



SCE/009

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

STE-II

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

O MERCADO DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA NO BRASIL: CONTROLADORES DE DEMANDA E TARIFAS DIFERENCIADAS

Antonio Raad
Marco Aurélio Ribeiro Gonçalves Moreira

Ary Vaz Pinto Junior
Fabio Cavaliere de Souza

ELETROBRÁS

CEPEL

RESUMO

O trabalho apresenta uma visão integrada do mercado brasileiro de Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD, com ênfase nas tecnologias de controladores de demanda (CD) e de tarifas diferenciadas (TD). O trabalho aborda ainda as barreiras à penetração das novas tecnologias, bem como as soluções, e propõe uma metodologia de cálculo do potencial de impacto dessas tecnologias para o sistema elétrico brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE: GLD, Tarifas, Pico de Demanda de Energia Elétrica, Impacto Tecnológico, Avaliação de Mercado.

1.0 - INTRODUÇÃO

Tradicionalmente, o setor elétrico brasileiro tem privilegiado ações pelo lado da oferta para garantir a expansão do sistema. Tal modelo vem esbarrando na escassez crescente do aporte de recursos externos de longo prazo, devido ao País ainda ser considerado de elevado risco pelas agências internacionais de avaliação. Os investimentos no sistema eletroenergético brasileiro, predominantemente de base hidroelétrica, caracterizam-se por serem capital-intensivo e com longo período de maturação (superior a dez anos). Na atual conjuntura, esses fatores têm contribuído negativamente no que se refere à realização de investimentos em novos empreendimentos, representando adiamento de obras já previstas nos planos decenais de expansão. Como consequência, nos últimos cinco anos a demanda de energia, especialmente no segmento residencial, tem crescido mais do que a oferta. Portanto, as condições de atendimento ao Sistema Elétrico Interligado das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste

têm-se caracterizado por um crescente risco de déficit. Contribuem ainda para elevação do risco de não atendimento do sistema: o elevado crescimento do mercado de energia elétrica, o estado dos reservatórios do sistema interligado, que vêm apresentando afluências abaixo da média histórica (26/03/2001, Acompanhamento Diário da Operação Hidroenergética do Sistema Interligado Nacional – OPHEN), com estimativa de capacidade de apenas 49% prevista para abril de 2001; o tempo necessário para entrada em operação de projetos novos; e o atraso nos cronogramas das termelétricas previstas no Programa Prioritário do Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica - CAET. Estudos apontam que o mercado de energia elétrica nacional crescerá em média 4,7% ao ano no período 2000-2004, necessitando de investimentos totais anuais (em geração, transmissão e distribuição) da ordem de R\$ 8,5 bilhões para atender o crescimento desta demanda (2000, Plano Decenal de Expansão 2000/2009 – PDE). Atualmente a classe industrial responde por 44% da demanda de energia gerada no país, enquanto o setor residencial por 27% e o comercial 15% (2000, Balanço Energético Nacional – BEN).

Todavia, ao se observar os fatores de carga dos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste registrados no ano de 1999, respectivamente 77% e 71% (2000, PDE 2000/2009), percebe-se que o GLD surge como uma alternativa relevante à expansão do sistema elétrico, visto que ele permite a modulação da curva de demanda dos sistemas e, por conseguinte, a otimização dos recursos disponíveis no sistema elétrico.

2.0 – CONCEITUAÇÃO DO GLD

O GLD consiste no planejamento e implementação de uma série de atividades por parte das concessionárias de energia elétrica, que têm como objetivo influenciar

o uso da eletricidade pelos consumidores, de forma a produzir mudanças desejadas na magnitude e na forma da curva de carga do seu sistema. Sob este enfoque, não são portanto consideradas como ações de GLD a adoção de medidas independentes de conservação de energia elétrica por parte dos consumidores, ou mesmo ações de órgãos governamentais, independentes da participação das concessionárias. Isto porque, apesar de influírem no consumo de eletricidade ou na forma da curva de carga, nem sempre essas medidas independentes levam a uma operação ótima (economicamente mais eficiente) do sistema da concessionária. Por outro lado, são considerados como GLD os programas das empresas de energia elétrica que fomentam, por exemplo, a implementação pelos consumidores de medidas de conservação ou modulação de carga, por meio de incentivos financeiros, novas opções tarifárias, difusão de informações, auditorias energéticas, ou outros métodos de implementação dessas medidas. De qualquer forma, as ações de GLD são dirigidas aos pontos do sistema elétrico que apresentam problemas de sobrecarga ou estrangulamento na transmissão ou distribuição de energia. De forma abrangente podemos considerar 06 tipos básicos de programas de GLD: 1 - preenchimento de vales; 2 - corte de pico; 3 - deslocamento de cargas; 4 - conservação estratégica; 5 - crescimento estratégico da curva de carga; 6 - curva de carga flexível. Nesse contexto, examinaremos com maiores detalhes os programas realizados pelas concessionárias de corte de pico de demanda e de deslocamento de cargas. O primeiro consiste na redução do pico da curva de carga da concessionária, visando à restrição de demanda máxima dos consumidores durante o horário de ponta através do controle direto da demanda pela concessionária. O segundo consiste no deslocamento das cargas do horário de ponta para outros horários, com o objetivo de transferir parte do consumo do período de ponta para o fora de ponta, incentivando a mudança nos hábitos do consumidor pela utilização mais consciente da eletricidade no horário de ponta.

Os projetos de CD caracterizam-se pela restrição compulsória de carga através de um dispositivo de chaveamento (e.g., disjuntor de maior capacidade - 40A, para um de menor 15A) instalado junto ao padrão do consumidor, visando à restrição de potência máxima demandada pela unidade consumidora. Esses projetos vêm sendo realizados principalmente na classe residencial de baixa renda, que é atendida em baixa tensão, pois esta apresenta baixo consumo de energia e cargas elevadas na ponta (e.g., chuveiro elétrico). A faixa de consumo e o tipo de ligação normalmente selecionadas para este tipo de projeto são respectivamente 75-250 kWh/mês e monofásica. Os projetos de TD caracterizam-se pela indução do consumidor à mudança de seus hábitos de consumo via

sinal tarifário, ou seja, um forte acréscimo no valor da tarifa no horário de ponta e uma redução no valor fora de ponta. Também podem ser utilizadas tarifas com componente de demanda no cálculo da fatura de energia da unidade consumidora, visando ao desestímulo do comportamento perdulário e à redução da utilização de cargas elevadas no período de ponta. A faixa de consumo e o tipo de ligação normalmente selecionadas pelas concessionárias para este tipo de projeto são respectivamente 300kWh/mês ou superior e bifásicas/trifásicas.

3.0 – HISTÓRICO DO GLD NO BRASIL

No Brasil, as ações de GLD foram iniciadas em 1977 com os primeiros estudos para a introdução de uma estrutura de tarifação diferenciada de energia elétrica, com base nos custos marginais, que se concretizou efetivamente em 1982 com a implantação da tarifa horo-sazonal azul para consumidores alimentados em alta tensão (AT). A partir daí, os estudos prosseguiram até a introdução da tarifa horo-sazonal verde em 1986 também para os consumidores alimentados em AT. Em seguida, teve início os primeiros projetos pilotos de tarifa diferenciada amarela (TDA), visando aos consumidores atendidos em baixa tensão (BT). A experiência com modulação de carga no Brasil é portanto ainda muito recente, com os projetos ainda em fase de implantação. Um dos primeiros projetos de TDA realizados no Brasil foi o da CPFL e teve como objetivos principais: reduzir a ponta do sistema, avaliando a capacidade de modulação de consumidores de baixa tensão em diferentes postos de horário de ponta (3 e 6 horas); testar as tecnologias de telecomando e medição (*ripple control* e relé horário) a serem utilizadas; e avaliar a receptividade dos consumidores quanto à modulação e/ou conservação de energia. A aplicação experimental da TDA, foi realizada num conjunto de 101 consumidores (residenciais, comerciais, industriais, rural, poder e serviços públicos) na cidade de Itapira, São Paulo, entre 1988 e 1989. Os resultados da avaliação do projeto mostraram que houve uma modulação de 10% a 14% (energia deslocada da ponta). Além disso, o sistema *Ripple Control* se mostrou bastante confiável, enquanto o sistema de relé horário apresentou alguns problemas.

O projeto piloto de TDA da CEMIG, iniciado em setembro de 1994 no Vale do Jequitinhonha (Araçuaí), teve como objetivo avaliar a possibilidade de otimizar a utilização da redes de distribuição do sistema elétrico, com a aplicação de uma TD em postos tarifários de custos distintos para clientes de baixa tensão, que ao reduzir o seu consumo na ponta trariam uma redução de carga nas redes. Esta aplicação foi estendida durante os anos de 1995 e 1996 aos

municípios de Conselheiro Lafaiete e Belo Horizonte (agências Nova Suíça e Barreiro). A experiência piloto em Arauaí foi interrompida em abril de 1996, devido ao elevado investimento necessário com *timers*, o que não compensaria o benefício das informações adicionais que seriam obtidas com a amostra de consumidores. As medições realizadas não permitiram resultados muito conclusivos o que levou a CEMIG a estender a experiência a partir de junho de 1995 para as regiões de Conselheiro Lafaiete (abrangendo 100 consumidores das classes residencial, comercial e industrial) e Belo Horizonte (envolvendo 175 consumidores das classes residencial e comercial). A experiência do Vale do Jequitinhonha apontou para uma redução média de demanda na ponta da ordem de 8,0% nos três transformadores de distribuição medidos, enquanto a de Conselheiro Lafaiete cerca de 6,5% nos cinco transformadores de distribuição medidos, e a de Belo Horizonte apresentou de cerca de 16% nos quatro transformadores de distribuição medidos. A conclusão geral da CEMIG sobre o reflexo nos transformadores constatou que não existiram fortes evidências sobre a redução de demanda na ponta, mas em média ocorreu uma pequena redução. As informações existentes não foram suficientes para quantificar a modulação e possibilitar uma análise de custo/benefício, fundamental neste tipo de projeto. Entretanto, os dados obtidos com estas experiências foram suficientes para subsidiar o planejamento e a implementação do novo projeto de tarifa binômica em 500 consumidores (classes residencial, comercial e industrial), desenvolvido em Juiz de Fora, alcançando cerca de 15% de redução de demanda na ponta. O projeto piloto de TDA da COPEL, realizado em toda sua área de concessão, teve início em 1994 com o Plano Projeto, quando foram definidas três grandes fases para o seu desenvolvimento: planejamento, experimental e padronização. A primeira foi concluída em setembro de 1996, com o Plano Operacional para Implantação do Projeto Piloto. A segunda foi concluída em fevereiro de 1998, com a Avaliação dos Resultados do Projeto Piloto para 333 consumidores residenciais participantes. Apesar dos resultados quantitativos de modulação obtidos terem sido modestos, os resultados qualitativos (aceitação e mudança de hábitos do consumidor elevados) recomendaram a implantação da terceira fase, que está em curso. Em termos de projeto de CD, em meados de 1994, foi introduzida no Vale do Jequitinhonha pela CEMIG a limitação de carga em cerca de 3.400 unidades consumidoras residenciais BT, sendo utilizada a tecnologia *Ripple Control*. A avaliação dos resultados apontou uma redução de demanda na ponta em torno de 450W por ponto instalado. Com relação à experiência piloto de GLD em consumidores residenciais de baixa renda desenvolvida pela LIGHT a partir de 1997 no bairro de Padre Miguel no Rio de Janeiro, foram instalados

apenas 500 controladores de demanda, dos 1.000 inicialmente previstos, em um conjunto habitacional com cerca de 2.400 moradores. A faixa média de consumo era de 200 kWh/mês e o propósito do projeto era o de evitar o uso do chuveiro elétrico durante o período de 18:00 às 19:30h. O ganho de potência obtido considerando-se um grupo de consumidores (mesmo transformador de alimentação) chegou a 310W médios por ponto instalado. No projeto CD, realizado pela CELG entre setembro de 1997 e dezembro de 1998, foram instalados 4.200 controladores de demanda em consumidores residenciais de baixa tensão no Município de Luiziana. Os resultados obtidos mostraram um ganho por unidade consumidora de 312W na ponta do sistema, além de uma grande melhoria nos níveis de tensão no horário da ponta.

Atualmente, com a introdução da cláusula de investimento compulsório, por parte das concessionárias, de 1% da receita anual em Programas de Eficiência Energética submetidos à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, tornou-se compulsório o investimento em projetos de CD e TD, em percentuais mínimos (respectivamente 15% e 5% da receita anual no S/SE/CO e N/NE), sendo apresentados nos programas das concessionárias em projetos pelo lado da oferta. A TABELA 1 mostra que passados dois Ciclos (98/99 e 99/00), desde o início desta obrigatoriedade, e iniciado o terceiro Ciclo (00/01), ainda não existe um número considerável de pontos em operação (escala de implantação), pois os atrasos na implantação de tais projetos têm sido constantes. Os últimos números disponíveis mostram que dos cerca de 80.000 pontos (respectivamente 60.000 e 20.000) a serem implantados no Ciclo 98/99, somente foram implantados cerca de 60% (na proporção de 90% CD e 10% TD). Com relação ao Ciclo 99/00, estavam previstos cerca de 35.000 pontos (respectivamente 28.000 e 7.000) a serem implantados e só entraram em operação até o presente cerca de 25% deste total. Por último, para o Ciclo 00/01, que ainda está em andamento, existe uma estimativa de implantação de 40.000 pontos sendo 23.000 de CD e 17.000 de TD. Apesar de a tecnologia de TD ter, em geral, um custo mais elevado, percebe-se que o interesse em realizar projetos de TD tem crescido, principalmente devido à possibilidade da ANEEL regulamentar a TD compulsoriamente para toda a BT.

TABELA 1

Programas Anuais de Conservação de Energia das Concessionárias submetidos à ANEEL			
	CICLO 98/99	CICLO 99/00	CICLO 00/01
CD	60.000	28.000	23.000
TD	20.000	7.000	17.000

4.0 – TECNOLOGIAS DE GLD NO BRASIL: CONTROLADORES DE DEMANDA E TARIFAS DIFERENCIADAS

Existem atualmente 5 fabricantes em atividade no mercado nacional que participam ou participaram, até o presente momento, de licitações para fornecimento de sistemas de GLD. Esses fabricantes estão identificados a seguir com as respectivas descrições do conceito e da tecnologia de comunicação utilizada para o envio da programação do período de limitação de demanda ou do sinal tarifário. É mencionada ainda a participação dessas empresas nas experiências piloto desenvolvidas pelas diferentes concessionárias de distribuição de energia elétrica do país.

4.1 – Abb

Sistema unidirecional com sinal de programação transmitido via rede de distribuição (*Ripple Control*) e com injeção realizada nos alimentadores de média tensão das subestações de distribuição. O sistema vem sendo ensaiado na área de concessão da CEEE em uma experiência de cerca de 1.500 pontos. O sistema está operando um programa de limitação de demanda.

4.2 - Nansen

Sistema bidirecional de baixa frequência. A transmissão da informação no sentido concessionária-consumidor é realizada por desvios no momento de cruzamento pelo zero da alimentação da rede. A injeção do sinal é realizada nas subestações. A transmissão no sentido consumidor-concessionária é realizada por deslocamento da corrente. Participa atualmente de experiência piloto de TDA.

4.3 - Schlumberger

Sistema unidirecional com sinal de programação transmitido via rede de distribuição (*Ripple Control*) e injetado na subestação de distribuição em média tensão e sistema bidirecional em baixa frequência. O sistema foi instalado em projetos piloto promovidos pelo antigo DNAEE, nas áreas de concessão da CEMIG e da CPFL. Atualmente, tem um projeto piloto de CD implantado na Eletropaulo (3000 pontos). Sistema bidirecional (PLC) na Copel em experiência piloto de 1000 pontos de TDA.

4.4 - Sistron

Sistema bidirecional com sinal de programação centralizado e transmitido na rede de baixa tensão (Distribution Line Carrier - DLC). Já realizou experiências piloto em áreas de concessão da CELG, CERJ, COELBA, ELEKTRO e CEMIG. A maioria das aplicações são para atender programas de limitação de demanda chegando a mais de 50.000 pontos instalados. Na área de concessão da CEMIG foi realizada uma experiência piloto em Juiz de Fora de TD (500 pontos).

4.5 - T&T Company do Brasil

Sistema unidirecional com dois enlaces de comunicação: rádio (faixa de ondas médias) e injeção na rede de baixa tensão (*Ripple Control*). Foram efetuados dois fornecimentos à LIGHT, o primeiro de 1.000 pontos e o segundo de 6.000 pontos, ambos para aplicação em programas de CD. Está em negociação um terceiro fornecimento de 6.000 pontos, contemplando neste uma experiência de TDA, além de limitação de demanda. Está iniciando uma experiência piloto junto à CEB de 2.000 pontos para CD.

5.0 – BARREIRAS/SOLUÇÕES À PENETRAÇÃO NO MERCADO DAS TECNOLOGIAS CD E TD

As concessionárias têm enfrentado ou apresentado uma série de resistências internas à implementação de ações pelo lado da demanda, tais como: falta de pessoal capacitado, inexistência de área específica dedicada aos projetos de GLD, avaliação de resultados complexa e dispendiosa. Além dessas existem também resistências externas: conflito estabelecido entre empresas supridoras e distribuidoras, devido à redução das compras de energia causado pelo impacto dos programas de GLD; escassez de financiamentos específicos; adesão do consumidor não é compulsória; etc. As barreiras mais fortes são as internas e estão enraizadas na própria cultura das concessionárias, pois o argumento principal baseia-se na lógica de que não se pode atuar junto ao mercado para reduzir o consumo de energia, já que este mercado é a principal fonte de receita, preferindo desta forma atuar pelo lado da oferta. Assim, de fato, a perda de receita causada pela redução do consumo de energia, defendida por alguns profissionais de algumas concessionárias, é uma das maiores barreiras à implementação de programas de GLD.

As possíveis soluções para as barreiras supracitadas passam necessariamente pela inserção no planejamento das concessionárias das alternativas de GLD. Outras que podem ser citadas são: criação de áreas específicas de desenvolvimento e acompanhamento de projetos de GLD nas concessionárias; capacitação do corpo técnico em planejamento, desenvolvimento e avaliação de programas de GLD; criação de mecanismos de financiamento que sejam atrativos (juros baixos e períodos de carência mais longos); adesão compulsória do consumidor, após o período experimental; por último, a aplicação da teoria de custo marginal, tanto para o fornecimento quanto para o suprimento.

6.0 – POTENCIAL DE IMPACTO NO SISTEMA ELÉTRICO INTERLIGADO

Uma metodologia consistente para determinação do potencial de penetração/impacto de controladores de

demanda e novas modalidades tarifárias no sistema elétrico é bastante difícil de ser realizada, na medida em que os dados disponíveis nas concessionárias sobre a estrutura de mercado e o perfil e a caracterização da carga ou não estão disponíveis ou são insuficientes. Face às dificuldades e restrições supracitadas, faremos um exercício numa tentativa de modelar os potenciais técnico, econômico e de mercado para as tecnologias CD e TD junto aos consumidores de baixa tensão, considerando os seguintes aspectos: sistema elétrico interligado, concessionárias e consumidores. Este impacto é traduzido pela máxima redução de demanda (ou deslocamento) no período de ponta, obtida com a implantação de CD através da restrição de carga junto ao medidor da unidade consumidora e TD que em última instância apresentam um sinal preço bastante elevado na ponta e um sinal reduzido fora de ponta (ou ainda, apresentam uma componente de demanda na tarifa dos consumidores) na fatura de energia dos consumidores. Primeiramente é necessário definir-se o significado dos potenciais técnico, econômico e de mercado no contexto mencionado. O potencial técnico pode ser definido como sendo aquele que somente contabiliza a redução/deslocamento de demanda na ponta e/ou a economia de energia devido à implantação de CD e TD junto aos consumidores finais de energia elétrica, cujos requisitos de mercado — faixa de consumo (50-100 kWh/mês, 100-200 kWh/mês, 200 - 300 kWh/mês, 300-500 kWh/mês, 500-1.000 kWh/mês, etc.), classe de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.), tipo de ligação (1 Φ 2 Φ e 3 Φ) e nível de tensão (BT) — sejam adequados a natureza de cada projeto em questão. Além disso deve-se considerar os requisitos de sistema: estressado e folgado, planejamento de obras, ponta do sistema da concessionária coincidente ou não com a ponta do sistema interligado. O potencial econômico pode ser determinado com base na avaliação dos custos e benefícios decorrentes da implantação das tecnologias para cada um dos agentes envolvidos e somente contabiliza a penetração/impacto de tais tecnologias face à viabilidade econômica da implantação perante os agente envolvidos. O potencial de mercado pode ser definido como sendo aquele que somente considera a penetração/impacto das tecnologias decorrente dos seguintes fatores: grau de aceitação do consumidor em relação ao desconto tarifário e a implantação da tarifa proposta, do local de implantação (casa veraneio, residência/escritório, rural, etc.), do tipo de tarifa adotada (monômnia, binômnia, três ou quatro postos tarifários), da concorrência entre as tecnologias de efeito semelhante (e.g., aquecimento solar), do grau de disponibilidade da tecnologia nas diversas regiões, do grau de saturação da tecnologia adotada, do nível do sinal tarifário, da obrigatoriedade ao consumidor, do nível de conscientização da população atingida. Com base nas restrições e premissas observadas

anteriormente passa-se a detalhar a modelagem, para a determinação de cada potencial supracitado, com vistas a estabelecer a penetração máxima da tecnologia em questão e conseqüentemente a máxima redução de demanda associada. Para determinação do potencial técnico considera-se primeiramente o universo dos consumidores residenciais, comerciais, rurais e industriais BT, estimado em 40 milhões de unidades consumidoras. Considerando-se que TD tem sua aplicabilidade mais adequada aos consumidores bifásicos e trifásicos, cujo o número de ligações estima-se em torno de 30% do total dos fornecimentos realizados em BT, chega-se ao número total de 12 milhões de unidades consumidoras em que pode ser aplicada a tecnologia TD. CD, por sua vez, tem a aplicação dirigida às unidades consumidoras monofásicas, estimadas em 70% do total dos fornecimentos realizados em BT, o que totaliza 28 milhões de unidades consumidoras. A faixa de consumo é um outro fator decisivo. Para TD, considera-se como ideal a faixa de 200-500 kWh/mês. Neste caso, adota-se também 30% como sendo o percentual de unidades consumidoras nesta situação, obtendo-se assim um total de 3,6 milhões. No caso de CD, a faixa ideal é de 50-200 kWh/mês, adotando-se um percentual de 70% de unidades consumidoras nesta situação, o que corresponde a cerca de 19,6 milhões. A visão pelo lado do mercado, ou seja no uso final, permite-nos definir o número máximo de unidades consumidoras possíveis de serem atendidas com a implantação dessas tecnologias. Por outro lado, existe o enfoque do sistema em que as concessionárias devem contemplar na sua atividade de planejamento os níveis de estresse ou folga de cada região, levando em conta o crescimento do mercado, definindo-se assim a entrada de novas obras. Neste trabalho, adotar-se-á um nível de folga de 30% e, por conseguinte, o sistema estará estressado em 70% dos casos previstos. Confrontando-se os números de unidades consumidoras que podem ser atendidas por TD e por CD com os dados de capacidade de atendimento do sistema elétrico e considerando-se a não linearidade da superposição das restrições em questão, ou seja, mesmo que 70% das áreas estejam estressadas não é verdade que exista uma coincidência total entre os demais fatores (nível de tensão, faixa de consumo, tipos de ligação, etc.). Assim sendo, admitiremos a linearidade, por simplificação, resultando respectivamente em 2,5 milhões e 13,7 milhões. Outro fator de sistema que deve ser considerado é a definição das 3 horas de ponta de cada concessionária, o que acarreta uma coincidência de demanda nas unidades consumidoras que podemos definir numa proporção de 60% presentes e 40% ausentes, obtendo-se então 1,5 e 8,2 milhões. Para o estabelecimento do potencial econômico realiza-se primeiramente uma avaliação dos fatores de benefícios e custos envolvidos na implantação das tecnologias. Os

principais fatores utilizados no cômputo do cálculo dos benefícios são: os custos marginais de expansão e de capacidade; a potência das cargas preponderantes envolvidas; posse do equipamento no público-alvo; o fator de diversidade dos equipamentos na ponta do sistema local (concessionária) e global (sistema interligado). Os principais fatores utilizados no cômputo do cálculo dos custos são: tipo de tecnologia adotada (PLC/DLC, *Ripple Control*, etc.); escala de implantação da tecnologia; quantificação dos *free-riders*, entre outros. Considerando-se os fatores supracitados e quantidade de projetos já realizados que em média têm apresentado uma RBC de 2:1, adota-se como critério que 80% de todos os projetos são viáveis. Aplicando-se este percentual ao total de unidades consumidoras que podem ser atendidas pelas tecnologias obtêm-se respectivamente 1,2 e 6,5 milhões de unidades consumidoras com potencial de viabilidade técnico-econômica. Por último, mas não menos importante, para determinar-se o potencial de mercado de adoção das tecnologias em questão devem ser considerados os seguintes aspectos: grau de aceitação do consumidor, área de implantação da tecnologia (região de veraneio, rural, comercial, residencial não veraneio, etc.), novas tecnologias concorrentes e saturação da tecnologia no mercado. O grau de aceitação do consumidor está diretamente relacionado com a percepção deste em relação aos benefícios advindos da opção de participação e com a dificuldade de entendimento de alguns parâmetros (conceito de demanda). A área de implantação da tecnologia associada ao tipo de população (fixa ou sazonal) também é um fator determinante para a boa aceitação dos projetos, tomando-se como exemplo áreas de veraneio em que existem dois tipos de consumidores: residentes fixos e a população sazonal. Este último normalmente não estaria disposto a abrir mão de seu padrão de consumo face ao desconto oferecido pela concessionária. A própria existência de tecnologias concorrentes (e.g., solar) é um aspecto que deve ser observado, principalmente em termos de custos operacionais para o consumidor *versus* perda de receita da concessionária. A curva de saturação da maioria das novas tecnologias apresenta um ponto de crítico de não adoção de 50%. Considerando-se a interdependência entre os fatores supracitados e desprezando-se os efeitos de superposição por simplificação e, com base na experiência de implantação destas tecnologias, até o presente momento, adota-se um percentual de 50% de aceitação como sendo um valor representativo do mercado existente. A partir daí, temos respectivamente 600 mil e 3,2 milhões de unidades consumidoras passíveis de serem contempladas por estas tecnologias. Os resultados obtidos do número máximo de unidades consumidoras atingidas por tais tecnologias devem ser confrontados com os dados de modulação por ponto

alcançados pelos projetos já implantados, que na média podem ser considerados em torno de 300 W por ponto instalado. Portanto, a demanda máxima deslocada e/ou reduzida na ponta para os projetos de CD e TD totaliza, respectivamente 960MW e 180 MW.

7.0 - CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

O potencial de impacto/penetração das tecnologias CD e TD não é tão elevado, pois do 40milhões de unidades consumidoras chegamos a um potencial de apenas 4 milhões. Isto pode ser explicado, principalmente no caso de TD, em função da não obrigatoriedade dessa tarifa. Cabe destacar que se as tarifas diferenciadas passarem a ser compulsórias para as unidades consumidoras de baixa tensão, a modelagem apresentada neste trabalho não será mais aplicável. Um fator relevante que se pôde verificar foi a relação de cinco projetos de CD para cada um de TD. Este fato pode ser explicado em função dos custos mais favoráveis a CD e devido aos resultados serem mais efetivos, já que para CD é realizado um corte de carga. Outro aspecto relevante desses projetos é o quantitativo, visto que a máxima redução de demanda/deslocamento da ponta em função da aplicação das tecnologias em questão equivale a agregarmos uma usina do porte de ANGRA II ao sistema elétrico. Outras conclusões importantes são: muitas das barreiras verificadas ainda não foram superadas, o que ainda dificulta a penetração das tecnologias de CD e TD no mercado; atualmente existem duas tecnologias predominantes PLC/DLC e *Ripple Control*, cuja principal diferença está na direção de sinal. As principais recomendações seriam aquelas relacionadas como possíveis soluções às barreiras mencionadas.

8.0 - BIBLIOGRAFIA

- (1) BRASIL - MME. **Nova tarifa de energia elétrica; metodologia e aplicação**, Brasília, 444p., 1985.
- (2) BRASIL – ANEEL. **Programa de combate ao desperdício de energia das concessionárias – ciclo 98/99**, Brasília, 1999.
- (3) BRASIL – ANEEL. **Programa de combate ao desperdício de energia das concessionárias – ciclo 99/00**, Brasília, 2000.
- (4) BRASIL – ANEEL. **Programa de combate ao desperdício de energia das concessionárias – ciclo 00/01**, Brasília, 2001.
- (5) BRASIL – MME. **Plano decenal de expansão 2000/2009**, Rio de Janeiro, 2001.
- (7) Raad, A. **Gerenciamento pelo lado da demanda: controladores e tarifas diferenciadas na baixa tensão**, monografia, CEFET, Rio de Janeiro, 2001.