



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

GME - 28
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO VAREJO – RISCOS E OPORTUNIDADES

Alvaro Augusto de Almeida*

ELECTRA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA

RESUMO

O presente artigo aborda as principais características do fornecimento de energia a consumidores livres cuja demanda seja igual ou superior a 500 kW, em qualquer tensão, por meio de PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e outras fontes de energia alternativa (usinas de biomassa, eólicas, solares e co-geração qualificada). Tal mercado será denominado "Mercado Varejista de Energia", por ter características diferentes do Mercado Atacadista usual, no âmbito do qual a maior parte dos contratos entre consumidores livres e produtores independentes são firmados. Também serão discutidos os principais riscos e oportunidades deste mercado ainda incipiente, mas atraente e competitivo.

PALAVRAS-CHAVE

Comercialização, Varejo, Competição, Mercado Livre, Regulamentação.

1.0 - INTRODUÇÃO

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) rumo à competição iniciou-se em 1993, com a entrada em vigor da Lei 8631/1993, conhecida como "Lei da Reforma Tarifária". Posteriormente, a "Lei das Concessões", Lei 9074/1995, estabeleceu as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. Esta lei também permitiu que consumidores existentes, cuja demanda contratada fosse maior ou igual a 10 MW, atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, pudessem escolher livremente de quem iriam adquirir energia elétrica. Com a criação das figuras de tais consumidores livres, e também dos produtores independentes de energia, o cenário para a abertura do mercado brasileiro de energia à competição estava finalmente delineado. Inicialmente, o limite imposto para que um consumidor existente pudesse ser caracterizado como livre era rigoroso demais. Porém, a mesma Lei 9074 estabeleceu que, após cinco anos da publicação da mesma, o limite seria reduzido para 3 MW, mas mantido o critério de atendimento em tensões iguais ou superiores a 69 kV para consumidores existentes em 1995. Consumidores novos, ou seja, aqueles instalados após 1995, poderiam se tornar livres, independentemente da tensão, desde que respeitado o limite de demanda igual ou superior a 3 MW. Note-se que 3 MW é o nível de demanda de vários tipos de instalações comerciais de médio porte, tais como shopping centers e hotéis, além de instalações industriais de vários tipos, atendidas nos subgrupos AS (subterrâneo), A4 (2,3 kV a 25 kV) e A3a (30 kV a 44 kV). Consumidores atendidos em tensões inferiores a 69 kV e demandas inferiores a 3 MW estavam impedidos, inicialmente, de migrar para o Mercado Livre. Uma modificação importante foi introduzida com a outorga da Lei 9.427/1996, alterada com a sanção das Leis 9.648/1998 e 10.438/2002, e que teve sua redação consolidada pela lei 10.762/2003 e pelo Decreto 5.163/2004. Esta lei definiu que os aproveitamentos a partir de fontes de energia alternativa (eólica, biomassa, solar, PCHs e co-geração qualificada) passavam a poder atender consumidores com carga maior ou igual a 500 kW, em qualquer tensão. Assim, tais consumidores passaram a se enquadrar efetivamente na condição de livres, desde

*Av. Sete de Setembro, 4.476, 3º andar, CEP 80.250-210 - Curitiba - PR - BRASIL
Tel.: (041) 3023-3343 - Fax: (041) 3023-3343 - e-mail: alvaro@electraenergy.com.br

que atendidos diretamente por fontes de energia alternativa. Tais consumidores têm sido denominados informalmente, pela ANEEL e por outros agentes do mercado, de “consumidores especiais”, pois são dotados de características não encontradas nos consumidores livres atendidos por energia convencional, proveniente de geradores de grande porte. Embora previstos desde 1996, os primeiros contratos de atendimento a consumidores especiais só foram implementados a partir do final de 2002. As razões para tal atraso, bem como algumas características do Mercado Varejista, serão abordadas a seguir.

2.0 - A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO VAREJO

2.1 Definição de Mercado Varejista de Energia

A definição de varejo e atacado no setor elétrico é um pouco arbitrária. Na prática comercial usual, os varejistas compram produtos em grandes quantidades de atacadistas ou diretamente dos produtores, e os revendem aos consumidores finais. Assim, os varejistas formariam o elo final da cadeia de suprimento. Mas também é comum que grandes empresas, na condição de consumidores finais, comprem seus insumos diretamente de atacadistas. Portanto, outra característica das operações no atacado é o elevado volume de compras. Por analogia, qualquer operação de venda de energia elétrica que tenha como destino o consumidor final seria uma operação de varejo, enquanto operações de atacado seriam aquelas realizadas entre geradores, distribuidoras e comercializadoras de energia. Contudo, o montante de algumas operações de compra e venda permite que estas sejam consideradas como atacado, mesmo que tenham por destino o consumidor final. As operações de varejo, por conseguinte, seriam aquelas de pequeno montante.

No Setor Elétrico Brasileiro, desde a promulgação das leis 9.074/1995 e 9.427/1996, com alterações posteriores, estabeleceu-se uma clara divisão entre os consumidores atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, desde que com demandas iguais ou superiores a 3 MW, e consumidores com demandas iguais ou superiores a 500 kW, atendidos em qualquer tensão (consumidores especiais). Operações envolvendo consumidores especiais geralmente são de menor montante, quando comparadas às dos consumidores livres convencionais. Assim, em caráter estritamente operacional, pode-se definir que **operações de varejo** no Setor Elétrico Brasileiro são aquelas envolvendo consumidores especiais, atendidos em tensões inferiores a 69 kV. No momento, as usinas que suprem tais consumidores devem ser fontes alternativas de energia, mas esta definição de varejo tem a vantagem de ser aplicável mesmo que, em um futuro próximo, os consumidores especiais possam vir a ser atendidos por meio de energia convencional.

2.2 O tamanho do Mercado Varejista de Energia

O tamanho potencial do Mercado Varejista é limitado pelas fontes de energia que podem atendê-lo. A Tabela 1 mostra a situação das fontes alternativas no início de 2005 (ANEEL, 2005).

TABELA 1 – Capacidade Estimada de Fontes Alternativas (MW)

Tipo de Fonte	Em Operação	Em Construção	Outorgadas	TOTAL
Biomassa	3.032	-	-	3.032
PCH	1.250	445	3.382	5.077
Co-geração Qualificada	966	146	394	1.506
Eólica	29	-	6.643	6.672
Solar	20	-	-	20
TOTAL	5.297	591	10.419	16.307

Deve-se ressaltar que uma grande parcela da capacidade em operação mostrada na Tabela 1 destina-se ao autosuprimento, especialmente no que diz respeito à biomassa e à co-geração. Nesses casos, apenas os excedentes de geração podem ser vendidos no Mercado Livre, com autorização da ANEEL e em caráter precário. Estimar o tamanho real do Mercado Varejista, por outro lado, é tarefa um tanto difícil. O SINERCOM, que é o sistema de contabilização de energia da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, não diferencia usinas convencionais de usinas alternativas, e nem consumidores convencionais de consumidores especiais. No final de 2004, havia 352 unidades consumidoras modeladas na CCEE, totalizando 11.481 MW. Dentre estas, 61 unidades consumidoras apresentavam demanda igual ou inferior a 3 MW, as quais são certamente consumidores especiais, totalizando 93,18 MW e correspondendo a cerca de 0,81% do total de consumidores livres, em termos da demanda. Para melhorar a estimativa, seria necessário saber quantas unidades com demanda acima de 3 MW são atendidas por fontes alternativas, ou quantas usinas com potência abaixo de 30 MW fornecem energia para unidades consumidoras modeladas na CCEE. Tais informações são confidenciais e difíceis de obter. Entretanto, podemos afirmar com razoável grau de certeza que o tamanho do Mercado Varejista se encontra entre 1% e 2% do Mercado Livre, ou entre 2% e 4% da capacidade de fontes alternativas em operação. Assim, apesar da oferta limitada de fontes alternativas, ainda há um grande espaço a ser explorado, mesmo considerando-se somente as usinas existentes.

3.0 - INCENTIVOS PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA DE FONTES ALTERNATIVAS

Durante o período que vai de 1957 a 1992, conhecido no Setor Elétrico Brasileiro como “Período da Regulamentação” (ELETROBRÁS, 1994), o Governo Federal preferiu dar ênfase à construção de grandes obras de geração, relegando pequenas usinas a segundo plano. A partir de 1996, refletindo a tendência mundial de se dar preferência a obras de baixo impacto ambiental, a situação começou a mudar e vários incentivos passaram a ser concedidos para fontes de energia alternativa e para os consumidores atendidos por elas. Nesse aspecto, os principais marcos regulatórios que definem os incentivos para fontes alternativas são os seguintes:

- a. Lei 9.427/1996 e alterações posteriores – Consumidores com demanda contratada, em qualquer segmento horosazonal, igual ou superior a 500 kW, podem ser atendidos por usinas eólicas, solares, de biomassa ou PCHs (fontes alternativas). Usinas entre 1 MW e 10 MW, destinadas à produção independente, podem ser autorizadas pela ANEEL sem licitação;
- b. Lei 9.648/1998 – Consumidores atendidos por fontes alternativas passam a ter direito a 50% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), de modo a garantir a competitividade;
- c. Resolução ANEEL 264/1998 – Consumidores especiais devem ser tratados como consumidores cativos ao retornar à antiga distribuidora, atendidos por meio de tarifas e condições reguladas;
- d. Resolução ANEEL 281/1999 – Para empreendimentos de geração alternativa que entraram em operação até 31 de dezembro de 2003, o desconto na TUSD passa a ser de 100%;
- e. Lei 9991/2000 – As usinas eólicas, solares, de biomassa e PCHs passam a ser isentas do pagamento da taxa de 1% destinada a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- f. Lei 10.438/2002 – A isenção do pagamento da taxa de P&D é estendida para as fontes de co-geração qualificada. O desconto de 50% na TUSD passa a incidir da geração ao consumo, mas o comando de garantia de competitividade é retirado. Nos sistemas isolados, o limite de demanda para comercialização incentivada fica reduzido para 50 kW. Consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW, ou conjuntos de consumidores reunidos por comunhão de interesses, de fato ou de direito, passam a ter direito a adquirir energia de fontes alternativas. A participação no MRE é estendida para as PCHs;
- g. Lei 10.762/2003 – Usinas hidrelétricas com potência instalada abaixo de 1 MW (microcentrais) passam a ter direito ao desconto da TUSD. Contudo, tal dispositivo ainda não foi regulamentado;
- h. Resolução ANEEL 77/2004 – Regulamenta o desconto de 50% na TUSD, para consumidores atendidos por fontes de energia alternativa. O desconto é aplicado somente na parcela “fio” da TUSD, ficando a parcela “encargos” isenta do desconto.

Adicionalmente, as fontes alternativas de energia podem optar por vender a energia para o PROINFA, programa que se baseia na garantia de compra pela Eletrobrás da energia alternativa, com repasse obrigatório às distribuidoras. O PROINFA não será abordado no presente trabalho, pois suas operações não se enquadram no âmbito do Mercado Livre.

Apesar da extensa lista de incentivos, o fato de que o desconto da TUSD demorou mais de seis anos para ser regulamentado denota que sempre há forte oposição a tais incentivos.

4.0 - DIFICULDADES ENCONTRADAS NA IMPLEMENTAÇÃO DOS CONTRATOS NO VAREJO

4.1 Dificuldades Iniciais

As primeiras unidades dos subgrupos A4 e AS foram modeladas no MAE¹ no início de 2003, atendidas por meio da energia gerada pela PCH Pesqueiro, localizada no rio Jaguariaíva, município de Jaguariaíva, Paraná. Nem a PCH Pesqueiro, nem a empresa consumidora eram, na época, agentes do MAE, e ambos passaram a ser representados no MAE por meio da Electra Energy, comercializadora de energia localizada em Curitiba, Paraná. Com a implementação da nova Convenção de Comercialização, em 29 de outubro de 2004 (Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004), e com a consequente transformação do MAE na CCEE, a adesão dos consumidores à CCEE tornou-se obrigatória. A representação de consumidores não agentes por meio de uma comercializadora passou a não ser mais possível. Contudo, até 2004, este tipo de representação, denominada *representação vertical*, era totalmente permitido.

Em meados de 2003 começaram a surgir algumas vozes a favor da desmodelagem das unidades de consumidores especiais. Dentre outros, alegou-se os seguintes problemas:

- a. A presença da comercializadora como representante do gerador e do consumidor estaria desrespeitando o preceito legal de que a operação de compra e venda de energia alternativa deve ser feita diretamente entre gerador e consumidor;
- b. Não há mecanismo no SINERCOM capaz de distinguir a energia alternativa da energia convencional. Desta forma, não seria possível detectar automaticamente a eventual exposição de um consumidor especial aos preços do MAE;

¹ A sigla MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica - será usada para denotar fatos que ocorreram antes da transformação deste órgão na CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

- c. Da mesma forma, uma comercializadora poderia usar parte da energia convencional de sua carteira para atender a exposição do consumidor especial, evitando penalidades, mas prejudicando a concessionária local de distribuição, que havia perdido para o Mercado Livre um consumidor anteriormente atendido na modalidade cativo.

O primeiro problema foi resolvido por meio de recurso administrativo impetrado junto ao MAE, e também de consulta formal enviada à ANEEL. O cerne da argumentação foi o fato de que em nenhum momento o caráter direto da compra e venda de energia havia sido violado. De fato, o gerador e o consumidor haviam assinado um contrato de compra e venda, enquanto a comercializadora de energia havia assinado, com o gerador e com o consumidor, apenas contratos de representação, que se enquadram como contratos de prestação de serviços, e não de compra e venda de energia.

Quando aos dois problemas restantes, que representam dois aspectos de um único problema operacional, a argumentação foi a de que nenhum preceito legal havia sido ferido, e que todos os agentes estavam agindo na forma da lei. O MAE reconheceu a dificuldade e encaminhou a questão à ANEEL. Como consequência, a ANEEL incluiu uma modificação importante na versão 3.5 do Procedimento de Mercado ME.02, PM ME.02, que regulamenta a Manutenção de Cadastro do Sistema Elétrico. Com tal modificação, tornou-se obrigatório o registro prévio, na ANEEL, do contrato de compra e venda de energia, sob risco de rejeição da modelagem. Portanto, os consumidores especiais passaram a ter que registrar seus contratos de maneira *ex-ante*, ou seja, antes que a modelagem seja concluída, resultando em dificuldades operacionais adicionais.

Ainda que tenha aumentado a burocracia, a exigência do registro prévio dos contratos de compra e venda constituiu, ao menos, em uma medida temporária, enquanto não se chega a uma solução definitiva, para se retirar do MAE a atribuição de decidir quem poderia ser modelado como consumidor especial. Na prática, o problema da exposição de consumidores especiais continua sem solução, mas foi amenizado pela exigência de uma declaração da ANEEL confirmando a legalidade da operação.

O problema da exposição aos preços de curto prazo poderá ser resolvido, no futuro próximo, por meio da modelagem em “Y” dos consumidores especiais. Se tal tipo de modelagem for aprovado, o consumidor assinaria um contrato firme com uma fonte alternativa no Mercado Livre, e as ultrapassagens de consumo seriam supridas pela distribuidora local, a preços cativos.

4.2 Dificuldades Atuais

O Mercado Varejista ainda é pequeno, correspondendo a cerca de 1% do Mercado Livre, mas encontra-se em crescimento. A exigência de registro do contrato de compra e venda de forma *ex-ante* continua sendo a maior dificuldade para modelagem de consumidores especiais no âmbito da CCEE. A exigência de prazos contratuais iguais ou superiores a seis meses também é problemática, pois impossibilita a assinatura de contratos de *back-up*. Contudo, a maior parte das PCHs modeladas na CCEE faz parte do MRE, de modo que a insuficiência de geração ocorre apenas quando o consumidor aumenta seu consumo além do previsto.

Outra dificuldade diz respeito à exigência de que os contratos de compra e venda sejam “um-a-um”, ou seja, sem a possibilidade de transferência mensal de energia entre consumidores especiais representados por uma comercializadora, por exemplo. Durante algum tempo, as comercializadoras que representam consumidores especiais alimentaram a esperança de que viesse a ser possível a utilização do *efeito carteira*. Tal efeito surge quando uma comercializadora representa mais de um consumidor especial na CCEE. Assim, consumidores que consumissem abaixo dos valores mínimos contratado poderiam transferir a energia não consumida para consumidores que houvessem ultrapassado o valor máximo contratado. Contudo, a utilização do efeito carteira foi sempre vetada pela ANEEL. A justificativa, mais uma vez, é que os contratos entre consumidores especiais e fontes alternativas devem ser feitos um a um, de acordo com a legislação em vigor. Além disso, consumidores especiais têm direito ao desconto da TUSD, que constitui um subsídio e incentivo ao uso de fontes de energia renovável. A utilização do efeito carteira, no entender da ANEEL, estaria distorcendo tal incentivo.

5.0 - ATRATIVIDADE DO MERCADO VAREJISTA

5.1 Tarifas médias dos consumidores cativos

No âmbito do mercado de Alta Tensão, os segmentos A4 e A3a representam juntos a parcela mais expressiva em termos de volume de energia. Conseqüentemente, as distribuidoras os protegem com todas as forças. De fato, a principal característica de empresas estabelecidas, especialmente empresas de grande porte, é a proteção das margens de lucro de negócios existentes. A inovação e a criação de novos modelos de negócio, freqüentemente mais arriscados do que os modelos estabelecidos, ficam por conta de empresas novas, menores, mais ágeis e mais competitivas, as quais são denominadas empresas disruptivas (NOBREGA, 2004). No atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro, esse papel cabe aos agentes de comercialização de energia.

Do ponto de vista das distribuidoras, entretanto, a proteção das margens de lucro dos subgrupos AS, A4 e A3a é justificada quando se leva em conta que estes subgrupos são os que apresentam as maiores tarifas dentro do grupo de Alta Tensão. Para analisar a situação mais detalhadamente, considere-se a Tabela 2, que ilustra dois consumidores típicos de Alta Tensão. A única diferença entre os Consumidores A e B é a demanda no horário de

ponta, refletida no Índice de Modulação (aqui definido como $IM = 1 - \text{Demanda HP}/\text{Demanda HFP}$). As simulações tarifárias indicam claramente que o Índice de Modulação, para uma determinada demanda fora de ponta, é o parâmetro que mais afeta a tarifa final.

TABELA 2 – Consumidores Típicos

	CONSUMIDOR A	CONSUMIDOR B
Classe Tarifária	AZUL	AZUL
Demanda HP (kW)	2.000	1.000
Demanda HFP (kW)	2.000	2.000
Consumo HP (MWh)	104	52
Consumo HFP (MWh)	1064	1.064
Fator de Carga HP	80%	80%
Fator de Carga HFP	80%	80%
Índice de Modulação	0%	50%

A Tabela 3 ilustra as tarifas finais médias para os Consumidores A e B, atendidos na modalidade cativo². O processo de cálculo é bastante simples. Inicialmente, as tarifas para cada uma das 21 distribuidoras brasileiras de grande porte foram calculadas como a média ponderada entre os períodos seco (7 meses) e úmido (5 meses). A seguir, foram calculadas as médias aritméticas dos 21 resultados obtidos, para cada subgrupo. As distribuidoras consideradas foram: Copel, Celesc, RGE, Elektro, Cerj, Cemig, Cemat, Celg, AES Sul, Bandeirante, CEEE, Celpe, Cepisa, Coelba, Coelce, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, Eletropaulo, Energipe, Enersul e Light. Naturalmente, não se espera que um consumidor de 2 MW seja atendido nos subgrupos A1 ou A2. Os resultados mostrados servem apenas para comparação de custos entre os diversos subgrupos de tensão.

TABELA 3 – Tarifas Finais Cativas Médias (R\$/MWh)

SUBGRUPO	CONSUMIDOR A		CONSUMIDOR B	
	MÉDIA	DESVIO	MÉDIA	DESVIO
AS	208,88	19,34	177,29	15,97
A4	187,28	23,15	161,65	14,40
A3a	178,94	31,54	156,31	15,19
A3	155,92	15,10	133,28	12,81
A2	137,13	15,01	119,17	13,62
A1	124,03	11,93	109,49	11,46

Para analisar corretamente a atratividade da migração para o Mercado Livre é necessário estimar, além das tarifas finais do consumidor cativo, também as tarifas de uso do consumidor livre, o que é feito na seção seguinte.

5.2 O impacto do desconto da TUSD

No Brasil, como ocorreu na maior parte dos países que abriram seus mercados de energia à competição, a reestruturação do setor elétrico foi inspirada na idéia da separação entre o produto (a energia) e os serviços (a transmissão e a distribuição) (BORN; ALMEIDA, 1998). A atividade de distribuição permaneceu regulada, embora possa ser exercida por agentes privados, a transmissão permaneceu regulada e estatal e apenas a geração foi aberta à competição.

A Resolução ANEEL nº 77/2004 veio atender um grande anseio dos consumidores especiais e dos proprietários de fontes alternativas, regulamentando o desconto de 50% da TUSD. A Tabela 4 ilustra os resultados obtidos para a TUSD, com e sem desconto, para os Consumidores A e B, atendidos na modalidade livre. Não são mostrados os resultados para os subgrupos A3, A2 e A1, pois os consumidores destes subgrupos usualmente apresentam demandas superiores a 3 MW, qualificados, portanto, ao atendimento por qualquer fonte de energia. Os resultados ilustrados são as TUSDs médias para as 21 distribuidoras brasileiras de grande porte.

As diferenças entre as tarifas finais para consumidor cativo (Tabela 3) e as TUSDs com desconto (Tabela 4), representam o espaço potencial a ser preenchido com o preço da energia, encargos setoriais, prêmio de economia pela migração e margem de lucro da comercializadora³. A migração será viável se o preço da energia for no mínimo R\$ 100/MWh (preços de dezembro/2004) e se o prêmio de economia for de pelo menos 15%. As conclusões gerais são as seguintes:

² Em todas as tabelas apresentadas no presente artigo, “Média” significa “Média Aritmética”, e “Desvio” significa “Desvio Padrão”. “HP” significa “Horário de Ponta” e “HFP” significa “Horário Fora de Ponta”.

³ As diferenças devem ser tomadas apenas como indicativo. A rigor, as tarifas finais médias e as TUSDs médias são originárias de distribuições estatísticas diferentes e, logo, não podem ser comparadas diretamente. Um estudo estatístico mais detalhado está fora do escopo do presente trabalho.

- A migração de consumidores especiais seria difícil caso não existisse o desconto da TUSD;
- A migração é um pouco mais atraente para aqueles consumidores com demanda *flat* (mesmo valores nos horários de ponta e fora de ponta), e que, conseqüentemente, apresentam maiores custos de demanda;
- O subgrupo AS, o mais atraente em termos tarifários, é também o menos representativo em termos de volumes, além de incluir muitos consumidores com demanda contratada inferior a 500 kW e, portanto, não qualificados para serem atendidos no Mercado Livre. Sendo assim, trata-se de um mercado razoavelmente protegido do ponto de vista das distribuidoras;
- Os subgrupos A4 e A3a são aqueles que resultam em maiores margens de lucro e, novamente do ponto de vista das distribuidoras, devem ser protegidos. Algumas das formas de proteção utilizadas pelas distribuidoras, sem ferir o preceito legal do direito ao livre acesso, serão vistas a seguir.

TABELA 4 – Tarifas de Uso Médias – Consumidores Livres (R\$/MWh)

SUBGRUPO	CONSUMIDOR A		CONSUMIDOR B	
	MÉDIA	DESVIO	MÉDIA	DESVIO
AS – sem desconto	129,84	26,55	87,83	16,17
A4 – sem desconto	90,11	17,86	66,02	11,84
A3a – sem desconto	84,27	15,24	62,48	10,32
AS – com desconto	76,43	13,02	55,42	8,20
A4 – com desconto	56,56	9,18	44,52	6,62
A3a – com desconto	54,12	8,01	43,23	6,05

5.3 As estratégias de proteção das distribuidoras

As distribuidoras sabem que, respeitados os prazos legais e contratuais, pouco podem fazer para evitar que um consumidor migre para o Mercado Livre. A distribuidora continua remunerada por meio da TUSD e passa a se dedicar à sua atividade fim, que é distribuir energia (e não comercializar energia). No caso dos consumidores especiais, contudo, o desconto da TUSD constitui uma efetiva perda de receita, que só será revertida no advento de futuras revisões tarifárias. O desconto da TUSD constitui mais um motivo para que as distribuidoras protejam seus consumidores contra a migração para o Mercado Varejista, levantando uma série de barreiras, tais como:

- **Barreiras técnicas** – A modelagem de consumidores livres junto à CCEE deve ser formalmente autorizada pelas distribuidoras. Contudo, a distribuidora pode levantar uma série de barreiras técnicas à migração, ao mesmo tempo em que cumpre a lei. Tais barreiras podem ser, por exemplo, a exigência de instalação de equipamentos específicos, seja de medição ou de proteção.
- **Barreiras contratuais** – No ambiente monopolista que vigorava até o final da década de 90, contratos de prazos iguais ou superiores a 10 anos não eram incomuns. Alguns consumidores continuam presos a esses contratos, os quais foram assinados em bases não concorrenciais, ou a contratos de longo prazo que foram renovados inadvertidamente, sem o conhecimento de outras possibilidades comerciais;
- **Barreiras emocionais** – As distribuidoras geralmente tingem o Mercado Livre com cores muito escuras usando uma ou mais das seguintes alternativas: (a) enfatizar que a migração é um “caminho sem volta”; (b) apelar para os longos anos de relacionamento comercial entre distribuidora e consumidor, em detrimento de um ambiente novo e desconhecido; (c) acenar com a possibilidade de mudanças regulatórias futuras, que poderiam encarecer o contrato na modalidade livre.

5.4 O impacto do Decreto 5.249/2004

O Decreto 5.163, de julho de 2004, que veio a regulamentar a comercialização de energia no âmbito do novo modelo do setor elétrico, também permitiu que consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW, independente do nível de tensão, pudessem ser atendidos no Mercado Livre por meio de energia de qualquer fonte. Por um lado, o Decreto 5.163/2004 restringia o mercado de fontes alternativas a consumidores com demanda inferior a 3 MW. Por outro lado, este decreto expandia sobremaneira o leque de consumidores potencialmente livres, aumentando a competição no Mercado Varejista.

Após a publicação do Decreto 5.163/2004, as distribuidoras recorreram ao Ministério das Minas e Energia, exibindo planilhas de custos, alertando quanto ao impacto financeiro potencial decorrente da liberação de um número tão grande de consumidores para o Mercado Livre e argumentando que tal impacto teria reflexos nas futuras revisões tarifárias, vindo a prejudicar consumidores cativos. Tal argumento é apenas parcialmente válido. Além de continuar a ser remunerada por meio da TUSD, a distribuidora que atende um consumidor livre pode, de acordo com o novo modelo setorial, requerer a redução do respectivo montante energético contratado junto aos geradores. Ainda assim, o MME entendeu como procedente a solicitação das distribuidoras e publicou, em outubro de 2004, o Decreto 5.249, que voltou a aumentar para tensões iguais ou superiores a 69 kV o limite para que os consumidores exerçam a opção por qualquer fonte de energia.

No momento, o Decreto 5.249/2004 continua vigente. Há ensaios de ações judiciais, que parece ser a única solução possível, mas o referido decreto foi assinado pelo Presidente da República. Conseqüentemente, qualquer ação judicial deve ser direcionada ao Chefe do Executivo, o que requer advogados altamente qualificados e de custos elevados. Além disso, o risco de sucumbência, de acordo com avaliações, é razoável.

A seguir, são resumidas as principais oportunidades e riscos da operação no Mercado Varejista de Energia, do ponto de vista de geradores, consumidores especiais e comercializadoras de energia elétrica.

6.0 - OPORTUNIDADES DA COMERCIALIZAÇÃO NO VAREJO

6.1 Flexibilidade contratual

Um proprietário de fonte alternativa tem, no momento, duas opções para vender sua produção de energia: (a) Mercado Livre, por meio da venda a consumidores especiais; (b) PROINFA. Os contratos do PROINFA, ainda que possam ser mais facilmente utilizados como PPA (*Power Purchase Agreement*), durante a busca por financiamento, são inflexíveis e de prazos muito longos (20 anos). Os contratos de consumidores especiais, por outro lado, podem ser assinados em prazos variando de um a cinco anos, passíveis de renovação, e já existem casos onde tais contratos foram utilizados como PPAs.

6.2 Retorno assegurado ao mercado cativo

A Resolução ANEEL 264/1998 estabeleceu as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres. O artigo 4º desta resolução determina que, quando do eventual retorno do consumidor especial à antiga distribuidora, o mesmo será tratado como consumidor cativo. De acordo com o Decreto 5.163/2004, o retorno ao caso cativo deve se dar com aviso prévio de 5 anos, podendo ser reduzido por meio de negociações com a distribuidora, mas a vantagem é que o consumidor pode ter a certeza de que será tratado por meio das tarifas e demais condições reguladas pela ANEEL. Isso não acontece com os consumidores livre convencionais, que continuam sendo tratados como livres e sujeitos a um processo de negociação de preços com a distribuidora. Além disso, já existem casos de consumidores especiais que retornaram imediatamente à condição de cativos, independente do prazo de 5 anos.

6.3 Preços mais atrativos e incentivo a fontes de energia alternativa

O maior incentivo para que um consumidor migre para o Mercado Livre são os preços mais atrativos. Em geral, a atratividade será maior para consumidores de demanda *flat*, localizados em estados das regiões Sul e Sudeste. Além disso, os consumidores especiais têm a certeza de que estão fazendo uso de fontes de energia renováveis e não poluentes, fato estreitamente relacionados às políticas de responsabilidade social tão valorizadas hoje em dia. Da mesma forma, consumidores que firmarem contratos com usinas de biomassa ou PCHs poderão, em um futuro próximo, beneficiar-se, por meio de contratos ganha-ganha, da comercialização dos créditos de carbono, mercado incipiente originado com a ratificação do Protocolo de Quioto, o qual entrou em vigor em fevereiro de 2005 (WATANABE, 2004).

7.0 - RISCOS DA COMERCIALIZAÇÃO NO VAREJO

7.1 Incertezas regulatórias

Uma das principais críticas ao modelo vigente para o Setor Elétrico Brasileiro era, desde o início da sua implantação, a incerteza decorrente da regulamentação por meio de decretos presidenciais, os quais podem ser alterados ou revogados facilmente. Tal incerteza veio a se concretizar com a publicação do Decreto 5.249/2004, o qual alterou um dos itens do Decreto 5.163/2004.

7.2 Dificuldades operacionais e contratuais

Atualmente, mesmo consumidores de 500 kW devem se tornar membros da CCEE se quiserem adquirir energia no Mercado Livre. Tal exigência acarretará em burocracia desnecessária e aumentará os custos de transação. A contratação de uma comercializadora de energia, que atue como consultora e operadora do mercado, pode minimizar o impacto da obrigatoriedade de adesão à CCEE.

A necessidade de se registrar o contrato de compra e venda de maneira *ex-ante* na ANEEL, no caso de consumidores especiais, constitui uma grande dificuldade para a modelagem de tais consumidores na CCEE. Para complicar um pouco mais, a nova versão do Procedimento de Mercado PM ME.02, aprovada pela ANEEL, mas não publicada até meados de fevereiro de 2005, indica que mesmo a modelagem de consumidores convencionais passará a ser *ex-ante* a partir de 2005.

7.3 Margens estreitas para as comercializadoras

No que diz respeito a consumidores especiais, as comercializadoras não atuam como *traders*, mas sim como *brokers*. Devido ao pequeno porte dos consumidores especiais, as margens de lucro das comercializadoras são pequenas. Dependendo da estratégia da comercializadora, este mercado pode não ser muito atrativo.

8.0 - CONCLUSÃO

No início do governo do Presidente Luís Inácio da Silva, surgiram várias propostas de revisão do modelo setorial anterior, baseado no Projeto RE/SEB. Algumas de tais propostas eram fortemente estatizantes, e pelo menos uma delas via o consumidor livre com desconfiança, o produtor independente como inconstitucional e as comercializadoras como intermediários que acabariam por elevar os custos finais dos consumidores (SAUER, 2002). Contudo, discussões posteriores, com importantes contribuições dos agentes do mercado, decidiram por manter as figuras de tais agentes de mercado.

Apesar das turbulências, o Mercado Livre brasileiro continuará a existir, atendendo a necessidades que os programas estatais não conseguem atender, conferindo liquidez ao setor elétrico e contribuindo para o desenvolvimento do país. Em particular o Mercado Varejista ainda é pequeno, estando limitado pela pequena oferta de energia alternativa. Nos próximos anos, entretanto, o tamanho deste mercado deve continuar em expansão.

9.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Banco de Informações de Geração, Brasília, jan/2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 10 jan/ 2005.
- (2) ELETROBRÁS. Plano nacional de energia elétrica 1993-2015, Vol. V: a questão institucional e a participação privada no setor elétrico, Rio de Janeiro, 1994.
- (3) NOBREGA, C. A ciência da gestão. Rio de Janeiro: Ed. Senac Rio, 2004.
- (4) BORN, P.H.S., ALMEIDA, A.A. Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços. Revista de la CIER, Quito, Equador, nº 26, dez/1998.
- (5) WATANABE, M. Grande empresa já mira crédito de carbono, Jornal Valor Econômico, São Paulo, 3 dez/ 2004.
- (6) SAUER, I. et al. Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. 2002. 121 f (proposta de reestruturação setorial submetida à consulta da sociedade) – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

10.0 - AGRADECIMENTO

O autor deseja agradecer o aprendizado e suporte oferecidos pela Electra Comercializadora de Energia, sem os quais este trabalho não teria sido possível.

11.0 - NOTA BIOGRÁFICA

Alvaro Augusto de Almeida nasceu em 18/11/1965, formou-se em Engenharia Industrial Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná e tem pós-graduação em Finanças Empresariais pelo ISAE/FGV. De 1989 a 1992, trabalhou na Engesp, Indústria de Equipamentos Hospitalares. De 1992 a 1994, trabalhou na Telecomunicações do Paraná, Telepar, vindo a ocupar o cargo de gerente da Divisão de Coordenação de Curitiba. De 1994 a 2001, trabalhou na Copel, em funções relacionadas ao planejamento da expansão da geração e comercialização de energia, vindo a representar a empresa nas atividades do antigo GTPG – Grupo de Trabalho para Análise do Programa Decenal de Geração, coordenado pela Eletrobrás, e no Programa Custos de Interrupção de Fornecimento de Energia da Copel. Atualmente é Diretor de Serviços ao Cliente da Electra Comercializadora de Energia e professor do curso de Engenharia Industrial Elétrica do CEFET-PR, onde leciona as disciplinas de Conversão Eletromecânica de Energia, Eletromagnetismo e Sistemas Elétricos de Potência, desde 1991.