

O MERCADO DE ENERGIA COM ÊNFASE NAS FONTES DE ENERGIA ALTERNATIVA

Diego Correia do Prado Silva
Leister Carneiro Theodoro
Renato Gonçalves Ferreira

Orientador: Prof. Jamil Haddad
Instituto de Sistemas Elétricos e Energia (ISEE)

Resumo - Este trabalho irá abordar o contexto atual do mercado de energia elétrica no Brasil, legislação e regulamentação vigentes e mais especificamente, as fontes de energia alternativa e os aspectos relativos à comercialização desta. O fato de acreditarmos ser essa uma alternativa interessante quando da necessidade de aquisição de Energia em Ambiente de Contratação Livre por uma determinada categoria de consumidores aptas a tal procedimento, nos motivou a elaborar este trabalho e constitui nosso objetivo verificar as reais vantagens e desvantagens destas fontes sob a tutela da atual legislação, sob a ótica do consumidor, neste momento ainda inicial de inserção destas fontes no mercado de energia.

Palavras-Chave: Energia, Energia incentivada, Fontes Alternativas, Mercado de Energia.

I. INTRODUÇÃO

Com a abertura do mercado de energia a partir de 1998, e mais recentemente com o incentivo dado pelo governo brasileiro à produção e consumo de energias alternativas, este trabalho foi elaborado com o intuito de contextualizar o atual mercado de energia e verificar as opções de aquisição de energia por parte dos consumidores aptos a migrarem para o Ambiente de Contratação Livre.

II. O MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL ATUALMENTE

II.1 O Processo de Comercialização

As relações comerciais entre os agentes participantes do processo de comercialização de Energia Elétrica no Brasil são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – é o órgão responsável pela contabilização de todas as transações realizadas no mercado de energia brasileiro, dessa forma, todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada sub-mercado, e tem como base o custo marginal de operação do sistema, o qual é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Assim, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos.



Figura 1 – Mercado Spot.

II.2 Os Agentes do Mercado de Energia

Os agentes do processo de comercialização de Energia Elétrica no mercado brasileiro são classificados segundo as seguintes categorias:

- Geração: categoria dos Agentes Geradores, Produtores Independentes e Auto-Produtores. Os Geradores possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

- Distribuição: categoria dos Agentes Distribuidores. A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (Consumidores Cativos). Com o novo modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

- Comercialização: categoria dos Agentes Importadores e Exportadores, Comercializadores (compram energia através de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores através dos leilões do ACR) e Consumidores Livres (podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores) por meio de livre negociação).

II.3 A divisão do Mercado no Brasil

Em todo o processo de comercialização, o Mercado Brasileiro de Energia Elétrica é dividido em 04 sub-mercados, sendo eles:

- Norte (N)
- Nordeste (NE)
- Sudeste-Centro-Oeste (SE)
- Sul (S)

II.4 Os Ambientes de Contratação

O novo modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR
- Ambiente de Contratação Livre – ACL

Os Agentes de Geração, sejam concessionários de serviço público de Geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

Todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE.

Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na figura seguinte.



Figura 2 – Ambientes de contratação

II.4.1 O Ambiente de Contratação Regulada

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR). Tais contratos são celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou auto-produtores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas:

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração;
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor;
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Itaíbinacional;

II.4.2 O Ambiente de Contratação Livre

No ACL participam Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Produtores entregam e recebem energia ao sistema, em seu centro de gravidade, assumido parcela das perdas entre o ponto de geração e este centro de gravidade.

Consumidores, de forma análoga, entregam e recebem energia ao sistema, em seu centro de gravidade, assumido parcela das perdas entre este centro de gravidade e o ponto de consumo.

O sistema garante oferta e qualidade do produto. Diferenças entre o contratado e o produzido ou consumido são liquidadas pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), definido em 4 sub-mercados e 3 patamares de carga, por modelo computacional. Esta liquidação é feita pela CCEE.

Contratos protegem os agentes do preço de curto prazo e são obrigatórios para 100% da carga, sem restrições de prazo no caso do mercado livre. Contratos podem ser registrados após a medição do consumo efetivo. A não comprovação, além da exposição ao pagamento do PLD, implica no pagamento de penalidades para falta de lastro de contratos de energia e potência.

II.5 Os Leilões de Energia

O LCEEE (Leilão de Compra de Energia Elétrica Existente) pode ser descrito como um leilão simultâneo de diversos produtos com lances múltiplos e preço

descendente (Fase 1), seguido por um leilão de lance único em envelope fechado (Fase 2). É um formato apropriado para a comercialização de contratos de energia elétrica (superpostos no tempo e relacionados em valor) que envolvem um bem homogêneo e divisível. Trata-se, justamente, do modelo proposto por Klemperer (2004) para a maximização da atratividade e minimização do poder de mercado. Vale lembrar que a estrutura da indústria geradora de energia elétrica no Brasil é bastante concentrada.

No Brasil, a reestruturação do setor elétrico promoveu uma série de mudanças no que se refere à aplicação de leilões no setor elétrico. Este mecanismo de formação de preços passou a ser amplamente utilizado no setor, sendo utilizado tanto em licitações de empreendimentos de geração e transmissão como na comercialização de energia elétrica.

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Os CCEARs serão, então, celebrados entre os vencedores e as Distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

Se considerarmos "A" como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- No quinto ano anterior ao ano "A" (chamado ano "A" - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No terceiro ano anterior ao ano "A" (chamado ano "A" - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No ano anterior ao ano "A" (chamado ano "A" - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de Geração existentes.

Além disso, poderão ser promovidos Leilões de Ajuste, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

II.5.1 Contrato de Comercialização de Energia no ACR

Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs - são os contratos bilaterais celebrados entre cada Agente Vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR, e todos os Agentes de Distribuição compradores, conforme demonstrado na figura seguinte.

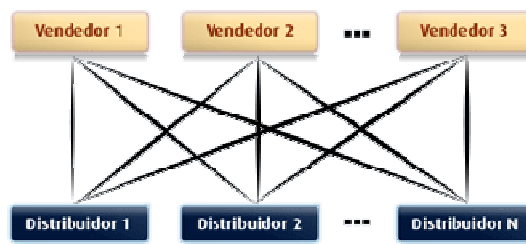


Figura 3 – A estrutura de um CCEAR

Para cada tipo de leilão, há CCEARs com prazos específicos de duração:

- Para os leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, os CCEARs têm no mínimo quinze e no máximo trinta anos, contados do início do suprimento de energia.
- Para os leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, os CCEARs têm no mínimo cinco e no máximo quinze anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões.

II.5.2 Tipos de CCEARs

Os vencedores de cada leilão de energia do ACR deverão firmar contratos bilaterais com todas as distribuidoras - denominados CCEAR - em proporção às respectivas declarações de necessidade. A única exceção é o leilão de ajuste, onde os contratos são específicos entre Agente Vendedor e o Agente de Distribuição.

São especificadas as durações mínimas e máximas para os CCEAR provenientes dos leilões "A-5" ou "A-3" (15 a 30 anos) e "A-1" (5 a 15 anos) e estabelecida existência de cláusula arbitral.

Existem duas modalidades de CCEAR:

- **Contratos de Quantidade de Energia:** os Contratos de Quantidade de Energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre sub-mercados são assumidos pelo comprador.
- **Contratos de Disponibilidade de Energia:** os Contratos de Disponibilidade de Energia são aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada, são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

II.5.3 Considerações

Resumidamente, leilões são mecanismos de comercialização capazes de conduzir à revelação de preços e custos de bens com valores incertos. As diferentes possibilidades de formatação variam em função das características dos produtos e dos mercados em que estes se inserem, de modo que se busque garantir condições mínimas de concorrência.

Sob este ponto de vista, os leilões realizados obtiveram um sucesso razoável, pois foram capazes de quebrar o viés inflacionário dos preços e de devolver parte da renda

extraída dos consumidores durante a crise energética. Além disso, foram capazes de blindar as expectativas de preços futuros para a energia nova de modo a sinalizar valores compatíveis com os custos de investimentos e a remuneração do capital.

II.6 A Formação de Preços – PLD

II.6.1- Fundamentos

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD - é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação – CMO – limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada sub-mercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

Os modelos utilizados na determinação do CMO são os mesmos adotados pelo ONS, sendo também utilizados os mesmos dados exceto as restrições operativas aos sub-mercados e as unidades geradoras em teste.

No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os sub-mercados (limites de intercâmbios).

As restrições operativas aos sub-mercados são retiradas dos dados para que, na determinação do CMO, a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo.

Essa situação de igual disponibilidade é necessária para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos do sub-mercado. Dessa forma, o modelo fornece para este sistema sem restrições, níveis de produção para todas as usinas e o CMO correspondente. Como na prática a disponibilidade de energia varia nos pontos do sub-mercado, a diferença de custo entre despacho sem restrições e o despacho real é capturada na tarifa, aplicada sobre os agentes, de Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

O preço *spot* varia de acordo com três patamares de cargas distintos: leve (das 00h01 às 07h00), média (das 07h01 às 18h00 e das 21h01 às 24h00) e pesada (das 18h01 às 21h00). Estes patamares valem para dias úteis, não havendo carga pesada em domingos e feriados nacionais.

Os preços a serem praticados no mercado *spot*, para cada sub-mercado, são publicados pela CCEE e discretizados em carga leve, média e pesada, dependendo da hora do dia.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Por exemplo, se a energia hidrelétrica for utilizada hoje, e ocorrer uma seca amanhã, pode ser necessário usar geração térmica mais cara no futuro, ou até mesmo interromper o fornecimento de energia elétrica (custo de oportunidade elevado). Se por outro lado, os níveis dos reservatórios se mantiverem altos pelo uso mais intenso de geração térmica, e a afluência aumentarem no futuro, os reservatórios poderão verter, desperdiçando energia (custo de oportunidade baixo).

Assim é necessário resolver uma “árvore de decisões” e quantificar os efeitos de todas as decisões possíveis, escolhendo a que em média, leva aos melhores resultados.

Na prática, a busca pela melhor decisão operativa é baseada na composição dos custos operacionais, *imediato e futuro*.

Assim, com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada sub-mercado. Como resultado desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada sub-mercado.

O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada sub-mercado, respectivamente em base mensal e semanal.

II.6.2 Os Programas utilizados

A metodologia para determinação do PLD é operacionalizada através dos programas NEWAVE, NEWDESP e DECOMP. A seguir apresenta-se uma breve descrição desses programas:

NEWAVE

Modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos).

NEWDESP

Esse é um programa componente do sistema NEWAVE que serve para consulta às funções de custo futuro geradas pelo módulo de otimização (NEWAVE em si). Para sua execução existem dois modos: consulta e despacho. No modo consulta, com base nas informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas, para cada um dos subsistemas

estudados no NEWAVE, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês. No modo despacho, com base nos valores de energia armazenada no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes, o modelo obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica equivalente e o despacho das usinas térmicas para cada subsistema. Como resultado desse processo são obtidos os custos marginais de operação para o período estudado, em cada patamar de carga considerado para cada subsistema. O modo despacho fornece diretamente os preços da CCEE por patamar de carga para cada sub-mercado.

DECOMP

Modelo de otimização para o horizonte de curto prazo (até 12 meses). Os principais resultados desse modelo são os despachos de geração por usina hidráulica e térmica de cada sub-mercado, e os custos marginais de operação para cada estágio por patamar de carga.

II.6.3 O Cálculo do PLD

O processo completo de cálculo do Custo Marginal de Operação consiste na utilização em cadeia dos modelos NEWAVE e DECOMP que produz como resultado o Custo Marginal de Operação de cada sub-mercado.

O modelo de precificação adotado possui as seguintes premissas:

- 1-Clareza na metodologia;
- 2-Reprodutibilidade dos valores obtidos, de forma que qualquer agente da CCEE, ao utilizar os dados que forem utilizados no processo de precificação, chegue aos mesmos resultados;

II.6.4 Preços de Energia

A tabela abaixo mostra o preço médio mensal do MWh por Sub-mercado de Setembro/2006 a Maio/2007. Pode-se observar uma grande variação nos preços devido à sazonalização.

Tabela 1 - Preço Médio da CCEE (R\$/MWh) ⁽⁵⁾

Mês	SE/CO	S	NE	N
09/2007	149,53	149,80	149,11	149,53
08/2007	39,27	36,13	45,81	44,36
07/2007	122,59	122,19	118,94	122,87
06/2007	97,15	59,42	97,19	97,35
05/2007	59,96	23,48	53,37	53,37
04/2007	49,36	49,05	28,07	24,25
03/2007	17,59	17,59	17,59	17,59
02/2007	17,59	17,59	17,59	17,59
01/2007	22,62	26,28	17,59	17,59
12/2006	58,75	59,18	17,58	45,23
11/2006	80,82	80,82	24,40	80,82
10/2006	92,42	92,42	46,25	92,42
09/2006	123,88	123,88	68,56	123,88

III. A ENERGIA ALTERNATIVA

Seguindo uma tendência mundial de utilização cada vez maior de fontes de energias renováveis somado ao interesse estratégico de diversificar sua matriz energética, o governo brasileiro vem incentivando o desenvolvimento das chamadas fontes de energia alternativa.

III.1 O Potencial das Energias Renováveis no Brasil

O Brasil destaca-se por possuir um grande potencial energético nas seguintes Fontes de energia renovável ⁽⁶⁾:

-Eólica: 30.000 MW

-Solar: 100 MWp(em projetos de pré-eletrificação), sistemas híbridos (substituição diesel) e o mercado de telecomunicações

-PCH's: 9794 MW

-Biomassa: 9300 MW

III.2 O PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), sendo 1.100 MW de cada fonte.

Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que assegurou a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

Os critérios de regionalização, previstos na Lei nº 10.762, estabelecem um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCH's, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, é preliminar, já que, caso não venha a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não-contratado será distribuído entre os Estados que possuírem as licenças ambientais mais antigas. Para participarem do Programa, os empreendimentos terão de ter licença prévia de instalação.

Em relação ao abastecimento de energia elétrica do país, o PROINFA será um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90% da geração do país. Na região Nordeste, a energia eólica servirá como complemento ao abastecimento hidráulico, já que o período de chuvas é inverso ao de ventos. O mesmo ocorrerá com a biomassa nas regiões Sul e Sudeste, onde a colheita de safras

propícias à geração de energia elétrica (cana-de-açúcar e arroz, por exemplo) ocorre em período diferente do chuvoso.

A produção de 3300 MW a partir de fontes alternativas renováveis dobrará a participação na matriz de energia elétrica brasileira das fontes eólica, biomassa e PCH, que atualmente respondem por 3,1% do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9%. No Brasil, 41% da matriz energética é renovável, enquanto a média mundial é de 14% e nos países desenvolvidos, de apenas 6%, segundo dados do Balanço Energético Nacional - edição 2003. A entrada de novas fontes renováveis evitará a emissão de 2,5 milhões de toneladas de gás carbônico/ano, ampliando as possibilidades de negócios de Certificação de Redução de Emissão de Carbono, nos termos do Protocolo de Kyoto. O Programa também permitirá maior inserção do pequeno produtor de energia elétrica, diversificando o número de agentes do setor.

Tabela 2 - Resultados da Contratação ⁽⁴⁾

Fontes	PCH	Biomassa	Eólica	Total
Empreendimentos	63	27	54	144
Potência Contratada (MW)	1191,24	685,24	1422,92	3299,40

Tabela 3 – PROINFA – Situação atual resumida ⁽⁴⁾

	Nº	POTÊNCIA (MW)
Total Obras em Andamento (46 PCH, 5 UTE, 1 EOL)	52	1000,6
Total Empreendimentos Em Operação (10 PCH, 15 UTE, 5 EOL)	30	808,78
Subtotal	82	1.809,38
**Obras Com Início Posterior A 30 De Abril De 2007, De Acordo Com Os Cronogramas Atuais (4 PCH, 3 UTE, 44EOL)	51	1237,49
Obras Atrasadas - Início Até 30 de Abril/2007, de Acordo com os Cronogramas Atuais (3 PCH, 3 UEE)	6	103,13
Subtotal	57	1340,62
Total	139	3150
Solicitação de Rescisão Contratual e Questão Judicial (4 UTE, 1 EOL)	5	149,4
Total Geral	144	3.299,40

III.3 A Resolução Normativa 247/2006

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, pela resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006 estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Observação:

Os atuais critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos em 1998, pela Lei no 9.648/1998, que criou dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica.

O primeiro grupo é composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV – em geral as unidades consumidoras do subgrupo A3, A2 e A1. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 27.05.1998 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia.

O segundo grupo, composto pelas unidades consumidoras com demanda maior que 500 kW atendidos em qualquer tensão, também podem escolher seu fornecedor, mas seu leque de escolha está restrito à energia oriunda das chamadas fontes incentivadas, a saber: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, Usinas de Biomassa, Usinas Eólicas e Sistemas de Cogeração Qualificada.

III. 3.1 Dispositivos da Resolução 247/06

Seguem abaixo, comentários referentes aos artigos da resolução:

Definições (art. 1º)

As fontes incentivadas:

1. PCH (> 1MW e ≤30 MW), a produção independente ou autoprodução;
2. Empreendimentos hidroelétricos com potência ≤ 1MW; e
3. Empreendimentos a partir de fontes eólica, biomassa ou solar (≤ 30 MW).

O Consumidor especial:

Responsável por unidade consumidora – UC ou conjunto de UC's do grupo "A", integrantes do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

O Agente gerador incentivado:

Titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar ou comercializar energia elétrica de que trata esta resolução.

Conjunto de UC's localizadas no SIN:

1. Conexão no mesmo sub-mercado;
2. Implementação em todas as UC's, o Sistema de Medição para Faturamento – SMF;
3. Comunhão de interesses de fato (áreas contíguas) ou de direito (mesmo CNPJ, se localizadas em áreas não contíguas).

Comprovação da Carga

1. Para unidade consumidora: pela demanda contratada com no mínimo 12 meses;
2. Para conjunto de unidades consumidoras: pela soma das demandas contratadas com no mínimo 12 meses para cada contrato.

Lastro e Complementação (Art. 2º)

A garantia física deverá ser:

1. Para PCH participante do MRE – Mec. Realoc. Energia, a Energia Assegurada sazonalizada;
2. Para fonte despachada centralizadamente, a garantia física estabelecida pelo MME;
3. Para outras fontes, a energia efetiva gerada.

Para fins de comprovação de lastro:

- Deverá ser 100% de fontes incentivadas (para fazer o contrato).

Para fins de complementação de geração:

- Poderá ser até 49% da sua garantia física por outras fontes. (para cumprir o contrato)

Risco de no ano seguinte a garantia física ser menor.

Relações Contratuais (Art. 3º)

A concessionária deverá celebrar:

1. Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT; e
2. Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST. (Art. 3º, Lei 10.604/2002)

Relações Contratuais (Art. 4º)

O consumidor e gerador deverão celebrar o CCEI - Contrato de Compra de Energia Incentivada:

- I – energia elétrica contratada, discriminada por segmentos mensais e/ou anuais;
- II – período de suprimento;
- III – critérios de rescisão; e
- IV – sub-mercados de entrega e de consumo.

Procedimentos (Art. 13)

A comercialização da energia proveniente de geradores incentivados com consumidores especiais poderá ser realizada por meio de comercializador autorizado pela ANEEL, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º do art. 26 da Lei nº 9.427/1996.

Condições de Saída (Art. 5º e 6º)

Respeitados os contratos em vigor, e demais cláusulas contratuais, com prazo de denúncia de 180 dias (§ 10, art. 15, Lei nº 9074/1995). O consumidor deverá garantir o atendimento a 100% da sua respectiva carga, comprovada por:

1. Geração própria;
2. Contrato com a concessionária de distribuição;
3. Outros CCEI. (§ 7º, art. 15, Lei nº 9074/1995)

Condições de Saída (Art. 7º)

O agente gerador e o consumidor deverão participar da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros integrantes dessa Câmara. (Art. 50, Decreto nº 5.163/2004)

Condição de Retorno (Art. 8º)

O consumidor poderá voltar a ser atendido plenamente pelo respectivo agente de distribuição local com tarifas e

condições reguladas. A opção deverá ser formalizada à concessionária de distribuição até 180 dias de antecedência. Eventuais repercussões financeiras para o distribuidor, em virtude da desistência, serão de total responsabilidade do consumidor.

Acesso (Art. 9º)

O acesso da unidade consumidora, ou conjunto, aos sistemas de transmissão e distribuição é assegurado mediante o pagamento dos encargos de uso e conexão. Quando necessários investimentos no sistema elétrico, participação financeira do consumidor poderá ser requerida.

Medição (Art. 10)

O consumidor deverá implementar o sistema de medição de faturamento de acordo com as regras e procedimentos específicos. Até a implantação do sistema de medição, a concessionária de distribuição deverá realizar a medição e informar a CCEE. Caso o consumidor permaneça sem o SMF, a CCEE deverá aplicar penalidades.

Inadimplimento do consumidor (Art. 11)

- Consumidor permanece inadimplente de mais de uma fatura mensal em doze meses consecutivos com Energia ou Fio : (Multa de até 2%. Juros de até 1% ao mês Atualização Monetária)
- Concessionária envia “Aviso de Condicionamento da Continuidade dos Serviços” para Consumidor
- Concessionária ou permissionária de distribuição ou de transmissão poderá exigir que o mesmo quite os referidos débitos para a continuidade do serviço.

Procedimentos (Art. 12 e 14)

Deverão ser observados:

- os Procedimentos de Rede e
- os Procedimentos de Distribuição.
- os Procedimentos de Comercialização da CCEE aprovados pela ANEEL.

Panorama do Segmento:

(Referência ⁽¹⁾: janeiro a junho de 2007)

A) CCEI registrados na ANEEL: 125

Curto Prazo: 37 (30%) < 6 meses

Longo Prazo: 88 (70%) > 6 meses

B) Número de Consumidores Especiais: 80

Compram de CGH: 03 (4%)

Compram de PCH: 51 (62%)

Compram de Biomassa: 28 (34%)

Obs.: 2 consumidores especiais compram de PCH e biomassa

C) Número de Agentes Geradores Incentivados:

35

CGH: 03 (9%)

PCH: 19 (54%)

Biomassa: 13 (37%)

D) Montante total contratado: 158,71 MWmed

IV. ASPECTOS RELATIVOS À AQUISIÇÃO DA ENERGIA INCENTIVADA PELO CONSUMIDOR DE 500 kW A 3 MW.

IV.1 Fatores a serem considerados na aquisição de Energia

O consumidor cativo absorve incertezas, erros e acertos do planejamento centralizado de governo e da distribuidora. Participa do rateio dos custos da diferença entre geração programada e realizada (ESS) – ou seja, está exposto a riscos e não tem como gerenciá-los.

Já para o consumidor livre a energia é livremente negociada. O consumidor tem obrigação de comprovar 100% de contratação, após a medição do montante consumido. O valor de sua energia é resultante de sua opção individual de compra, que poderá incluir contratos de diferentes prazos e maior ou menor exposição ao preço de curto prazo. No mercado livre o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação. Assim, o consumidor livre toma para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados.

A decisão de migrar para o mercado livre é individual de cada consumidor. Alguns fatores devem ser levados em conta na tomada de decisões: a importância de energia para seu processo produtivo, o valor da energia quando comparado com os custos de seus insumos e com rentabilidade de seu negócio, além de fatores específicos como a compatibilidade do perfil de consumo com tarifas do cativo, elasticidade do consumo, capacidade de reduzir ou ampliar consumo, de implementar projetos de eficiência, de consumir energia proveniente de outras fontes, de deslocar produção no tempo ou espaço entre outros. Além disso, deve atender a critérios estabelecidos em lei para ter o direito de escolher.

IV.2 O Mercado de Energia Incentivada

IV.2.1 Aspectos Favoráveis

O Consumidor de energia incentivada (500 kW até 3 MW) possui como principal vantagem frente a um consumidor livre “comum” e mesmo ao consumidor cativo, o desconto de 50% na tarifa de uso da rede, como mostra a figura abaixo.

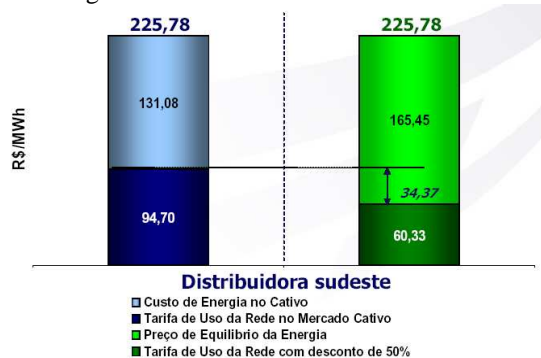


Figura 4 - Comparativo entre tarifas do mercado cativo e livre ⁽²⁾

Observando a figura 6, o desconto obtido por MWh consumido possui um valor considerável, oferecendo uma economia significativa no preço final da energia (considerando que a energia adquirida no mercado livre possui um valor que “em princípio”, mas não como regra, seria inferior à energia obtida no mercado cativo, pois o consumidor livre assume o risco de aquisição da energia e teria como vantagem a opção de efetuar negócios a custos mais reduzidos).

Observando agora, a figura seguinte:

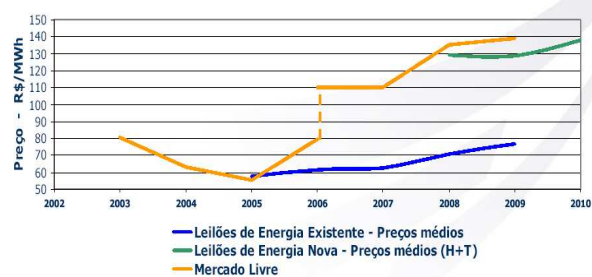


Figura 5 - Evolução dos preços regulados ⁽²⁾

Pode-se verificar que as projeções apontam para uma elevação considerável nos preços da energia (tanto no mercado regulado como no Livre) num horizonte de aproximadamente cinco anos, o que acarretaria uma elevação nos custos de produção devidos ao insumo elétrica.

Deste modo, o desconto obtido na tarifa de uso da rede pelo consumidor de energia incentivada, se constitui em uma vantagem competitiva, que tende a ganhar cada vez mais importância à medida que as projeções de aumento de preços da energia se confirmem.

Um outro aspecto levantado durante a elaboração deste trabalho, seria um diferencial competitivo obtido em alguns nichos de mercado por empresas com nítida preocupação ambiental devido ao fato de optarem pelo consumo de energias alternativas provenientes de fontes renováveis, o que inicialmente parece um pouco intangível, poderia ser revertido em benefícios através da adoção de uma estratégia de marketing ambiental. E a divulgação de tais “práticas ambientais” por uma empresa entre 500kW e 3MW de potência instalada só seria possível através dessa migração para o mercado de energia livre, alternativo e incentivado.

IV.2.1 Aspectos Desfavoráveis

Analisando por um outro lado, há de se considerar que uma vez feita a migração do ambiente regulado para o ambiente livre incentivado (para as empresas entre 500 kW e 3MW), a energia disponível agora para aquisição e consumo por tais empresas, deve prover de fontes de energia alternativa, conforme **Lei no 9.648/1998** e regulamentados pela ANEEL através **resolução normativa n.º 247, de 21 de dezembro de 2006**.

Conforme dados obtidos ⁽²⁾, verifica-se, com relação às fontes incentivadas:

- O Mercado de consumo é estimado em **6.000 MW** (sem considerar comunalidade de fato ou direito, o que representa 31% do consumo industrial no Brasil, e inclui indústria

dos mais variados setores (alimentos, química, metalurgia) e parte do consumo comercial).

- A Oferta de energia, estaria hoje em **4630 MW** (estando em operação 4.073 MW, em construção 557 MW).

Pode-se observar através destes dados recentes, que a oferta de energia pode se tornar fator limitante nos próximos anos, já que sua oferta poderia não suprir o mercado consumidor estimado, pois dos 4630 MW disponíveis, boa parte já está comprometida com o PROINFA, e em concorrência direta com Leilões onde são realizados contratos de longo prazo.

Desta forma, para os próximos 5 anos, percebe-se um consumo estimado superior aos 6000 MW (incluindo o PROINFA) e uma oferta aproximada de 4600 MW de energia incentivada.

Surge então uma questão: Se atualmente as projeções indicam um déficit de energia incentivada no futuro próximo, não seria possível aumentar o fornecimento de energia através da construção de novas fontes incentivadas?

Consideramos que o primeiro passo seria num curto espaço de tempo despertar mais interesse por parte do investidor para a construção de novas usinas, mas isso não seria uma tarefa fácil, conforme podemos observar pelos dados seguintes ⁽²⁾, referentes ao último leilão de energia de fontes incentivadas:

Demanda do Leilão: 800 MW

Demanda Contratada: 190 MW

Frustração: 610 MW (77%)

Preços do MWh PCH's : 134,99 R\$

Preços do MWh Biomassa : 138,85 R\$

Ou seja, por algum motivo cujo estudo aprofundado não foi objetivo deste trabalho, referente à regulamentação, preços obtidos e aos demais aspectos econômicos do mercado de energia incentivada, o investidor de geração, não está plenamente convicto da obtenção de rentabilidade satisfatória no negócio da geração, já que num leilão onde estaria assegurada a compra da energia produzida, cerca de 77% da energia acabou não sendo contratada.

Outro aspecto a ressaltar seria o fato de que o mercado livre de energia tem sofrido os impactos da redução das sobras de energia (ou aumento do déficit) resultando em volatilidade de preços e quantidades o que também acaba por trazer mais insegurança a esses investidores.

Restrições são encontradas também na atual capacidade de fornecimento por parte da indústria nacional de equipamentos para a construção e operação de novas usinas de Biomassa, PCH's e Parques Eólicos nos próximos 5 anos, indo de encontro com a exigência de 60% de nacionalização dos equipamentos e serviços ⁽⁴⁾.

Com relação ainda à possibilidade de se aumentar a oferta de energia, na construção de PCH's, encontram-se grandes dificuldades devido aos aspectos ambientais e a velocidade de deliberação destes assuntos, necessidade de Estudo Integrado de Bacia, e autorização para supressão de vegetação em área de preservação permanente.

Cabe ainda mencionar a baixa qualidade técnica dos projetos de engenharia, e com relação às opções de financiamento do investimento, também são verificadas dificuldades na obtenção de financiamento, devido às garantias exigidas, e a alteração de Sociedade de Propósito Específica (SPE), para viabilização econômico-financeira do empreendimento.

Do lado do Consumidor constitui-se um quesito restritivo em muitos casos, o aspecto da medição da energia livre (descrito no site da ANEEL em Informações Técnicas, Módulo de Medição 12), pois:

Deve-se ajustar equipamentos de medição (dotados de alta classe de exatidão), com mudanças nos transformadores de potência e corrente, medidor, medidor de *backup*, transmissão de dados e cubículos, seguindo exigências conforme ONS e CCEE.

É necessário ainda implementar comunicação remota para envio de informações. (observando-se que até 30 de outubro de 2007 todos deverão estar adequados ao Módulo 12 dos procedimentos de rede do ONS).

Tais custos variam de R\$ 30.000,00 a R\$ 300.000,00, dependendo do consumidor e da concessionária, o que muitas vezes limita a opção pela migração de ambiente de consumo ⁽³⁾.

V. CONCLUSÃO

Podemos verificar após a contextualização do Mercado de Energia Elétrica e o levantamento de diversas informações a respeito deste mercado, seus mecanismos e legislação vigente, com especial atenção ao mercado de energia alternativa e a situação existente hoje para as empresas consumidoras (entre 500 kW e 3 MW de potência instalada) da chamada energia incentivada algumas características relevantes.

Em teoria a situação de incentivo criada para que essas empresas possam de fato migrar do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre ainda precisa solucionar alguns aspectos práticos desfavoráveis (abordados no item IV.2.1 deste trabalho) ao longo dos próximos anos para que a idéia do incentivo à energia alternativa da maneira como foi esboçada inicialmente possa se concretizar de maneira plena.

Hoje torna-se claro que a incorporação de novos consumidores no mercado de energia incentivada (embora novos consumidores livres tenham um consumo menor), acompanhado do crescimento do consumo dos consumidores já livres (crescimento vegetativo do mercado livre é inclusive superior ao cativo), fará com que nos critérios atuais a disponibilidade de energia alternativa incentivada esteja se aproximando do esgotamento para os próximos cinco anos.

Para que tais conseqüências sejam minimizadas, e para que a aquisição da energia incentivada seja mais viável às empresas aptas a usufruir deste incentivo, algumas medidas práticas identificadas durante a execução deste trabalho poderiam aqui ser sugeridas, a saber:

-Liberação temporária da taxa de importação para componentes de usinas eólicas, exceto torres;

-Prorrogação do prazo para entrada em operação dos empreendimentos do PROINFA, o que traria mais oferta de energia ao mercado, e se refletiria também no mercado energia livre alternativa e incentivada;
 -Autorizar leilões de energia de múltiplas fontes complementares em ambiente regulado;
 -Avaliação de MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) para as usinas eólicas;
 - A Regulamentação do medidor bidirecional de energia para a geração muito distribuída;
 -Alterações no modelo de precificação da energia;
 -Maior agilidade na deliberação dos aspectos ambientais nos projetos de geração por parte dos órgãos governamentais.

Finalmente, e após todas essas considerações, nosso trabalho resulta em uma sugestão de muita cautela, estudo e planejamento detalhados e bastante cuidadosos das estratégias e necessidades particulares de aquisição de energia por parte das empresas potencialmente consumidoras de energia incentivada que desejam migrar do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre nestes próximos anos, pois, mesmo que várias medidas visando amenizar as distorções de mercado apresentadas sejam adotadas, a relação oferta/demanda de energia e demais gargalos para que seja efetivada a aquisição, dificilmente serão satisfatoriamente sanados num horizonte de curto prazo, entendendo-se por isto o tempo de cinco anos.

VI. AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de agradecer ao Prof. Jamil Haddad, nosso orientador durante a realização deste trabalho, pois suas orientações e esclarecimentos nos auxiliaram sobremaneira no desenvolvimento do trabalho, mencionando ainda sua inteira disposição em nos atender a qualquer momento durante os meses de elaboração do mesmo.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] 8º Encontro de Negócios de Energia/Jun-2007
http://www.encontrodeenergia.com.br/downloads/Palestras/20Junho/Tarde/Sala1/ricardo_vid.pdf -“ANEEL”
- [2] 8º Encontro de Negócios de Energia/Junho-2007
http://www.encontrodeenergia.com.br/downloads/Palestras/20Junho/Tarde/Sala1/roberto_castro.pdf – “Gestão de Energia - CPFL”
- [3] 8º Encontro de Negócios de Energia/Junho-2007
http://www.encontrodeenergia.com.br/downloads/Palestras/20Junho/Tarde/Sala1/paulo_pedrosa.pdf – “ABRACEEL”
- [4] Ministério de Minas e Energia
http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=767 – “VI FPER –Eletrobrás”
- [5] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
<http://www.ccee.org.br/ceeinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=2e09a5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD> – “CCEE”
- [6] Ministério de Minas e Energia
http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=767 – “Petrobrás final”

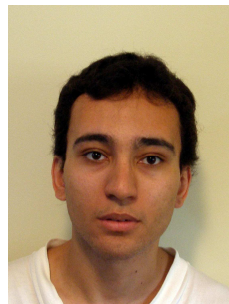
- [7] Bolsa de Mercadorias e Futuros
<http://www2.bmf.com.br/pages/portal/portal/energia1/resumo.asp>
- [8]http://www.ambientale.com.br/marketing_ambiental_definicao.php
- [9] Canal Energia
<http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/secoes/home.asp>
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica
<http://www.aneel.gov.br/>
- [11] Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica
<http://www.abraceel.com.br/>
- [12] Eletrobrás
<http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/main.asp>
- [13] Ministério de Minas e energia
http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=5 – “PROINFA”
- [14] Ministério de Minas e energia
<http://www.mme.gov.br/>
- [15] Apresentação CE_SEE Parte1 e 2. Prof. *José Wanderley Marangon Lima*

BIOGRAFIA:



Diego Correia do Prado Silva

Nasceu em Guaratinguetá (SP), em 1982. Estudou em Guaratinguetá, formou-se em Técnico em Eletrônica pelo Colégio Técnico e Industrial de Guaratinguetá. Ingressou na UNIFEI em 2002, tendo estagiado na AGI - Sistemas de Automação e Gerenciamento Industrial no ano de 2007. Foi monitor de Eletrônica Digital.



Leister Carneiro Theodoro

Nasceu em São Paulo (SP), em 1981. Estudou em São Paulo, tendo recebido o título de Técnico em Mecânica Industrial na Escola Técnica Albert Einstein. Ingressou na UNIFEI em 2001. Realizou estágio na Metagal Indústria e Comércio Ltda.



Renato Gonçalves Ferreira

Nasceu em Pouso Alegre (MG), em 1975. Estudou em Itajubá, onde concluiu o segundo grau. Ingressou na UNIFEI em 2001 onde iniciou o curso de Engenharia Elétrica e paralelamente na FACESM, onde cursou Administração de Empresas e se graduou no final de 2005. Realizou estágio na Empresa Datapool Eletrônica Ltda. no ano de 2007.