas e diversificação tem alguns parâmetros de ajuste, que são cadastrados em banco de dados e podem ser alterados, conforme a necessidade. Alguns deles:

- Horários de início e fim de cada patamar
- Fator de potência *default* dos transformadores de distribuição, vistos pela rede primária
- Fator de potência *default* dos consumidores de média tensão (utilizado quando houver falha nesta informação no sistema de consumidores)
- Fator de potência dos consumidores de baixa tensão
- Fator de potência da iluminação pública
- Número de desvios padrão a serem considerados na determinação das curvas de carga

#### 3.2. Consumidores de baixa tensão

A definição de uma curva para um consumidor de baixa tensão depende de:

- do Código de Atividade do consumidor;
- do consumo do mês, já que as curvas podem ser diferentes conforme a faixa de consumo;

- da localidade em que está o consumidor, já que as curvas podem ser diferentes conforme a localidade;
- do mês em estudo, já que as curvas podem ser diferentes conforme a época do ano.

Um determinado consumidor pode, também, ter uma curva típica personalizada, utilizada somente para ele e identificada pela sua UC (Unidade Consumidora). Isto é muito raro para os consumidores de baixa tensão.

As curvas típicas aplicáveis aos consumidores de baixa tensão são cadastradas em pu da demanda média, calculada como:

$$D_{média kW} = \frac{Cons_{ajust kWh}}{720 horas}$$

onde  $Cons_{ajust kWh}$  é o consumo ajustado para 30 dias, já que o modelo de curvas de carga típicas supõe um consumo durante este período.

É importante não confundir esta demanda média, que é baseada no consumo mensal, com a demanda média de cada um dos 96 pontos, que é o resultado estatístico do conjunto de medições feitas durante o levantamento das curvas, ou seja, é a média das demandas medidas em cada um dos períodos de 15 minutos.

O consumo ajustado, por sua vez, é obtido a partir do consumo medido, da seguinte forma:

$$Cons_{ajust kWh} = \frac{Cons_{medido kWh}}{n^{\circ} dias} \times 30$$

onde  $n^{\circ} de dias$  é o período de abrangência da medição do consumidor (ex.: 32 dias, 29 dias).

A curva de carga é em pu da demanda média (tanto os valores de demandas como os desvios padrão). Tendo-se a demanda média do mês, baseada no consumo lido em kWh, pode-se obter os 96 pontos da curva em kW, com os respectivos desvios padrão.

Como a curva é estatística, para se obter os valores finais de kW para cada ponto, deve-se escolher quantos desvios padrão serão adotados para os pontos. Esta informação é um parâmetro, que pode ser ajustado pela CPFL.

Assim, para cada ponto da curva de carga, a demanda do consumidor é expressa como:

$$DkW_{ponto i} = (Dpu_{ponto i} + N \times \sigma_{ponto i}) \times D_{média kW}$$

onde  $\sigma_{ponto i}$  é o desvio padrão do ponto da curva de carga e  $N$  é a quantidade de desvios adotada nos cálculos.

Para se obter os cinco patamares de carga do consumidor, basta pesquisar a curva de carga e escolher o maior valor de demanda de cada patamar. Este valor máximo representará o patamar.

Como os consumidores de baixa tensão não têm medição de fator de potência, adota-se um valor para permitir o cálculo do kVA a partir do kW. Este valor de fator de potência também é um parâmetro, que pode ser ajustado.

### 3.3. Consumidores de média tensão

A definição de uma curva para um consumidor de média tensão depende de:

- do Código de Atividade do consumidor;

- da localidade em que está o consumidor, já que as curvas podem ser diferentes conforme a localidade;
- do mês em estudo, já que as curvas podem ser diferentes conforme a época do ano.

Um determinado consumidor pode, também, ter uma curva típica personalizada, utilizada somente para ele e identificada pela sua UC (Unidade Consumidora). Há vários destes casos nas tabelas de curvas de carga.

Os consumidores de média tensão têm medição de demanda. Portanto, não faz sentido estimar as demandas a partir do consumo. No entanto, é necessário determinar 5 patamares de demanda, quando normalmente somente um ou dois valores são medidos.

Deve-se salientar que somente um patamar (o quarto patamar) é da ponta do sistema. Os demais são fora de ponta.

Assim, também são cadastradas curvas de carga de 96 pontos para os consumidores de média tensão, com as diferenças:

- os valores de desvio padrão não são utilizados, já que o valor máximo da demanda do mês foi medido
- as demandas são cadastradas em pu da demanda máxima (há um tratamento, que não detalharemos, para os casos com demandas de Ponta e Fora de Ponta), em vez da demanda média (baseada no consumo)

A curva de carga é em pu da demanda máxima. Tendo-se a demanda medida do mês, pode-se obter os 96 pontos da curva em kW.

Assim, para cada ponto da curva de carga, a demanda do consumidor é expressa como:

$$D_{kW_{ponto i}} = D_{pu_{ponto i}} \times D_{máximakW}$$

Para se obter os cinco patamares de carga do consumidor, basta pesquisar a curva de carga e escolher o maior valor de demanda de cada patamar.

Para obtenção da demanda em kVA, a partir do kW, o fator de potência medido na ponta será aplicado ao patamar da ponta. O fator de potência medido fora de ponta será aplicado aos demais patamares. Se somente um valor de fator de potência estiver disponível, será utilizado em todos os patamares.

#### 4. DEMANDAS NOS PONTOS DE ENTREGA

Os pontos de entrega são os finais dos ramais de serviço e são neles que as cargas são consideradas, para o cálculo de fluxo de carga na rede secundária. Em cada ponto de entrega pode haver um ou mais consumidores. Assim, para determinar a carga de um ponto de entrega, é necessário totalizar as demandas dos consumidores ligados a ele. No ponto de entrega é feita uma soma simples das demandas dos consumidores, por patamar.

Para esta soma são utilizadas as curvas com apenas os 5 patamares de carga, já somados a média e o desvio padrão. Para cada patamar do ponto de entrega, simplesmente soma-se a demanda dos consumidores do ponto de entrega naquele patamar.

Para transformar os valores de kW para kVA, o fator de potência adotado é o mesmo utilizado para os consumidores (parâmetro editável).

Ao final, são armazenados os 5 valores máximos de cada patamar, separados **por fase**, já que os consumidores normalmente não são trifásicos e provocam desequilíbrio de cargas.

#### 5. AGREGAÇÃO DE DEMANDAS NOS POSTOS TRANSFORMADORES

Para determinar a carga de um posto transformador, é necessário totalizar as demandas dos consumidores ligados a ele. O estudo da USP mostra que as curvas de carga dos consumidores não

podem ser simplesmente somadas algebricamente. Por isto, este processo é chamado de “agregação” de curvas de carga. Este procedimento faz com que o desvio padrão total vá se “achatando” à medida que aumenta o número de curvas totalizadas no transformador. Isto acaba representando uma coincidência entre as cargas e fazendo com que o total, no transformador, seja menor que a soma simples das curvas.

Para a agregação são utilizadas as curvas dos consumidores com 96 pontos. Após a agregação, são obtidos os 5 patamares de carga.

A agregação é feita ponto a ponto (cada 15 minutos). Para cada um destes pontos, obtêm-se a demanda e o desvio padrão agregados.

A demanda agregada inicial é obtida por soma algébrica simples, pela fórmula:

$$D_{agregi} = \sum Dkw_{ponto i}$$

O desvio padrão agregado no ponto  $i$  é obtido pela fórmula:

$$\sigma_{agregi} = \sqrt{\sum_{j=1}^{ncons} \sigma_{consji}^2}$$

onde  $ncons$  é o número de consumidores que estão sendo agregados e  $\sigma_{consji}$  é o desvio padrão do consumidor  $j$  no ponto  $i$ .

Para obter a demanda agregada final do ponto  $i$ , ajustada pelo desvio padrão, usa-se a fórmula:

$$Dkw_{agregi} = D_{agregi} + N \times \sigma_{agregi} \times D_{agregi}$$

onde  $N$  é o número de desvios padrão adotado na simulação.

Repetindo este procedimento para os 96 pontos, obtêm-se a curva de carga agregada com 96 pontos. Para transformar os valores de kW para kVA, o fator de potência adotado é o mesmo utilizado para os consumidores.

No transformador ainda deve ser acrescentada a demanda da iluminação pública. Sobre isto, algumas observações:

- A iluminação pública não tem desvio padrão. Considera-se a demanda total das lâmpadas, em kW, e aplica-se um fator de potência padrão para a iluminação pública, para se obter o kVA.
- A iluminação pública tem uma curva de carga própria, adotada para toda a área de concessão, com valores 1 pu ou 0 (zero) pu, conforme o horário: 0 (zero) nos patamares 2 e 3 (manhã e tarde) e 1 nos patamares 1, 4 e 5 (madrugada, ponta e noite).

Durante o processo de agregação das curvas de carga, **ainda com 96 pontos**, os **fatores de carga** e de **perdas** do transformador de distribuição são calculados e armazenados em tabela de banco de dados.

## 6. DIVERSIFICAÇÃO DAS CARGAS DOS CIRCUITOS SECUNDÁRIOS

Os desvios padrão das curvas típicas são, normalmente, altos e a aplicação destes sobre as demandas dos 96 pontos, em cada consumidor, pode aumentar bastante a demanda, dobrando ou até mesmo triplicando seu valor.

Para evitar que os cálculos feitos com estes valores provoquem resultados elevados de queda de tensão, perdas e corrente, é aplicado um fator de coincidência aos pontos de entrega (que são os pontos de carga utilizados nos cálculos da secundária). Este fator, baseado na demanda agregada no transformador de distribuição do circuito, provoca a redução das cargas, trazendo-as a um nível mais razoável. Este procedimento também garante que, num cálculo, a demanda resultante de um determinado patamar seja bastante próxima à demanda estimada para o transformador de distribuição,

obtida pela agregação. As diferenças são devidas às perdas, que são calculadas num fluxo de carga, mas desprezadas nestes processos de determinação de demandas e diversificação.

### 6.1. Cálculo dos fatores de coincidência

O cálculo destes fatores de coincidência é feito sobre os 5 patamares obtidos a partir das curvas de carga e das agregações nos pontos de entrega e nos transformadores.

Como a iluminação pública não tem fator de coincidência (está toda ligada ou toda desligada), deve ser excluída do processo. Para isto, usa-se a curva do transformador *antes* do acréscimo da iluminação pública.

Assim, trabalha-se com a curva de 5 patamares do transformador relativa somente aos consumidores.

Daí, o fator de coincidência de cada um dos patamares é obtido pela fórmula:

$$Fc_i = \frac{DkVA_i}{\sum_{j=1}^{nptentr} D_{kVApei}^j}$$

onde:

$Fc_i$  é o fator de coincidência do patamar  $i$

$DkVA_i$  é a demanda em kVA do patamar  $i$ , no transformador

$nptentr$  é o número de pontos de entrega do circuito

$D_{kVApei}^j$  é a demanda do ponto de entrega  $j$ , no patamar  $i$

No momento dos cálculos de fluxo de carga, estes fatores de coincidência serão aplicados às cargas do circuito secundário (pontos de entrega), conforme o patamar utilizado.

## 7. FATORES DE COINCIDÊNCIA DAS CARGAS DOS CIRCUITOS PRIMÁRIOS

A esta altura do processo, todos os transformadores de distribuição e as cabines de medição (consumidores de média tensão) têm cinco patamares de demandas estimadas.

Os alimentadores têm valores de medição que devem ser compatíveis com os totais de demandas. Para compatibilizar a soma das cargas com as medições dos alimentadores é feito o que se chama de **diversificação** da rede primária.

É um processo mensal, que consiste em calcular, para cada alimentador, um fator de coincidência único para todos os transformadores de distribuição, de modo que a soma das cargas, multiplicada pelo fator, coincida com o carregamento medido do alimentador.

Neste processo, também é estimado o fator de potência dos transformadores de distribuição, vistos pela rede primária, por comparação com a medição. Também são obtidos 5 patamares de demanda para o alimentador.

As cabines de medição (consumidores de média tensão) e os bancos de capacitores recebem um tratamento diferenciado dos postos transformadores de distribuição.

### 7.1. Máximas mensais de alimentadores

O processo exige que todos os alimentadores tenham um registro de demanda máxima carregado no sistema, numa tabela em banco de dados. Há um processo para tratar deste cadastro, mensalmente, para tentar minimizar a ocorrência de leituras incorretas, de modo que, no momento da diversificação, se tenha valores consistentes.

Os valores fornecidos são a corrente, o kW e o kVAr simultâneos.



As demandas máximas dos alimentadores formam um histórico de 12 meses, sendo sempre descartado o mais antigo.

Cada alimentador pode ter uma curva de carga cadastrada, em 5 patamares, de modo que se tem 5 valores de kW e de kVAr. Neste caso, esta curva será utilizada para o processo de diversificação, ou seja, os cálculos dos fatores de coincidência serão realizados para cada um dos cinco patamares. Se a curva não estiver cadastrada somente estará disponíveis um único conjunto de valores máximos. Neste caso, o processo estima uma curva de carga do alimentador, de cinco patamares, a partir da soma das suas cargas, e trabalha com este perfil.

## 7.2. Cálculo dos fatores de coincidência

Algumas observações importantes sobre o processo, que serão detalhadas adiante:

- Os consumidores de média tensão são tratados à parte e têm um fator de coincidência próprio. Desta forma, a participação destas cargas deve ser subtraída da leitura do alimentador.
- Os bancos de capacitores também são tratados à parte e são “expurgados” das leituras do alimentador
- O estado dos bancos automáticos (ligados ou desligados) é estimado automaticamente, a partir da curva do alimentador.
- Como 5 patamares estão disponíveis, a diversificação é feita para os 5 períodos.

As demandas medidas do alimentador, para um patamar  $i$  são:

$$Dkwalim_{med}^i \quad e \quad Dkvaralim_{med}^i$$

Os consumidores de média tensão (A4) são tratados à parte. Suas cargas são multiplicadas por um fator de coincidência próprio, igual para todos, que é um parâmetro da diversificação mensal (por exemplo, 0,9), para os cinco patamares. O fator de potência de cada um destes consumidores é conhecido, para cada patamar, de modo que é possível separar os totais de kW e kVAr, para cada patamar  $i$ :

$$Totkw_{A4}^i = Fcoin_{A4} \times \sum kW_{A4}^i$$

$$Totkvar_{A4}^i = Fcoin_{A4} \times \sum kVAr_{A4}^i$$

onde:

$Fcoin_{A4}$  é o fator de coincidência adotado para os consumidores de média tensão (A4)

$kW_{A4}^i$  é a demanda, em kW, do consumidor, no patamar  $i$

$kVAr_{A4}^i$  é a demanda, em kVAr, do consumidor, no patamar  $i$

Os fatores de potência dos consumidores de média tensão para os cinco patamares já foram determinados no momento do tratamento da curva de carga.

Os bancos de capacitores também são tratados à parte. O total de reativos devido aos bancos de capacitores é:

$$Totkvar_{BC}^i = \sum kVAr_{BCfixo} + \sum kVAr_{BCauto}^i$$

onde:

$kVAr_{BCfixo}$  é o kVAr de cada banco de capacitores fixo

$kVAr_{BCauto}^i$  é o kVAr de cada banco de capacitores automático no patamar  $i$

Aqui, cabe uma explicação: os bancos de capacitores fixos estão sempre ligados, mas os automáticos não. Nos patamares de carga mais baixa, pode-se provocar erros significativos nos cálculos se os bancos automáticos forem considerados ligados. Para tentar tratar a variação de estado destes bancos, adotou-se que os bancos estarão ligados nos patamares com cargas maiores e desligados nos demais. O limite entre os maiores e menores é um parâmetro, editável. A curva utilizada como referência é a de kW e não a de kVA total, já que, para se determinar o kVA é necessário, antes, saber se os capacitores estão ligados ou não. Este procedimento foi adotado porque a variação do kVA é muito semelhante à do kW.

O cálculo dos fatores de coincidência é feito apenas sobre as demandas dos postos transformadores de distribuição. Para isto, é necessário trabalhar os registros de medição, expurgando a parte devida aos consumidores de média tensão e aos bancos de capacitores.

Para cada patamar, calculam-se os valores de kW e kVAr medidos que seriam devidos somente aos postos transformadores de distribuição, para um patamar  $i$ , da seguinte forma:

$$Dkw_{med\_postos}^i = Dkwalim_{med}^i - Totkw_{A4}^i$$

$$Dkvar_{med\_postos}^i = Dkvaralim_{med}^i - Totkvar_{A4}^i + Totkvar_{BC}^i$$

Como o valor de kVAr dos bancos tem sinal trocado em relação ao kVAr indutivo dos consumidores, ele é somado, em vez de subtraído. Seria o equivalente a desligar todos os bancos, com o efeito de aumentar o reativo lido na saída do alimentador.

Com estes valores medidos tratados, pode-se estimar o fator de potência dos transformadores de distribuição a partir dos valores de  $Dkw_{med\_postos}^i$  e  $Dkvar_{med\_postos}^i$ . Este fator de potência é armazenado em todos os postos transformadores de distribuição.

O fator de coincidência é calculado, então, desta forma:

- Calcula-se a soma total de kVA dos postos transformadores de distribuição

$$Totkva_{postos}^i = \sum kVA_{postos}^i$$

onde  $kVA_{postos}^i$  é o kVA de cada posto, no patamar  $i$

- Calcula-se o total de kVA da medição, devido aos postos transformadores

$$Dkva_{med\_postos}^i = \sqrt{(Dkw_{med\_postos}^i)^2 + (Dkvar_{med\_postos}^i)^2}$$

- O fator de coincidência do patamar  $i$  é:

$$Fcoinc_{postos}^i = \frac{Dkva_{med\_postos}^i}{Totkva_{postos}^i}$$

Este procedimento é repetido para cada patamar.

### 7.3. Tratamento de exceções

São também tratadas uma série de exceções possíveis durante o processo, para evitar erros. Por exemplo, quando o alimentador atende apenas um consumidor de média tensão o fator de coincidência adotado é igual a 1 (um).

Estas exceções e erros no processo geram mensagens que ficam armazenadas numa tabela de erros, acessível por um aplicativo na Intranet.

## 8. SIMULAÇÃO MENSAL

Mensalmente, após os processos citados acima, com as cargas definidas, executa-se a chamada Simulação Mensal, que consiste no cálculo de fluxo de carga para todos os circuitos secundários e primários (15kV) da CPFL. Os maiores valores de quedas de tensão e carregamentos, além das perdas são armazenados em tabelas Oracle, para cada circuito primário e secundário, formando um histórico de 13 meses de resultados.

## 9. INTEGRAÇÃO COM O SISTEMA GIS

A CPFL implementou um conjunto de aplicativos batizado de **Solução GISD** (Gerenciamento Integrado do Sistema de Distribuição), que compreende a base GIS propriamente dita, da Smallworld, e outros quatro módulos de engenharia, integrados à base georeferenciada: Planejamento, Projeto, Manutenção e Operação. Há também um aplicativo para criação de mapas temáticos, pesquisas avançadas e relatórios (Spatial Intelligence) e um outro, para visualização e consultas simples à base GIS através da Internet.

A Solução inclui a base de dados georeferenciada e um banco de dados Oracle associado. Todos os processos citados, relativos às curvas de carga, são executados sobre a base de dados Oracle. A base georeferenciada, por meio de uma série de interfaces, mantém atualizada a base Oracle. Esta tem, desta forma, informações de vinculações elétricas dos consumidores, ou seja, em que ponto de entrega, em que circuito secundário e em que circuito primário está ligado cada consumidor da CPFL (no caso da média tensão, informa em que Cabine de Medição e circuito primário estão ligados). Baseado nestas informações de conectividade, se executam todos os processos citados neste trabalho.

Através dos módulos de *Planejamento* e de *Projetos*, na implementação da CPFL, pode-se executar cálculos de fluxo de carga diretamente sobre a base georeferenciada. Neste momento, a interface de cálculo “visualiza” a configuração da rede na base Smallworld e usa as cargas (demandas, fatores de potência e coincidência) cadastrados nas tabelas Oracle. Como há um histórico armazenado, o usuário pode escolher o mês e o patamar desejado para os cálculos.

O módulo de *Manutenção* utiliza principalmente os resultados da Simulação, usando-os para avaliar e priorizar serviços, conforme a “severidade” dos resultados dos circuitos e carregamentos de transformadores.

O módulo de *Operação* recebe as informações das cargas para permitir a simulação de manobras na rede primária.

## 10. COMPARAÇÕES COM A METODOLOGIA ANTERIOR

A metodologia anterior era baseada numa equação única, que relacionava consumo e demanda, de modo que para um dado consumo somente um valor de demanda era obtido. Ajustes nos valores de consumo eram feitos para permitir dois valores de demanda: dia e noite. Alguns ajustes também eram feitos conforme a classe (Comercial, Industrial, etc.). A curva da equação era assintótica, de modo que o dobro do consumo não implicava no dobro de demanda.

Com as curvas de carga, valores iguais de consumo geram demandas diferentes, de acordo com o Código de Atividade, uma classificação bem mais detalhada que a Classe. Pela metodologia antiga, tínhamos somente dois valores de demanda, diurna e noturna, sendo que, normalmente, só se usava a noturna. Agora temos 5 patamares disponíveis. Temos também valores de fatores de carga e de perdas, para os circuitos secundários, mais refinados. Além disso, os valores antes calculados eram menos “personalizados”, baseando-se quase que somente no valor de consumo, enquanto agora as curvas podem ser diferenciadas pela localidade, pelo mês e até individuais. Também foram feitos alguns estudos que indicam que a nova metodologia tende a estimar valores de demandas mais baixos que a antiga. Conseqüentemente, valores de carregamento de transformadores que antes eram considerados dentro da faixa segura, agora sugerem um alerta maior.

## 11. PROBLEMAS, DESAFIOS

Tudo o que se faz é baseado nos dados cadastrados, desde o consumo de um consumidor de baixa tensão até a medição de um alimentador. Cada uma destas informações tem a sua importância e impacto nos processos. Também é utilizada a base do Sistema de Consumidores, que é da área comercial e sobre a qual as áreas de Engenharia não exercem controle.

Desta forma, o desafio permanente é manter a base de dados o mais atualizada possível. São fontes de distorções, entre outras: consumidores fora da base, em local incorreto ou com incorreções nos registros; configurações incorretas da rede primária; cadastro deficiente de equipamentos, como bancos de capacitores, por exemplo; erros nas leituras dos alimentadores.

Embora as Curvas de Carga estejam em funcionamento há cerca de dois anos, somente recentemente o Projeto GISD Paulista foi considerado encerrado, e a aplicação destas curvas pode ser considerada como em fase inicial. Assim, outro desafio que se apresenta à Engenharia é adequar seus processos às novas informações que foram geradas com a introdução das Curvas de Carga, como visto no item anterior.

Finalmente, um dos maiores desafios é cuidar do que foi criado, ou seja, manter sempre atualizado o banco de dados de curvas de carga, atualizando os perfis cadastrados e os parâmetros dos processos. Isto exigirá campanhas de medição, análises estatísticas e de engenharia. Por exemplo, hoje ainda não usamos as curvas separadas por localidade. Esta “manutenção” é necessária para que a metodologia fique cada vez mais confiável e não se corra o risco do mau uso e da descrença nos resultados.