

5

Termoacumulação: proposição de um modelo de negócio

À luz das condições vigentes no mercado de energia elétrica no Brasil, o trabalho contribui com a formulação de um modelo alternativo de negócio. A proposição fundamenta-se no uso de sistemas de termoacumulação como estratégia de racionalização da energia gerada pelo deslocamento de cargas para regimes fora do horário de máxima demanda para o sistema elétrico. O modelo de negócio proposto é analisado segundo a lógica de um sistema subterrâneo de distribuição de energia elétrica. Essa vertente de análise se justifica pelo fato de já existir uma grande concentração de consumidores comerciais que possuem acesso a sistemas subterrâneos. E mais, em instalações comerciais uma demanda superior a 50% refere-se à energia elétrica consumida por sistemas de refrigeração, aplicação em que o uso da termoacumulação torna-se uma alternativa atraente.

O sistema subterrâneo possui algumas particularidades: alto custo marginal para expansão, grande concentração de demanda, alta confiabilidade e consumidores comerciais de grande porte. No Brasil existem sistemas de distribuição de energia elétrica subterrâneos nas cidades do Rio de Janeiro, São Paulo, Brasília, Belo Horizonte e Curitiba. Destaca-se o sistema instalado no Rio de Janeiro, o maior sistema subterrâneo do País, na realidade o maior da América Latina. Como comparação de porte, o sistema subterrâneo do Rio de Janeiro possui cerca de 3.400 câmaras subterrâneas, enquanto o sistema instalado em São Paulo limita-se a 3.000. Só na cidade de Nova York, nos Estados Unidos, da ordem de 23.000 câmaras subterrâneas encontram-se em operação.

A ponta do Sistema Interligado Nacional (SIN) ocorre entre o intervalo de 17 às 22 horas. O SIN tem patamares de cargas variando entre 60% a 70% (período leve), 70% a 90% (período médio) e 90% a 100% (período pesado), todos referenciados à capacidade máxima do sistema. De forma diferente, a ponta no sistema subterrâneo no centro do Rio de Janeiro ocorre entre o período de 8 às 19 horas; ou seja esse é o período de funcionamento das unidades comerciais. A operação do sistema subterrâneo pode ser subdividida nos seguintes níveis em relação aos períodos do SIN: 15% a 20% (período leve), 20% a 30% (período pesado) e 70% a 100% (período médio). Verifica-

se, assim, que o sistema subterrâneo é subutilizado nos períodos de 20h às 24h e de 0 às 7h. Não se verifica demandas elevadas (maior que 70% da capacidade máxima) no período de ponta no sistema subterrâneo. As demandas consideradas elevadas ocorrem entre 8h e 19h. Havendo aumento de utilização no período de carregamento máximo haverá a necessidade de aumento da capacidade instalada por parte da concessionária de energia elétrica. De forma racional, se houver a transferência de carga para outro período com baixa carga, não haverá a necessidade de ampliação do sistema elétrico. A questão tarifária deve ser tratada como uma indutora para os alisamentos nas curvas de cargas na medida em que o sinal tarifário seja capaz de refletir a elasticidade dos mercados atendidos. A influência da tarifa pode tanto reduzir cargas em períodos de alta demanda como aumentar o carregamento em períodos de baixa utilização pelos consumidores.

Para atendimento aos novos consumidores de refrigeração são necessários novos investimentos para a ampliação da estrutura elétrica da distribuidora. Assim, esses investimentos serão contabilizados como prudentes na metodologia de cálculo tarifário. Desta forma, as tarifas tenderão a um aumento de seus valores. É sob essa óptica que uma política para a implantação de projetos de termoacumulação poderá contribuir para à modicidade tarifária. A base de sustentação desta hipótese é que esta utiliza a mesma estrutura de distribuição de energia elétrica existente, sem a necessidade de grandes investimentos para promover a sua expansão para atendimentos às cargas de novos consumidores.

A seguir são apresentados dois carregamentos diários típicos; um para clientes tipo A4 (figura 5.1) e o outro para clientes tipo BT/AS¹ (figura 5.2). A título de ilustração, esses carregamentos foram retirados das curvas integrantes do estudo apresentado através da Nota Técnica² n° 0228/2008 - SRD/Aneel, de 6 de novembro de 2008. Ambas as figuras apresentam características similares às curvas de cargas do sistema subterrâneo comercial. Ou seja, para essas cargas, o período de maior solicitação do sistema elétrico ocorre fora do período de ponta definido pela Light (17h30min às 20h30min).

O maior período de carregamento no perfil da figura 5.1 ocorre durante o período de 7h às 17h. Durante o período de ponta do sistema elétrico (no caso da Light) o sistema está com carregamento muito baixo, tendo valores entre 15% a 20% do carregamento máximo. O sistema continua com carregamento muito baixo durante o final da noite e todo o período da madrugada.

O maior período de carregamento ilustrado pelo perfil da figura 5.2 ocorre

¹Tarifa para consumidor em Baixa Tensão (BT) classificado com sistema Subterrâneo (s), e classe de tensão A (AS).

²Disponível para acesso (www.aneel.gov.br), menu Informações Técnicas/Tarifas-Agentes do Setor Elétrico/Tarifas de uso dos sistemas de distribuição /Notas Técnicas 2008.

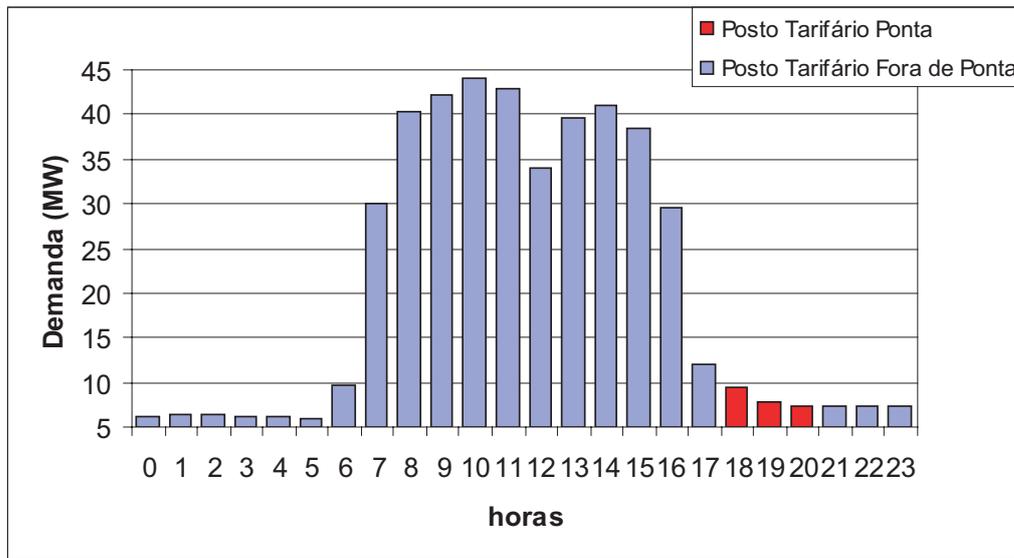


Figura 5.1: Carregamento diário típico para cliente tipo A4. Fonte: Aneel - 2008.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0713645/CA

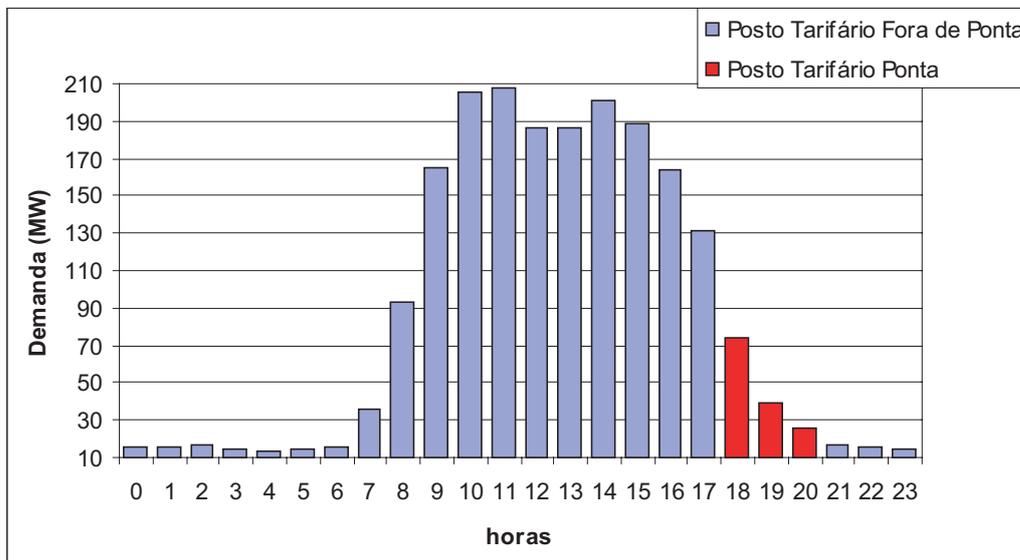


Figura 5.2: Curva de carga característica para cliente tipo BT/AS. Fonte: Aneel - 2008.

durante o período de 7h às 19h. Durante o período de ponta do sistema elétrico (no caso da Light) o sistema está com carregamento baixo, variando entre 35% do carregamento máximo no início da ponta e cerca de 10% do carregamento máximo no final do período de ponta. O sistema continua com carregamento muito baixo durante o final da noite e todo o período da madrugada, inferior a 10% do carregamento.

Assim, a proposição é de que seja implantado um terceiro período de faturamento, aqui chamado de Posto Tarifário Especial (PTE), com uma tarifa de energia elétrica especial (TEE), menor do que a atualmente praticada. Para o período fora de ponta o objetivo é transferir parte da carga do período de carregamento máximo das curvas, entre 7h e 19h para o período de baixa utilização. Para o sistema estudado, o período de ponta tem demanda de potência reduzida. Apesar disso, não será incentivado o uso do sistema de termoacumulação nesse horário para convergir com a atual política tarifária de não incentivo ao uso no horário de ponta. As figuras 5.3 e 5.4 apresentam as mesmas curvas anteriores, com as indicações dos três períodos aqui propostos.

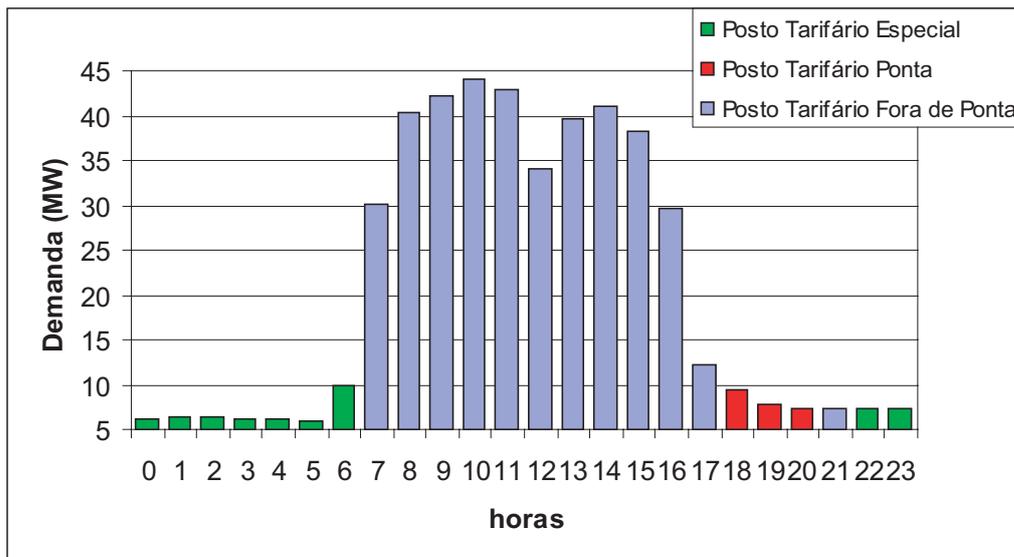


Figura 5.3: Carregamento diário típico para cliente tipo A4. Proposição dos três períodos de faturamento.

As tarifas têm um papel essencial na determinação da demanda de energia. Desta forma, a política tarifária proporciona: (i) a postergação dos investimentos na ampliação da infra-estrutura do setor elétrico; (ii) a racionalização do uso de energia elétrica; (iii) a mudança de horários de utilização de energia elétrica pelos consumidores, dentre outras possibilidades. Neste sentido, é fundamental que haja uma combinação entre as novas tarifas e as tecnologias existentes. Dessa forma, poderiam ser modificados os padrões de utilização de

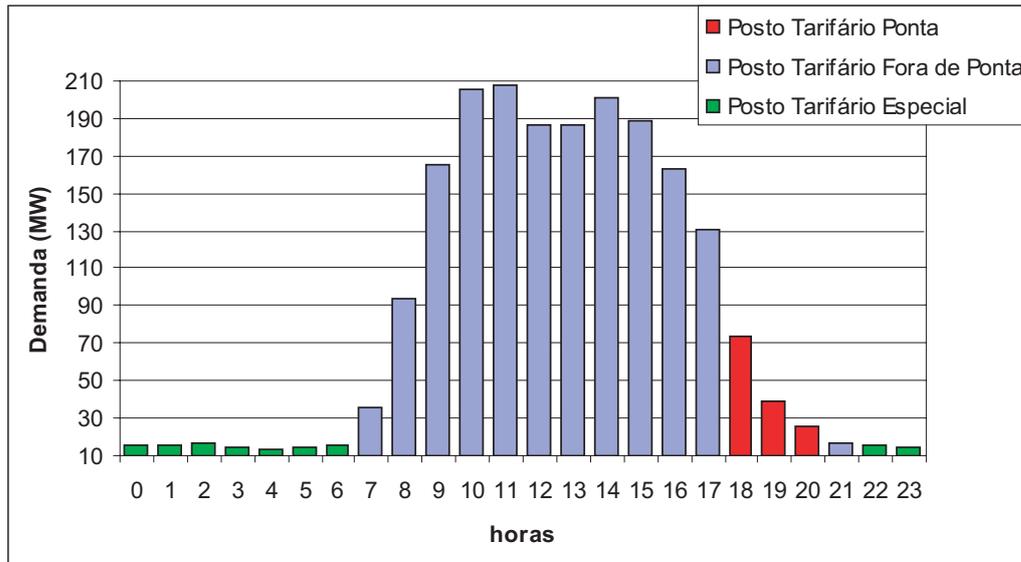


Figura 5.4: Carregamento diário típico para cliente tipo BT/AS. Proposição dos três períodos de faturamento.

energia elétrica que vem sendo utilizados há muito tempo. Os atuais sistemas de medição para consumidores horo-sazonais (Azul e Verde), e da Tarifa Convencional, permitem que sejam praticadas as mais dinâmicas formas de faturamento de energia elétrica. Dependem apenas da existência de novas tarifas que sejam capazes de incentivar novos padrões de utilização.

A lei natural da economia de mercado, quando se trata de outros bens e serviços, elimina as situações de excesso de demanda por aumento de preços. Para a concessionária de energia elétrica é imposto um mercado regulado sem a flexibilidade de tarifas especiais. Assim, para o caso de um excesso de demanda, não haveria como intervir senão na forma de racionamento. A Austrália (no período entre janeiro e fevereiro de 2009) conviveu com cortes de energia (*blackouts*) em função da forte onda de calor que assolou o país naquela época, induzindo a um aumento expressivo da demanda.

O último racionamento de energia elétrica vivenciado no Brasil ocorreu no período de junho de 2001 a fevereiro 2002. Período em que o país experimentou um expressivo aumento nas tarifas de energia, cerca de 470%³ para o consumo excedente. Se por um lado o País vivenciou um período de dificuldade econômica como decorrência dessa limitação energética, que levou a uma redução na taxa de crescimento do PIB, por outro lado, beneficiou-se da oportunidade para promover a redução de consumo. Essa redução de consumo foi

³Fonte - http://www.eletrobras.gov.br/downloads/IN_Noticias_Assuntos/mae_ant.pdf (página 37). Aumento da tarifa de R\$120,00 / MWh para consumidores comerciais e industriais de pequeno porte, grupo de baixa tensão, para R\$ 684,00 / MWh para o consumo de energia elétrica acima da meta determinada para o consumidor.

conquistada no contexto de um amplo programa de conscientização pela racionalização no uso da energia viabilizados por projetos de eficiência energética. Algumas concessionárias de energia elétrica levaram cerca de 5 anos para chegar ao mesmo patamar de energia comercializada em sua área de concessão no ano de 2000. A Light é um exemplo para esta afirmação.

5.1

Segurança e planejamento do sistema elétrico

O sistema elétrico é dimensionado para atender a carga máxima do sistema com uma margem de segurança pré-determinada. Com base nessa premissa, durante o período de maior solicitação do sistema elétrico a oferta de energia deve atender à demanda, respeitada a margem de segurança estabelecida. Ganha assim evidência a capacidade associada ao período noturno, cuja carga solicitada é a mínima.

A ampliação do sistema elétrico impõe necessidades específicas. Há casos em que não é possível construir uma infra-estrutura apenas para atender a demanda solicitada pelo mercado. Nessas condições, novos investimentos para cargas superiores à solicitada fazem-se necessários. Assim, a capacidade instalada muda em blocos. As justificativas se dão em função de ampliações de subestações, linhas de transmissão e distribuição e compra de equipamentos de acordo com as capacidades normalizadas. Essas condições tornam o investimento necessariamente descontínuo e concentrado no tempo.

Steindl [109] afirma que a capacidade instalada muda em blocos e de forma concentrada no tempo. A flexibilidade de ação por parte dos agentes econômicos reside no ajuste do volume de produção e de vendas. Esse é um aspecto considerado particularmente importante para as indústrias de suprimento de eletricidade, cuja produção é ajustada em tempo real à demanda. A necessidade de uma política para se deter a capacidade produtiva em um nível superior à demanda é evidenciada em seu ensaio pelos estudos de geração de eletricidade, melhor enfatizado em suas próprias palavras:

“(...) as grandes máquinas têm capacidade correspondente a um, dois ou três anos de aumento de carga do sistema. Assim, enquanto a carga cresce de maneira gradual, a capacidade aumenta em saltos repentinos, e durante muitos meses após cada nova instalação a empresa tem uma margem crescente de capacidade não utilizada (...)” (Brookings apud Steindl, 1952: 24).

Nesse sentido, Steindl revela aos economistas que o excesso de capacidade não deve ser tratado como “fricção” das indústrias competitivas. Tampouco

como uma ineficiência que a sociedade deve (ou não) custear para a sobrevivência dos mercados imperfeitamente competitivos. Ao contrário, deve ser percebida como fruto da própria estrutura do mercado e da estratégia das empresas oligopolistas.

A inovação apresenta-se como uma alternativa positiva para a busca de soluções que sejam promotoras de benefícios para os usuários e de margens de lucros mais atraentes, além da racionalidade para o uso da energia elétrica.

5.2

A inovação do setor elétrico

A competitividade dos agentes econômicos pode ser definida de diversas formas. Giovanni Dosi [23] destaca a junção de dois enfoques importantes: o da estrutura das indústrias e o da evolução tecnológica. O enfoque evolutivo é de vital importância por seus conceitos de ambiente seletivo, trajetória tecnológica e paradigma tecnológico, que contribuem para dinamizar a análise da estrutura do mercado elétrico.

Para alcançar o êxito competitivo, as firmas são restringidas ou instigadas por fatores que lhes são próprios (e.g. custos de produção, organização da produção etc.) e exteriores (e.g. política pública, industrial, cambial etc.). É nesse meio que a competitividade das firmas é testada e selecionada (para fora ou para dentro do mercado).

A aplicação da termoacumulação pode ser utilizada como a principal ação para a redução de custos com sistemas de refrigeração das unidades comerciais.

As empresas distribuidoras de energia elétrica devem lembrar que a termoacumulação pode também ser utilizada com o gás natural, atraente pelo seu conteúdo energético. O cliente que adquire um sistema com investimento desse porte não troca de insumo energético no curto prazo. A tendência é que fique com a tecnologia pelo tempo de vida útil da máquina, que gira em torno de 15 a 20 anos.

À medida em que ações de fomento são estimuladas ao uso da termoacumulação, por parte de fabricantes, empresas de energia, governos, a tendência é que o mercado de grandes centrais de refrigeração seja ocupado pela termoacumulação.

Se depender dos consumidores, que estão ávidos por redução das tarifas que lhe são impostas, a termoacumulação pode apresentar-se como sua opção preferencial para os projetos de refrigeração central. Como promoção ao seu uso, competirá às concessionárias anunciar os benefícios que decorrem da utilização da termoacumulação, suas vantagens tarifárias competitivas. E também promover campanhas de propaganda, eventos, cursos, sensibilizar os

agentes econômicos para a promoção de políticas públicas que estimulem o uso desta alternativa tecnológica. E, mais, que sejam explicitadas as vantagens técnicas em relação aos sistemas convencionais de refrigeração (uso de *chillers* de grande porte de água gelada).

A indústria de refrigeração tem a possibilidade de influenciar o mercado indicando os modelos e melhores padrões para as soluções que fazem uso de sistemas de refrigeração. As distribuidoras de energia elétrica devem participar dos debates e monitorar o mercado de refrigeração. Influenciar e orientar sobre as alternativas tecnológicas capazes de contribuir de forma positiva para o setor elétrico. Via de regra, os consumidores não conhecem (ou se mantêm alheios) às questões técnicas, regulatórias e tarifárias. Mas sempre exigem a redução de seus custos de energia elétrica. Os problemas⁴ e controvérsias que inibem o debate sobre o assunto relacionado à termoacumulação devem ser debatidos de forma direta. Não é promissor para os setores elétrico e de refrigeração deixar que seus caminhos sejam selecionados pelos decisores das políticas setoriais, que incorporam as mesmas prescrições sobre o que deve ser perseguido ou negligenciado. Paradigmas tecnológicos devem ser quebrados. A termoacumulação deve ser conduzida como uma alternativa atraente e factível ao sistema de refrigeração usual e também ao setor elétrico.

No caso da termoacumulação as inovações [110–113] podem ser de natureza:

- **técnica**, quando denota quebra de paradigmas pelos consumidores, construtores, administradores de condomínios e investidores (nesse caso os equipamentos já existem no mercado e caracterizam tecnologias já dominadas);
- **estrutural-arquitetônica**, quando for aceita pelos projetistas como uma técnica factível para a sua implantação em um sistema de refrigeração central;
- **sustentável**, na utilização dos recursos (energia elétrica), já que racionaliza o seu uso (nesse caso associado a menores demandas de energia elétrica);
- **econômica**, quando implica em redução de custos de energia elétrica para os usuários finais e em aumento de competitividade para a empresa.

As empresas de energia elétrica devem antever suas posições estratégicas e observar que uma utilização de recursos de forma sustentável passa, forçosamente, por aplicações que podem se beneficiar de projetos que fazem uso de tecnologias alternativas (e.g.: termoacumulação, aquecimento solar, bomba de calor). As ações não devem ficar restritas tão somente às estratégias de preços e quantidades de energia a ser disponibilizada e comercializada.

⁴Problemas: falta de informação clara aos consumidores; investimentos iniciais maiores; falta de espaço para os tanques de água gelada ou gelo.

5.3

Tarifas flexíveis

Turvey e Anderson [114] descrevem e justificam situações em que a elevação adequada da tarifa apresenta-se como alternativa eficaz para lidar com um aumento da demanda. Descrevem situações em que uma subestimação na previsão do crescimento da demanda conduziu à decisões equivocadas sobre a expansão de capacidade, em situações em que o tempo se apresenta como variável crítica para se viabilizar uma solução. Apresentam casos em que se constata que a reserva de capacidade encontra-se baseada em expectativas excessivamente otimistas acerca da confiabilidade de certos equipamentos ou do tempo de manutenção por eles requeridos. Citam o caso de atrasos em cronogramas de construção envolvidos em programas de expansão de capacidade. Mencionam, ainda, situações em que mudanças significativas nas condições climáticas são capazes de comprometer a capacidade de atendimento da demanda, em sistemas baseados em hidreletricidade.

Durante o último racionamento de energia elétrica no Brasil ficou provado que o valor das tarifas praticadas de energia elétrica são suficientes para que as empresas mudem sua forma de utilizar a energia no período do dia, semana ou mês, associando a tarifa à necessidade de produção.

Após o racionamento, com a sobra de energia verificada no mercado, concessionárias como a Light, Eletropaulo, Cemig, Ampla, Coelba, entre outras, apresentaram produtos tarifários que buscavam vender energia elétrica no período de ponta com custo menor do que a tarifa de ponta regulamentada. Esta estratégia buscava fazer com que o consumidor desligasse o seu gerador de energia elétrica. Em 2008, com a escassez das chuvas, o preço de energia no *mercado spot* chegou ao valor médio mensal⁵ de R\$ 502,45 em janeiro de 2008, conforme ilustrado na figura 5.5. Após esse período, todas as concessionárias de energia finalizaram os produtos que comercializavam essa energia. Desta forma, os consumidores voltaram a utilizar seus geradores de energia elétrica no período de ponta. Os consumidores estão sempre analisando as oportunidades em relação às tarifas existentes.

5.4

Modelo com tarifas previamente fixadas

Um grande entrave à difusão do uso da termoacumulação é a tarifa de energia que não incentiva o consumidor a fazer uso da energia durante os

⁵O cálculo da média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças por submercado considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado, ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês - Fonte CCEE - 2008.

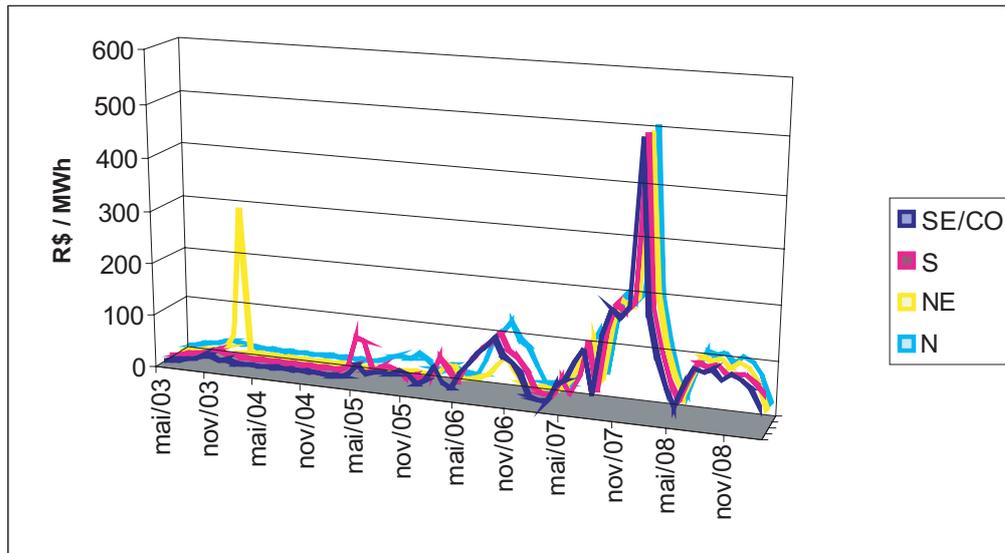


Figura 5.5: Preço (R\$) de Liquidação das Diferenças (PLD) por submercado

períodos leves (final da noite e madrugada). As aplicações de tarifas durante o período da ponta criam oportunidades que já são aproveitadas por algumas unidades comerciais que não podem parar durante este período (e.g.: hospitais, hotéis, shopping centers). No entanto, para o sistema subterrâneo o que se verifica é que um determinado perfil de consumidor de grande porte (grandes centros comerciais, escritórios) não funciona durante este período. Desta forma, não há o interesse por parte desses consumidores em implantar tais sistemas de termoacumulação, pois a atratividade da tarifa de ponta não é aplicável.

O modelo de negócio aqui proposto busca criar a atratividade para todos os agentes e usuários do setor elétrico para que façam o uso do sistema de termoacumulação em alternativa aos grandes sistemas de refrigeração central de água gelada (*chiller*) e também a unidades comerciais de médio porte.

As tarifas oferecidas aos clientes do sistema subterrâneo, que têm curvas de cargas singulares, em comparação à outros sistemas, não incentivam aos mesmos a mudança das características dessas curvas. Os clientes que têm sistemas de refrigeração que funcionam em regime de 24 horas, ou que prolongam o seu funcionamento pelo horário de ponta, são incentivados a executar projetos de termoacumulação. Mas isso não é suficiente, pois a grande maioria dos clientes não opera em regime de 24h, conforme demonstrado pelas análises das figuras 5.1 e 5.2. O maior período de carregamento ocorre no período diurno.

Para que a mudança de comportamento do consumidor seja espelhada na curva de carga do sistema elétrico, faz-se necessário estimular esse consumidor por meio de incentivos. A oferta de uma tarifa mais atraente é um dos

mecanismos que apresenta resultados. Seguindo essa linha, propõe-se uma estratégia baseada em três pilares:

- **manter o posto tarifário na ponta (PP):** 3 (três) horas consecutivas definidas em função dos horários de maior carregamento do sistema elétrico da distribuidora. Isso contribuirá para que não haja uma descharacterização por parte do consumidor da importância para o sistema elétrico de haver reduções de uso de energia elétrica neste período. Manter o custo atual da tarifa de ponta;
- **reduzir o posto tarifário fora de ponta (PF):** de 21 (vinte e uma) horas para 12 (doze) horas compreendidas no intervalo de tempo do posto tarifário fora de ponta (como ex.: 7h as 18h e de 21h as 22h). Manter o custo atual da tarifa fora de ponta; e
- **criar posto tarifário especial (PTE):** 9 (nove) horas compreendidas no intervalo de tempo do atual posto tarifário fora de ponta (e.g.: final de noite e madrugada, i.e.: de 22h às 24h e de 0h às 7h, aplicando preço de tarifa inferior ao preço da tarifa aplicada ao período fora de ponta.

As figuras 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9 caracterizam as atuais tarifas praticadas e os respectivos postos tarifários. Estão apresentados apenas os componentes relativos ao consumo de energia (tarifa da Light sem inclusão dos impostos: ICMS, PIS e COFINS). Para as tarifas horosazonais Azul, Verde e Convencional, existem demandas a serem contratadas em complementação ao consumo, assim definidas: demandas de ponta e fora de ponta para a Azul, demanda fora de ponta para a Verde; e demanda única para a Convencional. Para a utilização de tarifação em AS/BT⁶ não há cobrança de demanda, a tarifa cobrada é monômnia.

Conforme evidenciado pelas figuras 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9, não há períodos com tarifas diferenciadas durante os períodos de baixa utilização pelos consumidores (final da noite e madrugada).

Não existe aqui a pretensão de sugerir as tarifas que devem ser praticadas. Conforme mostrado no capítulo 4 a composição do valor de uma tarifa obedece a uma complexa metodologia desenvolvida pela Aneel. Assim, os valores a serem praticados deverão ser construídos de acordo com a metodologia ajustada aos três períodos aqui sugeridos. A figura 5.10 ilustra os três períodos propostos como postos tarifários.

Não se cogitou aqui propor qualquer modificação sobre o atual período de ponta do sistema elétrico (entre 17h e 22h). Assim, durante as 3 horas seguidas (entre 18h e 21h) foi considerado o período de ponta da concessionária local. O complemento (de 21h às 22h) foi considerado como período fora de ponta, buscando dessa forma não interferir na modulação de carga do SIN.

⁶Tarifa para consumidor em baixa tensão (BT) classificado com sistema subterrâneo (S), e classe de tensão A (AS).

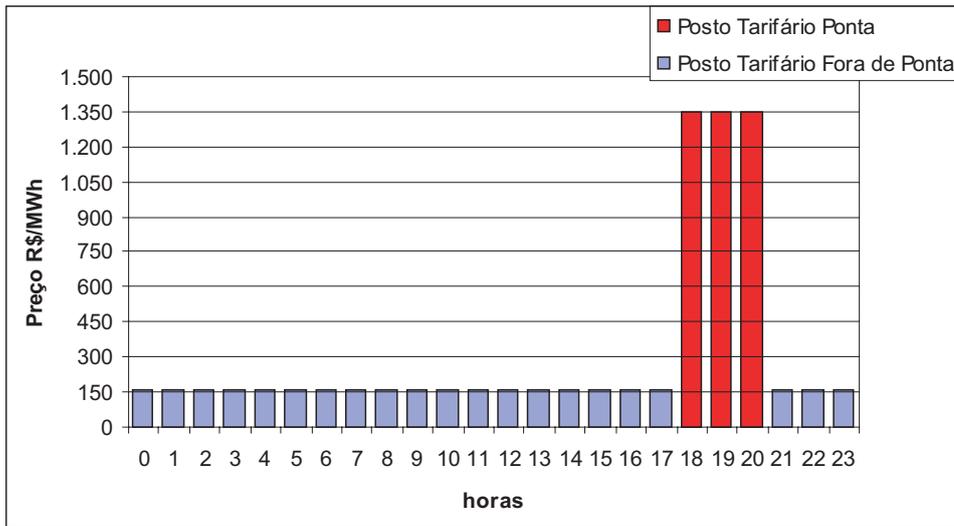


Figura 5.6: Tarifa de consumo horosazonal Verde - AS (período seco). Fonte: Light - 2008.

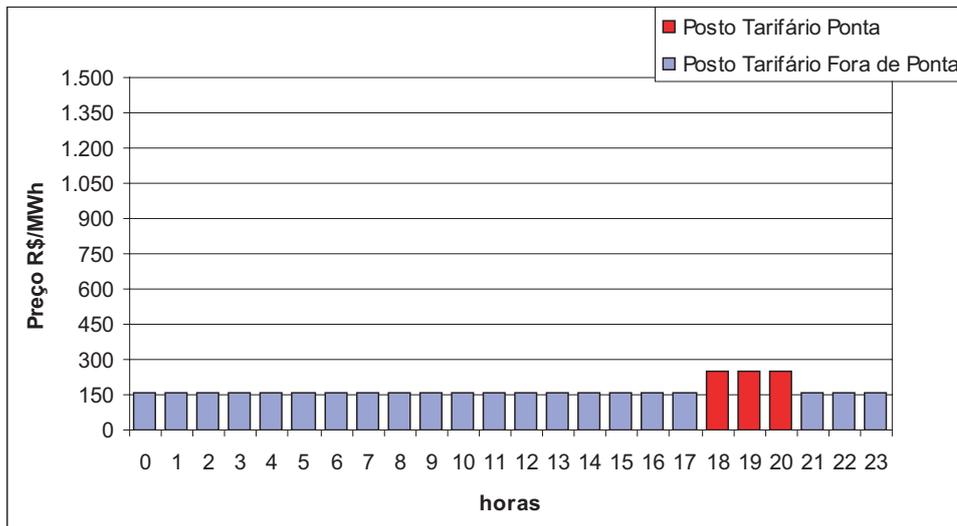


Figura 5.7: Tarifa de consumo horosazonal Azul - AS (período seco). Fonte: Light - 2008.

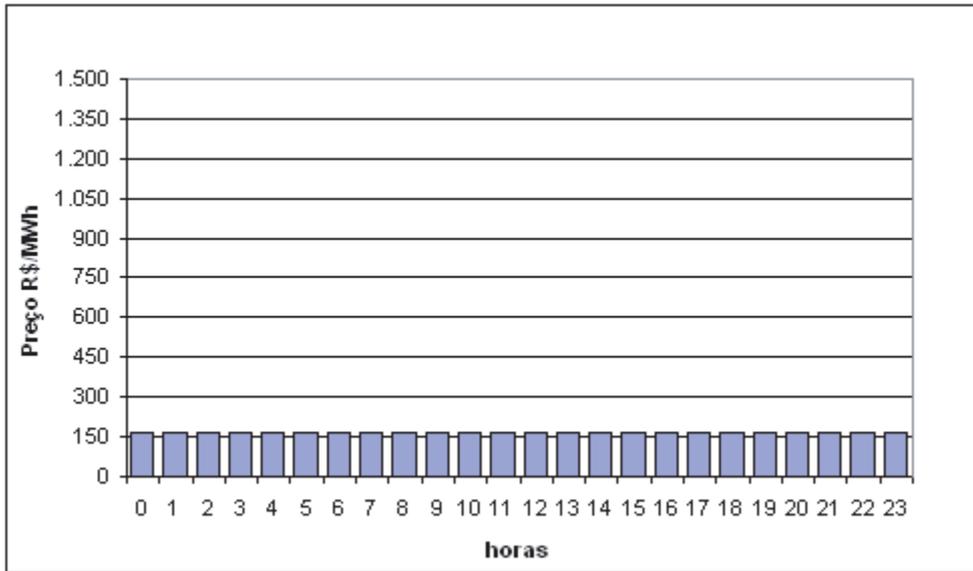


Figura 5.8: Tarifa de consumo Convencional - AS. Fonte: Light - 2008.

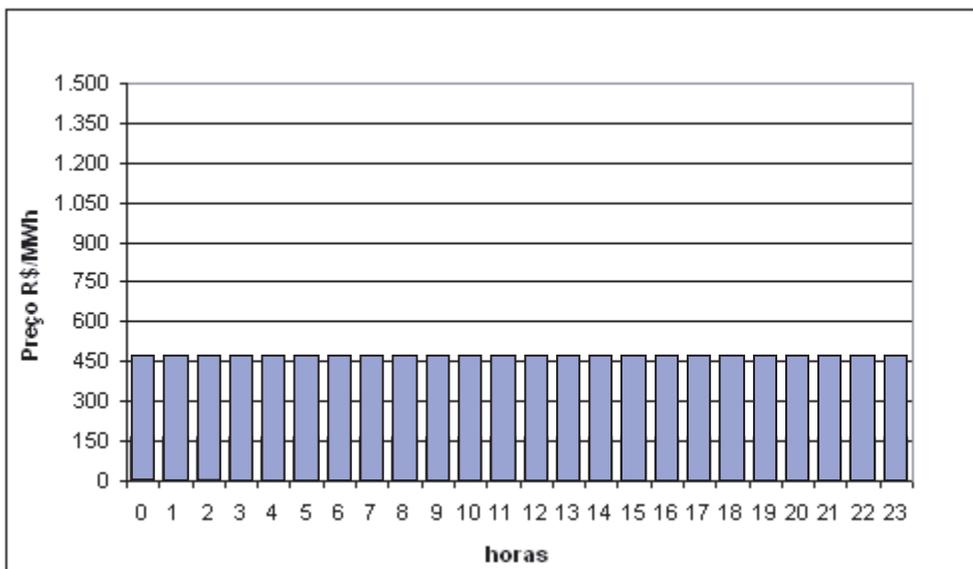


Figura 5.9: Tarifa de consumo BT - AS. Fonte: Light - 2008.

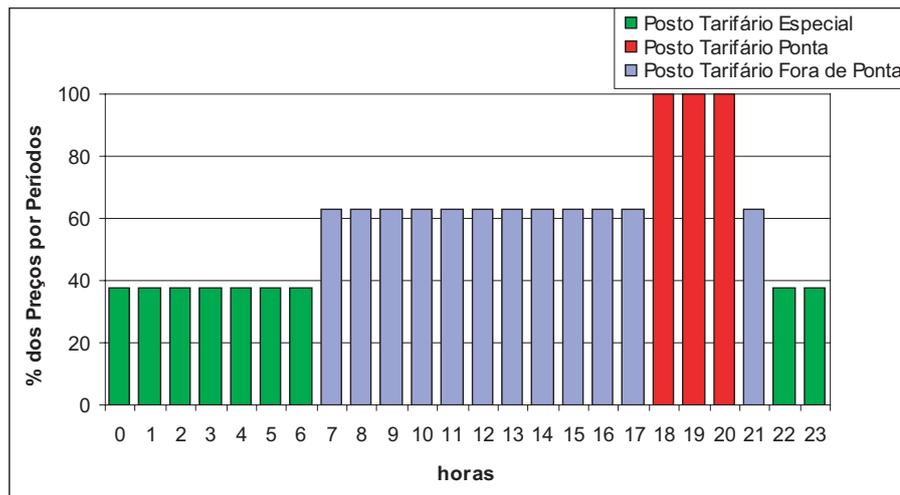


Figura 5.10: Exemplo para percentual de aplicação às tarifas para termoacumulação e períodos tarifários

A busca de um ponto de equilíbrio entre o aumento de consumo durante o período noturno para o sistema elétrico e uma redução de tarifa oferecida ao consumidor poderá compensar:

- **o consumidor**, oferecendo-lhe uma redução da tarifa que paga pela energia elétrica consumida, assim justificando o seu investimento para implantar um sistema de termoacumulação;
- **a concessionária de energia elétrica e toda a cadeia do setor elétrico**, que se beneficiam da possibilidade de poder postergar investimentos para a ampliação da infra-estrutura para atendimento ao crescimento da demanda de energia.

5.5

Cenários e análise de sensibilidade tarifária

Embora os dados aqui apresentados reflita dados reais coletados de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, o seu nome foi omitido preservando-lhe a confidencialidade. E apenas dados consolidados serão apresentados. O propósito aqui é fundamentar a análise relacionada aos carregamentos de subestações subterrâneas e aéreas.

Para os propósitos da análise realizada, os carregamentos de subestações subterrâneas e aéreas classificam-se em:

- **Grupo 1 (SE1, SE2 e SE3)** - subestações subterrâneas localizadas em áreas com alta densidade de carga (predominância de consumidores comerciais);
- **Grupo 2 (SE4, SE5 e SE6)** - subestações subterrâneas localizadas em áreas com alta densidade de carga (mesclagem entre consumidores comerciais e residenciais); e

- **Grupo 3 (SE7)** - subestação aérea localizada em área com média densidade de carga (mesclagem entre consumidores comerciais, residenciais e industriais).

Os percentuais indicados para as análises de carregamentos das subestações são referenciados às suas respectivas capacidades máximas planejadas para cada uma das sete respectivas subestações.

5.5.1

Análise do carregamento no período de 7 às 18h

A figura 5.11 e a tabela 5.1 apresentam dados associados aos carregamentos para os três grupos analisados para o período entre 7h e 18h ao longo de uma semana de observação. Há convergência para os três grupos entre o período de 2^a–feira a 6^a–feira. Durante esse período os respectivos carregamentos variam entre 70% e 90% da capacidade planejada para o sistema. Aos sábados e domingos, os três grupos apresentam quedas nos carregamentos em relação aos dias da semana. No entanto, para o grupo 1, a queda é substancial. Aos sábados opera com carregamentos que variam entre 23% e 31%, e aos domingos entre 13% e 23%. Uma clara evidência dessa particularidade que confirma a predominância de cargas comerciais para a operação desse sistema subterrâneo. Para os grupos 2 e 3, nos sábados, operam com carregamentos que variam de 58% a 65%, e de 46% a 56% aos domingos.

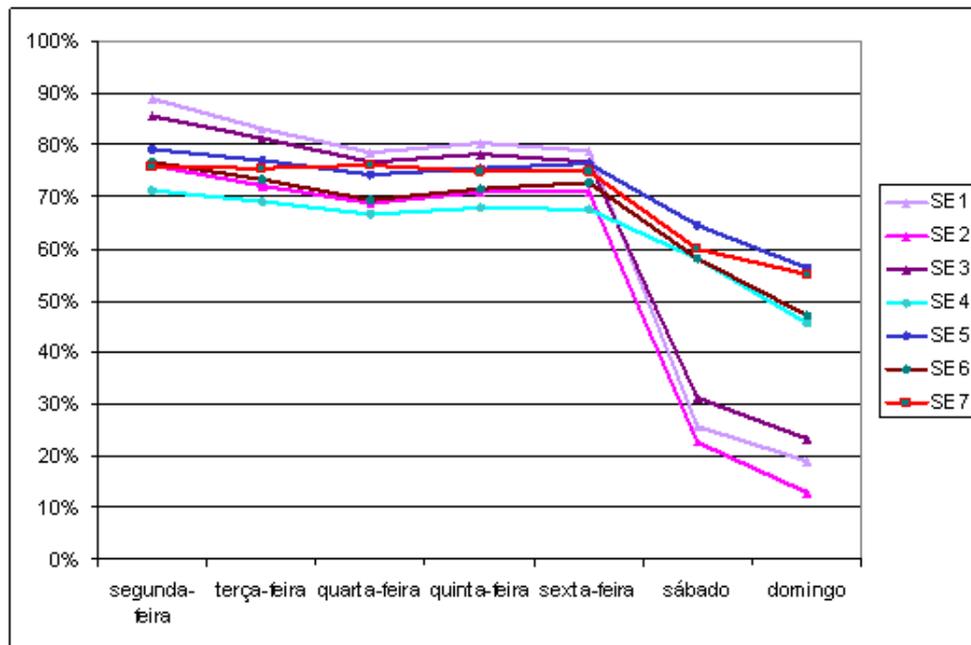


Figura 5.11: Carregamento diário típico para SEs (7 às 18 h).

Tabela 5.1: Carregamento diário para as SEs (entre 7 e 18h).

Dia da semana	Período de 7 às 18h						
	Sistema subterrâneo comercial *			Sistema subterrâneo comercial e residencial **			Sistema aéreo (com. e resid.)
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	SE7
segunda-feira	89%	76%	86%	71%	79%	77%	76%
terça-feira	83%	72%	81%	69%	77%	73%	76%
quarta-feira	79%	69%	77%	67%	74%	70%	76%
quinta-feira	80%	71%	78%	68%	76%	71%	75%
sexta-feira	79%	71%	77%	68%	76%	73%	75%
sábado	26%	23%	31%	58%	65%	58%	60%
domingo	19%	13%	23%	46%	56%	47%	55%

5.5.2

Análise do carregamento no período de 18 às 21h.

A figura 5.12 e a tabela 5.2 apresentam os carregamentos para os três grupos analisados no período entre 18h e 21h, durante a semana. Não há convergência para os três grupos entre o período de 2^a-feira a 6^a-feira, havendo apenas para os grupos 2 e 3. Para o grupo 1, os carregamentos variam em patamares entre 42% e 56% da capacidade planejada para o sistema. Para os grupos 2 e 3, os carregamentos variam de 66% a 84%. Aos sábados e domingos, os três grupos apresentam quedas nos carregamentos em relação aos dias da semana. No entanto, para o grupo 1 a queda é substancial. Aos sábados opera com carregamentos que variam de 16% a 25%, e de 12% a 22%, aos domingos. Isso confirma a particularidade do sistema subterrâneo, com predominância de cargas comerciais. Para os grupos 2 e 3, nos sábados, operam com carregamentos que variam de 57% a 72%, e de 51% a 66%, aos domingos.

Tabela 5.2: Carregamento diário para as SEs (18 às 21h).

Dia da semana	Período de 18 às 21h						
	Sistema subterrâneo comercial *			Sistema subterrâneo comercial e residencial **			Sistema aéreo (com. e resid.)
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	SE7
segunda-feira	50%	45%	56%	73%	82%	72%	72%
terça-feira	47%	43%	55%	69%	78%	68%	69%
quarta-feira	46%	42%	52%	67%	77%	66%	84%
quinta-feira	48%	44%	54%	69%	78%	69%	69%
sexta-feira	46%	42%	53%	69%	79%	69%	69%
sábado	22%	16%	25%	61%	72%	57%	63%
domingo	20%	12%	22%	55%	66%	51%	60%

5.5.3

Análise do carregamento nos períodos de 21 às 24 e de 0 às 7h.

A figura 5.13 e a tabela 5.3 apresentam os carregamentos para os três grupos analisados para os períodos entre 21h às 24h e 0 às 7h, durante a

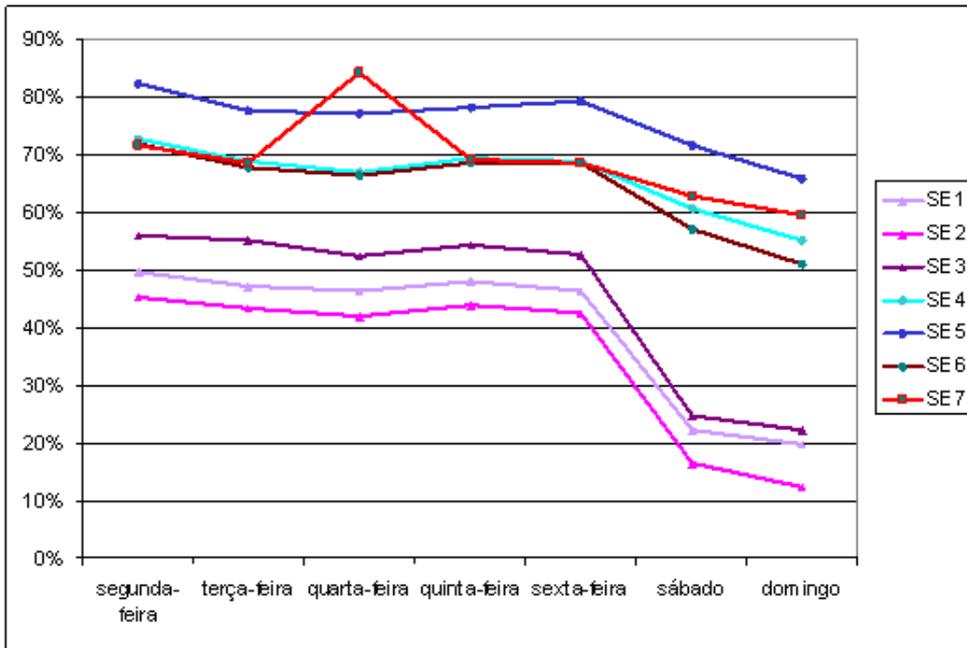


Figura 5.12: Carregamento diário típico para SEs (18 às 21 h).

semana. Mais uma vez, não se verifica convergência para os três grupos entre o período de 2ª-feira a 6ª-feira, havendo apenas para os grupos 2 e 3. Para o grupo 1, os carregamentos variam em patamares em torno de 17% a 26% da capacidade planejada para o sistema. Para os grupos 2 e 3, os carregamentos variam em patamares em torno de 46% a 64%. Para o período de sábado e domingo os três grupos exibem quedas nos respectivos carregamentos em relação aos dias da semana. O grupo 1 continua com carregamentos muito baixos em relação aos grupos 2 e 3. Nos sábados o grupo 1 opera com carregamento em torno de 14% a 21%, e aos domingos com cerca de 12% a 20%. Mais uma vez é confirmada a particularidade para o sistema subterrâneo com predominância de cargas comerciais. Para os grupos 2 e 3, nos sábados, operam com carregamentos em torno de 46% a 61%, e aos domingos com cerca de 45% a 58%.

Tabela 5.3: Carregamento diário para as SEs (21 às 24h e 0 às 7h).

Dia da semana	Período de 21 às 24h e 0 às 7h						
	Sistema subterrâneo comercial *			Sistema subterrâneo comercial e residencial **			Sistema aéreo (com. e resid.)
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	
segunda-feira	23%	17%	26%	51%	61%	54%	63%
terça-feira	25%	17%	26%	49%	58%	50%	64%
quarta-feira	25%	17%	24%	46%	55%	47%	61%
quinta-feira	25%	17%	25%	47%	55%	47%	61%
sexta-feira	25%	17%	24%	47%	56%	48%	62%
sábado	19%	14%	21%	46%	55%	47%	61%
domingo	18%	12%	20%	45%	53%	45%	58%

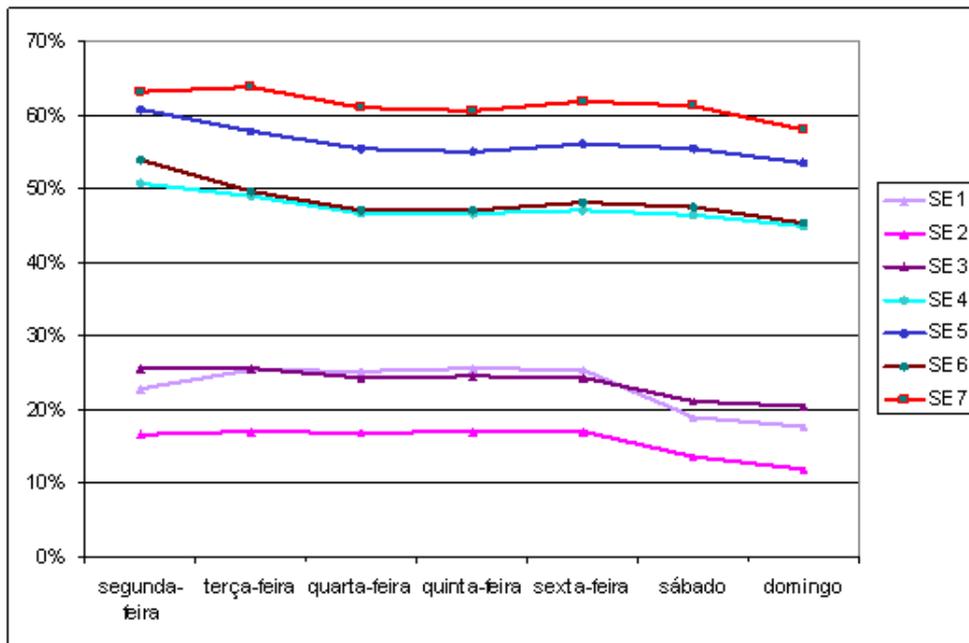


Figura 5.13: Carregamento diário típico para SEs (21 às 24 h e 0 às 7 h).

5.5.4

Análise no curso de um período cheio (24 horas)

A figura 5.14 e a tabela 5.4 apresentam os carregamentos para os três grupos analisados para os períodos de 0 às 24h durante o curso de uma semana contínua de operação. Não há convergência para os três grupos entre o período de 2^a-feira a 6^a-feira, havendo apenas para os grupos 2 e 3. Para o grupo 1, os carregamentos variam de 42% a 55% da capacidade planejada para o sistema. Para os grupos 2 e 3, os carregamentos variam de 58% a 72%. Nos sábados e domingos os três grupos experimentam quedas nos carregamentos em relação aos dias da semana. O grupo 1 apresenta carregamentos muito baixos em relação aos grupos 2 e 3. Nos sábados, o grupo 1 opera com carregamento em torno de 18% a 26%, e de 12% a 22% nos domingos. Reforça-se assim a tese de que existe uma particularidade para o sistema subterrâneo que exhibe predominância de cargas comerciais. Para os grupos 2 e 3, nos sábados, operam com carregamentos em torno de 53% a 62% e de 47% a 57% nos domingos.

5.5.5

Utilização do sistema subterrâneo

Abaixo são descritos alguns períodos (mês, dia e hora) de utilização de um sistema subterrâneo:

- **alta demanda de potência:** durante o período de novembro a abril de 2^a-feira a 6^a-feira, de 8 horas às 18 horas;

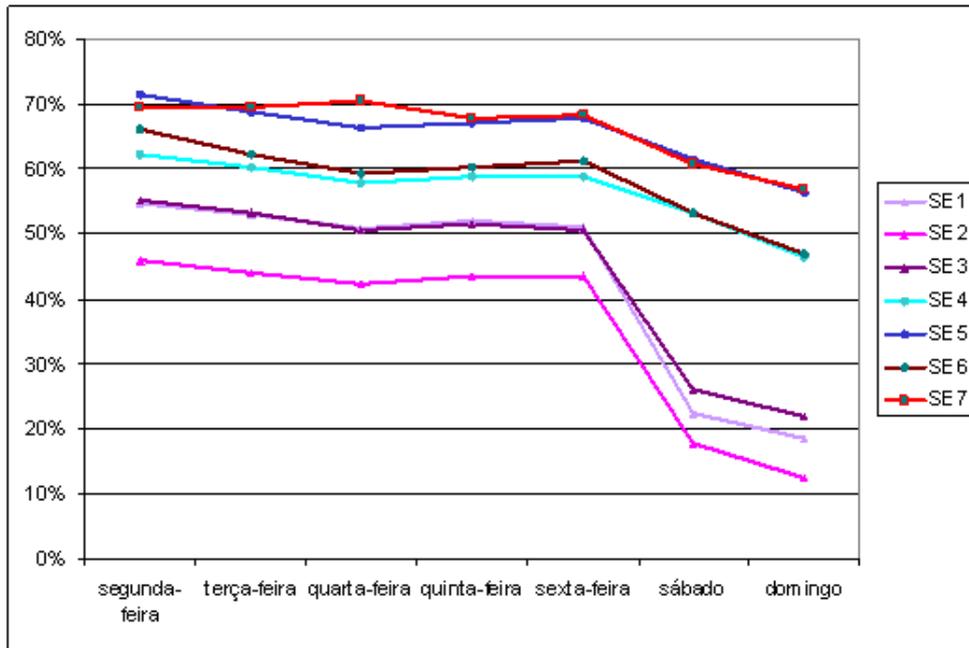


Figura 5.14: Carregamento diário típico para SEs (0 às 24 h).

Tabela 5.4: Carregamento diário para as SEs (0 às 24h).

Dia da semana	Período de 21 às 24h e 0 às 7h						
	Sistema subterrâneo comercial *			Sistema subterrâneo comercial e residencial **			Sistema aéreo (com. e resid.)
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE5	SE6	SE7
segunda-feira	55%	46%	55%	62%	72%	66%	70%
terça-feira	53%	44%	53%	60%	69%	62%	70%
quarta-feira	51%	42%	51%	58%	66%	59%	71%
quinta-feira	52%	44%	51%	59%	67%	60%	68%
sexta-feira	51%	43%	51%	59%	68%	61%	68%
sábado	22%	18%	26%	53%	62%	53%	67%
domingo	18%	12%	22%	47%	56%	47%	57%

- **média demanda de potência:** durante o período de maio a outubro, de 2^a-feira a 6^a-feira de 8 horas às 18 horas e entre novembro e abril, de 2^a-feira a 6^a-feira de 7 às 8 horas e de 18 às 22 horas e
- **baixa demanda de potência:** durante o ano inteiro de 22 horas às 24 horas e de 0 hora às 7 horas, e aos sábados, domingos e feriados, durante todo o dia (24 horas).

5.6

Valor da carga deslocada

O custo de oportunidade para a transferência da energia da ponta para outro horário alternativo e de baixa demanda pode ser considerado como um grande negócio para a concessionária. Destaca-se aqui que a termoacumulação permite transferir esta carga para outro horário. Cria-se assim a capacidade de atendimento à novos consumidores pela distribuidora de energia durante

os horários mais solicitados. Assim, com a mesma infra-estrutura existente, a concessionária poderá atender às demandas por acréscimos de carga. Conforme ilustrado na figura 5.15, a redução de carga nos períodos que exibem uma forte demanda por parte do consumidor pode trazer benefícios viabilizando uma redução dos investimentos necessários pelas concessionárias para promover a atualização e ampliação do sistema elétrico.

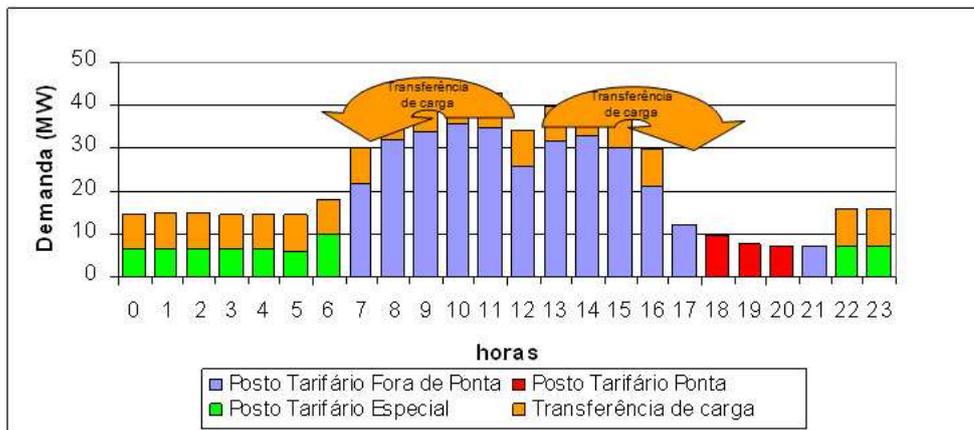


Figura 5.15: A transferência de carga entre os períodos diários. Fonte de inspiração: Dorgan e Federal Energy Regulatory Commission - 2005

A influência da política tarifária a ser desenvolvida para a modificação do perfil de funcionamento do sistema subterrâneo pode ser visualizado através da figura 5.16. Para a curva de demanda de potência alta (dpa) observa-se que se a tarifa for previamente fixada em tarifa fora de ponta (TFP), o sistema opera próximo da capacidade máxima (pcm)⁷. Dessa forma haverá equilíbrio entre oferta e demanda. Para a curva de demanda de potência média (dpm), se a tarifa for previamente fixada na condição de tarifa de ponta (TP), o sistema passa a operar bem abaixo da sua capacidade máxima (pcm). Assim, haverá excesso de oferta. Para a curva de demanda de potência baixa (dpb), se a tarifa for previamente fixada em TFP, o sistema opera bem abaixo da sua capacidade máxima (pcm) havendo, portanto, excesso de oferta. Mas no caso de haver uma tarifa de energia elétrica especial (aqui referenciada como TEE), o sistema pode operar com um carregamento maior durante esse período. Embora essa situação configure-se para níveis abaixo da sua capacidade máxima, essa alternativa aumentará o fator de utilização e o fator de carga do sistema subterrâneo, contribuindo para uma utilização mais racional desse sistema. O que se traduz como ganhos de racionalidade para o

⁷Não será levado em consideração que a demanda solicitada seja maior do que a capacidade do sistema subterrâneo. Neste caso a análise seria de excesso de demanda que não está inserido no contexto desse trabalho de pesquisa.

sistema e benefícios para o setor elétrico. Contribui-se assim para viabilizar uma possibilidade de redução da demanda de energia durante o período de alta solicitação do sistema subterrâneo (entre 9 e 18 horas).

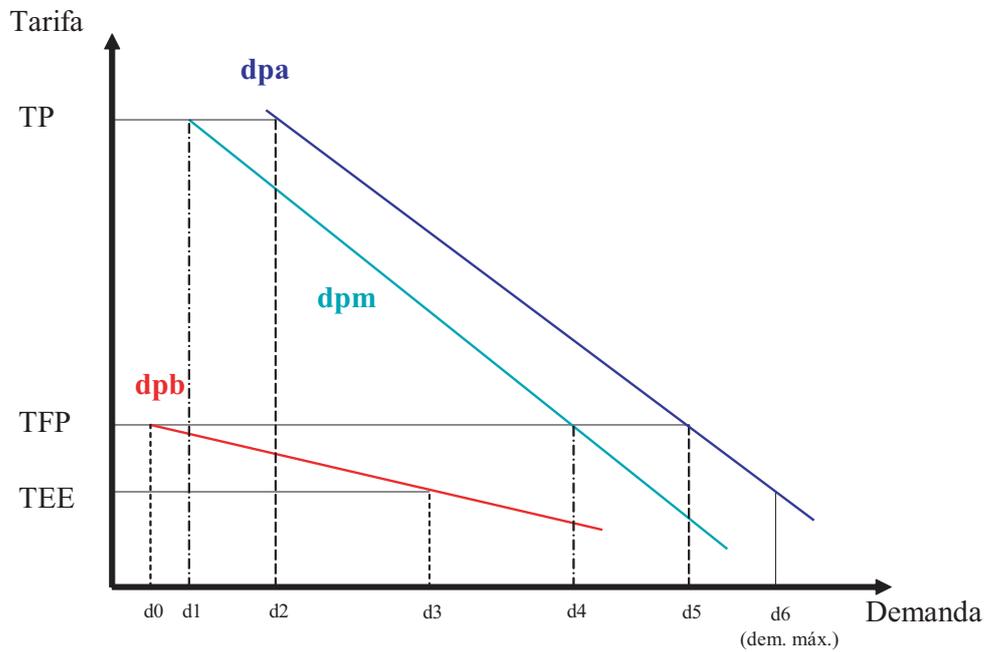


Figura 5.16: O equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia x preço.

As combinações possíveis para os cenários apresentados para o sistema subterrâneo são apresentadas na tabela 5.5.

Tabela 5.5: Custos de ampliação do setor elétrico

Cenários	Tarifas utilizadas		Nova tarifa
	TFP	TP	TEE
demanda de potência alta (dpa)	Ao preço TFP, excesso de oferta dado pelo segmento d5-d6.	Ao preço TP, excesso de oferta dado pelo segmento d2-d6.	Não haverá oferta ao preço TEE.
demanda de potência média (dpm)	Ao preço TFP, excesso de oferta dado pelo segmento d4-d6.	Ao preço TP, excesso de oferta dado pelo segmento d1-d6.	Não haverá oferta ao preço TEE.
demanda de potência baixa (dpb)	Ao preço TFP, excesso de oferta dado pelo segmento d0-d6.	Não aplicável. O preço TP é muito superior a demanda para esse horário.	Ao preço TEE, excesso de oferta dado pelo segmento d3-d6; mas superior ao utilizado durante os períodos de TFP d0-d6

A falta de construção e aplicação de uma tarifa de energia elétrica especial (TEE) para os horários de baixa solicitação de carga representa uma perda de benefício. Perda essa que deve e pode ser explorada pela distribuidora e pelos

demais agentes do setor elétrico. No caso do sistema subterrâneo, como há excesso de oferta durante os períodos de demanda de potência média e baixa, a transferência de consumidores do período de alta para o de baixa demanda trará ganhos para o sistema. Será trocada a tarifa de TFP e TP pela tarifa TEE. Como haverá liberação do sistema elétrico durante o período de alta demanda e, conseqüentemente, um novo consumidor poderá ser incluído no sistema, então as tarifas TFP e TP serão acrescentadas ao faturamento da concessionária.

Os custos de ampliação dos sistemas podem ser vistos na tabela 5.6. Esses custos são referenciados pela Aneel, e são aplicados para a Light.

Tabela 5.6: Custos de ampliação dos sistemas - Light - 2008. Fonte: Aneel - 2008

Custos unitários evitados 2007/2008		
Classe de tensão	Demanda R\$/kW ano	Energia R\$/MWh
A2	R\$ 243,19	R\$ 159,01
A3a	R\$ 484,26	R\$ 159,01
A4	R\$ 548,23	R\$ 159,01
AS	R\$ 634,70	R\$ 165,32
BT	R\$ 657,87	R\$ 171,73

5.7

Precaução contra a falta de energia

Um déficit de carga pode comprometer toda a atividade econômica do País. Segundo estudos do ONS, a probabilidade de haver falta de energia elétrica para o período entre 2011-2012 é estimada em percentuais acima de 5%⁸. Essa exposição dos consumidores está relacionada a incertezas ambientais que afetam as condições hidrológicas. Com base no que se denomina “energia assegurada estipulada”, é possível admitir um risco de deficit da ordem de 5%. Ou seja, a energia assegurada do SIN impõe aos agentes a possibilidade de qualquer deficit de carga, com uma probabilidade acumulada de 5%.

A crise financeira internacional desencadeada em setembro de 2008, e que também influenciou a dinâmica das empresas brasileiras de “commodities”, fez cair a demanda por energia elétrica. Isso modificou o consumo de energia

⁸O ONS (2008) destaca que embora existam riscos acima de 5% para qualquer profundidade de déficit no subsistema Sudeste em 2012 (5,4%), no subsistema Sul em 2010 (5,7%) e 2012 (6,4%) e no subsistema Nordeste em 2011 (6,3%), do ponto de vista da operação do SIN, não é adequada a consideração destes déficits, na medida em que estes poderão ser evitados através de procedimentos operativos de curto prazo envolvendo elevação ou inversão de intercâmbios entre regiões e/ou geração térmica adicional à geração por ordem de mérito.

elétrica, o que certamente afetará a curva de demanda no curso dos próximos anos.

O planejamento do setor elétrico torna-se, portanto, vital para impedir descompassos entre a oferta e a demanda. Manter uma capacidade ociosa impõe custos adicionais aos consumidores e às concessionárias. A tarifa de energia praticada pela distribuidora certamente haverá de incorporar no seu cálculo o ônus dessa ociosidade. A utilização do sistema subterrâneo é praticamente diurna. A baixa utilização do sistema durante a noite e na madrugada é custeada pela utilização do sistema diurno.

No Brasil, um dos fatores de difícil solução para o setor elétrico, nos dias úteis, é a demanda de energia no período entre 17h e 22h. Após a implantação das tarifas de energia horo-sazonais (Azul e Verde), atreladas a tarifas específicas para o horário de ponta, a solicitação do sistema nesse horário foi reduzida. Isto mostra o quanto o sinal tarifário modifica a utilização pelo lado da demanda.

Atualmente para o sistema elétrico nacional, o período máximo em relação ao período mínimo tem uma relação em torno de 60% superior; ou seja o sistema fica 60% superdimensionado no período mínimo. No sistema subterrâneo esta relação é da ordem de 300%. Assim, é primordial que as concessionárias de energia elétrica sejam capazes de oferecer uma tarifa especial para incentivar a utilização do setor elétrico no período leve.

5.8

Atratividade pela termoacumulação: perfil dos consumidores

Os consumidores do sistema de refrigeração central são os candidatos naturais ao uso do sistema de termoacumulação. Por si, o mercado não estimula o investidor de um projeto a avaliar os custos que lhe são impostos pela operação e manutenção de um determinado sistema. Na prática, os projetos são analisados à luz do investimento inicial. Geralmente, com base no investimento inicial necessário para implementar uma alternativa mais atraente. Ou seja, quando da tomada de decisão, o usuário final da instalação comercial não participa dessa decisão ou não visualiza as análises de investimentos pelos fluxos de caixas propiciados pelas alternativas técnicas. Na maioria dos casos o custo de operação e manutenção do projeto escolhido é maior do que o do sistema de termoacumulação.

No caso de um shopping center, o consumidor final é um usuário da instalação comercial. Esse paga os serviços utilizados através de uma taxa condominial, na qual estão decodificados os custos da energia elétrica (sistemas de refrigeração, escadas rolantes, elevadores etc.), água, serviços auxiliares, dentre

os demais custos que lhe são impostos. Os projetos de refrigeração de edifícios comerciais, shopping centers etc., de uma forma usual, continuam sendo analisados somente pelo valor do investimento inicial estimado. O risco para o investidor da instalação comercial reside no valor do investimento que lhe é vislumbrado. Estimativa essa que, via de regra, não inclui uma análise realista dos custos de operação do sistema objeto do projeto. E esses custos podem representar investimentos superiores a 60%⁹ daquele associado à implantação de uma solução que faz uso da termoacumulação. Esse investimento pode inviabilizar o funcionamento da própria unidade comercial. Embora pouco praticado, a correta apropriação de todos os custos de operação constitui parâmetro básico e decisivo para a tomada de decisão, já que são variáveis de entrada na formulação de preços e tarifas e influenciam diretamente a competitividade de uma empresa. Os consumidores têm procurado custos menores, com igual qualidade de serviços e conforto, para as suas respectivas instalações comerciais.

Abaixo são listadas as principais classes de clientes potenciais para a aplicação de um projeto de termoacumulação:

- shopping centers;
- hotéis;
- centros de convenções;
- edifícios comerciais;
- órgão governamentais;
- hospitais;
- estabelecimentos de ensino, em todos os níveis de formação escolar;
- supermercados e hipermercados;
- lojas comerciais;
- aeroportos.

Em seu livro “Eficiência Energética: Teoria e Prática”, Haddat et all [115] discute um caso típico de termoacumulação (instalado na unidade comercial da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, FIESP). Esta é uma fonte de informação útil para os interessados no tema, tendo em vista que apresenta os benefícios e a metodologia de implantação do sistema para um caso prático.

⁹De acordo com alguns trabalhos acadêmicos (e.g. Sampaio K., *Avaliação da demanda, no consumo elétrico e do controle de temperatura para condicionamento de ambientes, usando sistemas de refrigeração com termoacumulação.*) sondagens no mercado e estimativa do autor, a termoacumulação pode reduzir os custos com energia elétrica em torno de 40%. Dessa forma a comparação da unidade comercial que não utiliza essa redução de custo terá um acréscimo em torno de 60% em relação à unidade com termoacumulação.

5.9

Formulação de tarifas: vantagens competitivas das concessionárias

A visão estratégica da concessionária de energia deve visualizar para além dos padrões conhecidos e defendidos pelo setor. Devem estabelecer um padrão que será o seu *benchmarking*. A adoção de projetos novos em substituição à prática conservadora que já perdura há décadas deve ser considerada. Inovar faz-se necessário. Explorar tecnologias alternativas já disponíveis porém não exploradas na sua plenitude é igualmente atraente. Só assim será possível implementar um círculo virtuoso a esse tão importante e vital setor elétrico, impactante à melhoria do bem estar e da qualidade de vida da sociedade como um todo.

Santos [106], com propriedade, afirma que a questão tarifária não pode ser tratada simplesmente como um problema estático de alocação de custo entre as unidades consumidoras dos sistemas de distribuição. Ela precisa ser considerada como um sistema dinâmico, que induz a diferentes reações nas cargas frente ao sinal tarifário ao qual a unidade consumidora é submetida.

Os descontos a serem aplicados a nova tarifa poderão ser calculados de diversas formas. Dentre as alternativas, devem ser considerados:

- descontos para os tributos existentes (e.g.: PIS; ICMS; CONFINS);
- metodologias alternativas para os cálculos dos três períodos tarifários;
- nova metodologia para o cálculo em três períodos tarifários, incluindo-se uma análise específica para o sistema subterrâneo;
- descontos para os encargos existentes (e.g.: RGR; CCC);
- reduções tarifárias temporárias, buscando o retorno financeiro por parte do consumidor que investir em projetos de termoacumulação.
- reduções tarifárias em conjunto com venda de energia em bloco mínimo (*“take or pay”* ou *“ship or pay”*)¹⁰, objetivando um fator de carga mínimo para os clientes.

¹⁰Contratos *“ship or pay”* (transporte ou pague) associados ao transporte e distribuição. Contratos *“take or pay”* (use ou pague) para os de produção.

5.10

A medição de energia elétrica

Os medidores de energia elétrica e os programas por eles utilizados já incorporam funções que podem viabilizar a medição com base em uma nova tarifa aplicável (TEE) a um terceiro posto tarifário especial (PTE). Esses medidores permitem medir as respectivas funções de energia e demanda de acordo com o tempo programado em até quatro postos tarifários. Atualmente são utilizados apenas dois desses postos tarifários: um para o registro dos dados referentes ao horário fora de ponta e o outro relativo ao horário de ponta.

Para a implantação de uma nova tarifa, basta que a mesma seja criada e aprovada. Não há dependência alguma de tecnologia de medição especial para que o consumo de energia dos usuários possa ser computado e formalizado na fatura de energia elétrica.

Caso o sistema de termoacumulação torne-se atrativo e passe a ser preferido em escala que justifique o seu uso no país, o setor público poderá utilizar os requisitos técnicos para viabilizar a implementação dessa tecnologia alternativa. Poderá, por exemplo, promover licitações públicas para estimular a construção de novas unidades objetivando a redução dos custos operacionais associados. Dentre os candidatos, considera-se que hospitais são candidatos naturais ao uso da termoacumulação.

Assim, oportunidades com a ampliação do mercado de termoacumulação no Brasil poderá trazer ganhos e benefícios para novos empreendedores, universidades, laboratórios, pesquisadores e fabricantes.

5.11

Estimativa do porte do mercado deslocável

O sistema subterrâneo da Light tem um consumo anual da ordem de 1 TWh, disponível para aqueles clientes que fazem uso das tarifas em AS; horosazonais, Verde ou Azul e Convencional. Para os clientes em baixa tensão (BT), o sistema subterrâneo atende cerca de 22.000 consumidores, responsáveis por um consumo anual de cerca de 1 TWh. A soma desse dois grupos representa cerca de 10% do consumo total atendido pela Light, ou seja 2 TWh ano. Partindo de uma premissa conservadora, ou seja: i) 50% do consumo tem participação do setor comercial e ii) que 50% do consumo da área comercial é atribuído ao sistema de refrigeração; pode se estimar um mercado do setor comercial de 1 TWh ano. Transformando esse valor em demanda média, obtém-se:

$$\text{Demanda média} = 228 \text{ MW}$$

Assumindo um fator de 50% referente à participação de grandes instalações comerciais de refrigeração na demanda, obtém-se:

$$\text{Demanda por refrigeração} = 228 \times 0,50 = 114 \text{ MW}$$

para um potencial de transferência de carga de 25% (típico de projetos aplicados por termoacumulação), chega-se a :

$$\text{Demanda de transferência} = 114 \times 0,25 = 28,5 \text{ MW}$$

Custos evitados de demanda por ano = $28500 \times 634,70 = \text{R\$ } 18,1$ milhões ano

No Brasil, o mercado de grandes máquinas de refrigeração vivencia um crescimento anual da ordem de 140.000 TR¹¹. No Estado do Rio de Janeiro, o crescimento anual da demanda por capacidade de refrigeração é estimada em 25.000 TR. Para a área de concessão da Light, o crescimento anual é da ordem de 20.000 TR. Com base na premissa de que esses equipamentos são eficientes (rendimentos da ordem de 0,5 a 0,7 kW/TR) estima-se que 80% desse mercado é absorvido pelo mercado elétrico e os outros 20% pelo mercado movido a gás. Assim, conclui-se que a demanda adicional anual solicitada é de:

$$\text{Demanda adicional anual} = 20.000 \text{ TR} \times 0,5 \text{ kW/TR} \times 80\% = 8.000 \text{ kW} = 8 \text{ MW}.$$

Com base nessa linha de análise, conclui-se que são acrescentados ao sistema elétrico da Light cerca de 8 MW ao ano na forma de carga de refrigeração. Essa carga está distribuída pelos sistemas aéreos, subterrâneos, e pelas diversas áreas de concessão.

Para exemplificar o potencial existente e que não é hoje aproveitado, menciona-se a construção de um moderno edifício no centro da cidade do Rio de Janeiro, cuja demanda por refrigeração prevista é da ordem de 5.000 TR. Esse sistema não utilizará a termoacumulação.

As unidades de refrigeração hoje instaladas no Centro da cidade do Rio de Janeiro estão se adaptando às novas exigências impostas pelo mercado de refrigeração, notadamente a não utilização de gases refrigerantes do tipo CFC.

¹¹Apresentação de Marcelo Bortone — Trane do Brasil — Sistemas de Refrigeração - 2006.

Essa exigência de natureza ambiental faz parte do Protocolo de Kyoto¹², do qual o Brasil é signatário. Existe um grande mercado (e motivação ambiental) para a substituição dessas máquinas. A criação de uma nova tarifa poderá incentivar mudanças de atitudes e, por parte do mercado, promover novas concepções de sistemas de refrigeração em substituição aos existentes. Estimulará, então, a adoção da termoacumulação como solução alternativa atraente.

Fica assim demonstrado o grande potencial que existe para a aplicação do projeto de termoacumulação, cuja atratividade aumenta se às vantagens técnicas forem agregadas vantagens de tarifas diferenciadas a ser aplicada com critério no curso dos três períodos tarifários.

¹²O Protocolo de Kyoto é um acordo internacional que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O protocolo foi finalizado em 1997, baseado nos princípios do Tratado da ONU sobre mudanças climáticas, de 1992. O Protocolo de Kyoto foi assinado por 141 nações na cidade japonesa de Kyoto em 1997.