

A COGERAÇÃO, SEUS ASPECTOS REGULATÓRIOS E SUA INFLUÊNCIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Maria Cristina Pellegrini

Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia, e
CESP – Cia. Energética de São Paulo
Al. Min. Rocha Azevedo, 25 – 11º andar – SP – 01410-900
maria.pellegrini@cec.cesp.com.br

Dorel Soares Ramos

Universidade de São Paulo - Grupo de Energia do Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétrica - GEPEA, e
Bandeirante Energia S/A
Rua Bandeira Paulista, 530 - 12º andar – SP - 04532-001
dorelram@bandeirante.com.br

Miguel Edgar Morales Udaeta

Universidade de São Paulo - Grupo de Energia do Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétrica - GEPEA
Av. Prof. Luciano Gualberto, Trav. 3, n. 158 – Butantã – SP – 05508-900
udaeta@pilar.pea.usp.br

Silas Vieira

Universidade de São Paulo - Depto. de Engenharia Mecânica, e
Duke Energy, Geração Paranapanema S/A
Av. Nações Unidas, 12901 – Torre Norte, 30º andar - SP - 04578-000
svieira@duke-energy.com

Resumo. *O presente trabalho tem como objetivo analisar e propor aspectos regulatórios que possam favorecer a introdução plena do cogedor, no contexto da mudança estrutural pela qual o Setor Elétrico Brasileiro vem passando. Para isso, tem-se como base questões genéricas como a adaptação das novas diretrizes legais para garantir o bom atendimento e fornecimento de energia elétrica gerada, além dos mecanismos propostos para facilitar ao consumidor a escolha do agente que o atenda em melhores condições de qualidade e preço. Como resultado disso, a necessidade de ressaltar que esse novo Modelo do Setor Elétrico deve contemplar todas as formas de geração de energia elétrica, inclusive aquela proveniente da cogeração da biomassa, como é o caso da utilizada pelo setor sucroalcooleiro. A regulamentação específica para apoiar a cogeração deve assegurar ao cogedor garantias tanto para a implantação de sua unidade, quanto para a venda de excedente de energia elétrica no mercado competitivo.*

Palavras-chave: Regulamentação, Cogeração, Setor sucroalcooleiro.

1. Introdução

O Setor Elétrico Brasileiro vem passando por constantes mudanças estruturais desde 1996 quando foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que substituiu o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Até então, não havia um ambiente competitivo, nem agentes comercializadores de energia, pois a relação Geração-Transmissão-Distribuição entre as empresas era feita em um ambiente controlado pelo governo.

A dinâmica com que essas mudanças estão ocorrendo, motivou uma análise mais apurada dos aspectos regulatórios e daqueles que regem um dos processos industriais que a cada dia vem sendo mais solicitado e discutido, em virtude de sua auto-suficiência e da significativa contribuição energética: a cogeração. A nova estrutura industrial, portanto, criou instituições de regulação para atender a esse ambiente institucional, de modo a dar subsídios confiáveis à todos os agentes do setor, quer os já estabelecidos, quer aqueles que passaram a atuar sob a égide do novo contexto, como: a Comissão de Serviços Públicos de Energia do estado de São Paulo – CSPE, criada pela Lei Complementar Estadual nº 833 de 17/10/1997; o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, regulamentado pelo Decreto nº 2.655 de 02/07/1998 e, o Mercado Atacadista de Energia – MAE, criado pelo mesmo Decreto nº 2.655/1998 e que, a partir de 10/01/2002, vem sendo reestruturado através do Plano de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico instituído pelo governo federal.

Tendo em vista o ambiente competitivo, novos atores passaram a se destacar neste contexto como o Produtor Independente de Energia - PIE e o Autoprodutor - AP, criados e regulamentados pelo Decreto nº 2.003 de 10/01/1996, que têm como objetivo alavancar novos investimentos na expansão da oferta de energia elétrica.

É importante notar que a criação destas figuras advêm do fato de que, no Brasil, a prática da cogeração, enfoque desta análise, encontra-se bastante difundida em função da significativa quantidade de energia elétrica que pode ser injetada no sistema, principalmente aquela originada do setor sucroalcooleiro, segundo Galvão *et alii* (2000).

No estado de São Paulo mais especificamente, a viabilidade da introdução da cogeração no sistema elétrico ocorreu após a publicação das Portarias do DNAEE nº 246 de 26/12/1988 e nºs 94 e 95 de 13/06/1989, que implementaram as condições gerais de suprimento do AP, regulamentando a aquisição do seu excedente de energia elétrica pela concessionária, conforme demonstrado em Pellegrini *et alii* (2001).

Por outro lado, para se ter uma compreensão mais abrangente de como é inserida a cogeração dentro do sistema energético, ela se incorpora como Geração Distribuída - GD. A Geração Distribuída tende a ganhar cada vez mais importância, especialmente neste momento para o Brasil que atravessa uma crise de energia elétrica, ou seja, a GD passará a ter um substancial impacto econômico nos grandes agentes do setor elétrico. Nesse sentido, as concessionárias de energia elétrica, produtores independentes de energia, comercializadores de energia e fabricantes de equipamentos devem estar atentos aos efeitos que a GD pode trazer para os seus negócios. Para participar do mercado de GD há que se considerar os seguintes quesitos: o tamanho do mercado; o porte das unidades a serem construídas para cada tecnologia; o custo de cada tecnologia; onde estão os potenciais mercados; a elasticidade de preços para a GD; os tipos de equipamentos disponíveis; o preço da eletricidade da GD; a desregulamentação; a tecnologia, o meio-ambiente, a confiabilidade e seus custos envolvidos.

2. A Cogeração e a Regulamentação

Quando se faz uma análise do ponto de vista da cogeração, pressupõem-se que o tipo de combustível utilizado, o bagaço de cana, não apresente tendências para um aumento de preço. Contudo, o mesmo raciocínio não se aplica para a tarifa de energia elétrica, cujos custos marginais de expansão projetam valores crescentes a curto e médio prazos.

Um substancial aumento de energia elétrica cograda pelas usinas sucroalcooleiras, pode ocorrer em curto espaço de tempo e com investimentos específicos relativamente baixos, conforme informação em FIESP/CIESP (2001). A renovação tecnológica das unidades, dada ao final da vida útil, a proximidade dos centros de carga e o prazo de implementação do processo de cogeração, substancialmente menor que os projetos hidroelétricos, entre outros, respaldam a afirmativa anterior.

De acordo com a quantidade atual de bagaço gerado, o sistema pode ser otimizado para gerar cerca de 4.000MW, sendo 1.000MW para autoprodução, e um excedente que pode ser comercializado da ordem de 3.000MW, segundo informações da Eletrobrás (1999).

Este fato motivou o Ministério das Minas e Energia – MME, dentro do novo contexto de Mercado do Setor Elétrico, a instituir o “Programa de Cogeração” para viabilizar o maior aproveitamento do bagaço de cana, de forma a aumentar a eficiência na geração de energia elétrica a ser comercializada no entorno das usinas.

Esse Programa previa uma modelagem para cada projeto, atrelada à disposição do usineiro em investir; na associação com outros investidores ou, na participação de uma empresa especialmente estabelecida para implantar este tipo de unidade. As facilidades de financiamento específico para este caso, também influiriam na opção da modelagem.

Até meados de 1999, o preço pago pelas concessionárias à energia cograda foi um entrave ao desenvolvimento do setor. Contudo, em Julho daquele ano, a Aneel definiu mecanismos de proteção ao consumidor de forma a garantir a modicidade tarifária, estimulando a expansão da oferta e a compra de energia. Ainda em 1999, o MME emitiu o documento “Diretrizes de Política Energética para Estímulo à Cogeração”.

No citado documento, a Diretriz de nº 1 versa sobre a Regulamentação da Atividade de Cogeração, sublinhando os seguintes aspectos:

- a) Reavaliação dos mecanismos de definição do valor da Demanda Suplementar de Reserva (este termo foi substituído por "Reserva de Capacidade" na Resolução Aneel nº 371 de 29/12/99) de forma a adequá-la ao novo contexto do mercado competitivo de energia. Os valores para a reserva de capacidade deverão ser definidos considerando a confiabilidade da central de geração e deverão limitar-se a menores potências, estimulando a geração distribuída; os valores para a energia consumida durante as interrupções deverão ser baseados no preço mensal de curto prazo.

Vale ressaltar, contudo, que a Diretriz nº 1 está contemplada na Resolução ANEEL nº 371 de 29/12/1999, elaborada após processo de Audiência Pública – AP 006/99, que regulamenta a contratação e a comercialização de Reserva de Capacidade por AP ou PIE, para atender total ou parcialmente a sua unidade cogradora. Por Reserva de Capacidade, entende-se o montante de potência em MW requerido dos sistemas de distribuição e transmissão quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas dos AP e PIE. Além disso:

- > Promove a racionalidade energética, elevando a confiabilidade dos sistemas de distribuição, reduzindo os investimentos e o custo destes sistemas;
- > Estabelece que as transações de compra e venda de energia do sistema interligado sejam realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia - MAE, podendo também ser realizados contratos bilaterais de compra de energia livremente negociados.

- b) Estabelecimento de condições de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, incluindo suas relações contratuais. A contratação deverá levar em conta, também, as vantagens da geração distribuída, proporcionada pelas unidades de menor porte, instaladas junto às indústrias, centros comerciais, hotéis, aeroportos, hospitais e outras concentrações de consumo de eletricidade e energia térmica, que permitem o atendimento dessas importantes parcelas do mercado sem a necessidade de elevados investimentos adicionais em transmissão e distribuição, liberando a energia já disponível para os outros usuários no âmbito da fixação de uma nova sistemática tarifária, conforme disposto na Resolução 286/99, e;
- c) Definição de valores normativos que limitam o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias, para as tarifas de fornecimento. A estes valores normativos seriam acrescidos percentuais, não cumulativos, como forma de incentivar o uso de sistemas de geração que utilizassem resíduos ou em sistemas de cogeração implantados no setor de serviços.

Os valores referentes às tarifas de uso dos sistemas de distribuição preconizados na Resolução 286/99, foram revistos através de Resoluções específicas emitidas a partir de Dezembro de 2001 e direcionadas individualmente para cada empresa de distribuição. Assim por exemplo, as Resoluções ANEEL nºs 678 e 679 de 27/12/2001, revogam as tarifas estabelecidas para a ELEKTRO e para a ELETROPAULO respectivamente.

É interessante lembrar que a Resolução ANEEL nº 208 de 07/06/2001, alterou alguns dos Artigos da Resolução nº 281 de 01/10/1999, no que se refere às regras de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, de modo a tornar sua redação mais clara e, dessa forma, permitir uma maior eficiência na aplicação das mesmas. De um modo geral, essas Resoluções procuram orientar o agente cogrador no acesso à rede de transmissão e de distribuição.

Nessa mesma linha, e tomando-se como base a determinação da Resolução 281/99, o disposto no Artigo 4º da Resolução ANEEL nº 170 de 04/05/2001, estabelece que os interessados em comercializar temporariamente a energia elétrica excedente de centrais cogradoras, autoprodutores e centrais geradoras de emergência, deverão firmar o Contrato de Uso e o Contrato de Conexão, referente aos sistemas de distribuição e transmissão. Esta Resolução trata, portanto, das condições especiais para esse tipo de contratação.

3. Análise dos Principais Diplomas Legais

A análise à seguir, refere-se aos principais diplomas legais voltados à cogeração.

A Portaria DNAEE nº 246 de 22/12/1988, regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de AP pelas concessionárias em contratos de longo prazo. O Artigo 1º dessa Portaria foi alterado através das Portarias DNAEE nº 94 de 13/06/1989 e nº 220 de 24/01/1991. Dessa forma, no texto atual desse Artigo, a aquisição de energia elétrica excedente de AP é autorizada nos sistemas de geração que não utilizem derivados de petróleo como combustível, com exceção dos cogradores. Quanto aos contratos de suprimento, estes são assegurados pelo prazo mínimo de 10 (dez) anos. As alterações nessa Portaria não foram de ordem legal, mas de modo a simplificar a redação anterior, quando a redundância no texto dificultava seu pronto entendimento. Em outras palavras, basta o empreendimento ser competitivo e ambientalmente viável, que o AP passa a ser contemplado pela legislação no que se refere à comercialização da energia excedente.

A Lei nº 9.648 de 27/05/1998, que altera os dispositivos das Leis nº 9.074 de 07/07/1995 e nº 9.427 de 26/12/1996, no que se refere aos aspectos da comercialização de energia por PIE e AP, foi revisada pelo Projeto de Lei nº 2.905/2000 do MME. Esforços têm sido feitos no sentido de se incluir no texto da Lei os mesmos benefícios das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, no que diz respeito à isenção dos encargos de transporte de energia e redução de limites dos consumidores livres, assim como os benefícios auferidos às Centrais Termoeletricas a gás do Programa Prioritários de Termoeletricidade, instituído através do Decreto do Poder Executivo nº 3.371 de 24/02/2000 e, da Portaria do MME nº 43 de 25/02/2000, no que se refere à garantia de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

A Portaria nº 227 de 02/07/1999 do MME, formula as políticas e diretrizes destinadas à promoção do melhor aproveitamento dos recursos energéticos do País, enfocando a utilização dos processos de cogeração em vários setores industriais, principalmente o sucroalcooleiro, que como os demais, permite uma elevação dos níveis de eficiência energética, do nível de competitividade, além de contribuir para a auto-sustentação das atividades desse setor.

Após 10 dias da publicação desta Portaria, foi realizada pela Eletrobrás uma chamada pública para identificar o montante de excedentes de energia elétrica provenientes de unidades cogradoras, tendo sido identificadas cerca de 45 usinas com capacidade para o fornecimento imediato total de excedentes de cerca de 80MW.

A Resolução nº 21 de 20/01/2000, estabelece os requisitos necessários à obtenção de qualificação junto à Aneel, de centrais cogradoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivos à cogeração, considerando a importância para os agentes diretamente envolvidos: PIE e AP. Para tanto, as centrais cogradoras, para fins de enquadramento neste Instrumento, deverão satisfazer aos seguintes requisitos:

- a) Estarem regularizadas perante a Aneel;
- b) Atenderem aos requisitos mínimos de racionalidade energética.

Através da Portaria nº 212 de 25/07/2000 do MME, as termoeletricas de cogeração a gás natural foram incluídas no Programa Prioritário de Termoeletricas, garantindo tratamento semelhante ao das termoeletricas com mesmo tipo de combustível. Para tanto, uma das limitações para o ingresso do cogrador era a cota de gás, ou seja, 3 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), sendo 2 milhões de m³/d para as Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e 1 milhão de m³/d para a Região Nordeste. Em 15/10/2001 a Resolução nº 56 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE (atual

Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE), atendendo às ingerências feitas pelos cogeneradores, alterou essa cota para 4,4 milhões de m³/d, para os todos os sistemas de cogeração, independente de sua localidade.

A Portaria nº 314 de 24/08/2000 do MME, revogou a Portaria MME nº 212 de 25/07/2000 por considerar importante a participação da cogeração no setor produtivo nacional. Desta forma, alterou, em seu Art. 2º, de 30 para 60 dias o prazo para a apresentação do programa de implantação do empreendimento à Secretaria de Energia – SEN.

4. A Cogeração e o Ambiente da Comercialização

O processo de reestruturação do setor elétrico introduziu diferentes formas de comercialização da energia de cogeração, permitindo ao cogenerador ampliar o espectro de possíveis compradores de energia. Considerando sua atual representatividade para o setor sucroalcooleiro, os potenciais compradores da energia de cogeração podem ser elencados da seguinte forma:

- Concessionário de serviço público de eletricidade;
- Consumidores livres de energia elétrica;
- Comercializadores de energia elétrica.

A possibilidade de aumento nos lucros, de diversificação dos produtos comercializados, de incentivos do governo, estão fazendo com que os projetos de cogeração usando o bagaço de cana estejam cada vez mais na pauta dos usineiros e dos agentes comercializadores (“brokers” ou “retailers”).

5. A Comercialização da Energia Excedente

A geração e venda de excedentes de eletricidade pelas usinas/destilarias deverá, não com a mesma intensidade com que ocorreu durante o Programa Proálcool, se refletir de maneira positiva em toda a cadeia produtiva do setor sucroalcooleiro, seja pela redução nos custos de produção do açúcar e do álcool, seja pela diversificação do setor, oferecendo-lhe maiores condições de estabilidade econômica conforme FIESP/CIESP (2001).

A quantidade de bagaço de cana disponível para a cogeração tem relação direta com a definição do tamanho dos mercados de açúcar e álcool que, por sua vez, dependem da definição da matriz energética do país. Um plano de cogeração precisa estar associado a um plano estratégico para o setor que defina o tamanho do canal e dos mercados para seus produtos.

Aumentar a área cultivada com cana-de-açúcar implica em aumento do consumo de corretivos e fertilizantes, defensivos agrícolas, tratores, colheitadeiras, implementos agrícolas, caminhões. Em contrapartida, as indústrias fabricantes destes produtos seriam beneficiadas, gerariam empregos de melhor qualificação e consequentemente maior remuneração. A arrecadação de impostos também seria aumentada. Pólos industriais como os de Piracicaba, Sertãozinho e Araçatuba, já sentem os reflexos da procura de equipamentos destinados ao processamento da cana, assim como de sistemas voltados à cogeração de energia a partir do bagaço de cana. Há fabricantes de caldeiras, turbinas, geradores, entre outros equipamentos, com produtos em carteira para entrega em 2003.

O custo da energia elétrica gerada nas usinas e destilarias, compreende a amortização dos investimentos, a remuneração do capital e a cobertura dos custos operacionais propiciando valores muito competitivos para a auto-suficiência e para a entrada da unidade em um novo negócio que é a comercialização da energia elétrica excedente.

Para se ter uma visão da capacidade geradora do setor sucroalcooleiro paulista e sua contribuição para o Parque Gerador Elétrico Nacional, em levantamento realizado em 2001 em 140 usinas cogeneradoras, foi registrada uma geração de cerca de 850MW, dos quais apenas 110MW foram comercializados, segundo informado em Projeto Bio.Com (2001), o que mostra claramente a importância dos incentivos regulatórios na comercialização desse produto.

5.1 Opções de Venda de Energia Elétrica

Fisicamente, a interligação da usina geradora se faz com a concessionária de distribuição mais próxima. Quanto a venda de energia, esta pode ser feita com a concessionária ou com terceiros (existe a possibilidade de venda diretamente através da Rede Básica, mas isto se aplica a potências mais elevadas e tensões acima de 230 kV). Assim, uma das decisões iniciais mais importantes é sobre a forma de se comercializar a energia de modo a dar à usina as garantias operacionais e econômicas necessárias para conduzir o negócio. A legislação atual prevê algumas possibilidades, que podem ser combinadas.

- **Venda à Concessionária:** O preço de venda da energia da usina à concessionária é ajustado a partir de uma negociação. A concessionária, no entanto, só pode repassar os seus custos (que a longo prazo influenciam as tarifas que pode cobrar de seus consumidores) um valor máximo, denominado Valor Normativo – VN, que é, na prática, um fator limitador de preço.

Na venda à uma concessionária não se aplica o ICMS uma vez que este tributo só é cobrado do consumidor final embutido no preço da tarifa.

- **Venda para o Consumidor Livre:** Atuando como Produtor Independente de Energia, a venda de energia pode ser feita para um “consumidor livre”. O conceito deste consumidor vem se ampliando desde 1996 e a tendência é que a maioria das cargas possam assumir esta característica a longo prazo.

O preço de compra/venda da energia é ajustado livremente entre as partes, devendo, no entanto, ser pago o uso dos sistemas de transmissão e distribuição ao ONS e à Concessionária de Distribuição, respectivamente.

Na prática, o preço será balizado pela tarifa de distribuição da concessionária e pelos custos de transmissão e de distribuição evitados. Nesta modalidade de venda de energia elétrica se aplica o ICMS.

➤ **Venda para o Agente Comercializador:** A usina pode vender a energia para terceiros através de um comercializador. Embora deva ter um custo adicional, esta modalidade pode ser atraente, pois pode reduzir custos e encargos comerciais, evitar burocracias e resolver problemas relativos à questão do “back-up”.

➤ **Venda Casada de Vapor e Energia Elétrica:** A legislação prevê uma modalidade especial de venda pelo PIE, que também é cogeração, na qual pode vender conjuntamente vapor e energia elétrica (a Portaria ANEEL nº 021/2000, na definição de cogeração, inclui as unidades geradoras a partir de biomassa, inclusive as que condensam o vapor na entre-safra para gerar o ano inteiro). Este arranjo permite algumas flexibilidades para a usina de cana, se esta for uma unidade juridicamente independente da usina sucroalcooleira.

A legislação permite também montar um pólo vapor-intensivo (ou frio-intensivo) na sua proximidade combinando a venda de vapor ou água gelada e energia elétrica.

➤ **Venda no Mercado de Curto Prazo “Spot”:** As empresas podem vender e comprar energia neste mercado, cujos preços devem refletir a oferta e a procura.

No Brasil, a oferta é bastante sensível ao regime de águas, o que pode representar uma vantagem competitiva para as usinas que operam em regiões onde a safra coincide com o período seco.

➤ **Acordos Operacionais:** Uma usina pode fazer acordos operacionais de “socorro mútuo” com outros geradores para evitar que tenha que recorrer ao mercado de curto prazo “spot” no caso de interrupções de fornecimento programadas ou aleatórias. Esta pode ser uma forma “não monetária” de atender aos compromissos de venda, de melhorar a qualidade da energia e de aumentar o valor de venda.

➤ **Consórcio com Gás Natural/Outros Combustíveis:** Levando-se em conta que os gasodutos atravessam uma parte importante das regiões sucroalcooleiras (Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Nordeste), soluções flexíveis através de consórcios para a utilização do gás natural, por exemplo, poderiam ser adotadas quando não houvesse bagaço suficiente para atender a demanda da usina. Outras biomassas combustíveis também poderiam ser usadas, sobretudo no período de entre-safra, como os resíduos de culturas, de florestas, dentre outros.

A tendência à adoção da mecanização nas usinas pode reduzir o plantio da cana em áreas com topografia menos adequada. Nesses casos, usinas com uma vocação energética podem, por exemplo, promover um programa interno de plantio de eucaliptos ou *pinus* para posterior utilização nas caldeiras.

6. As Linhas de Crédito para o Cogeração

Um dos assuntos mais discutidos, atualmente, entre os cogeneradores é a criação de linhas de crédito ou mecanismos de financiamento que dêem suporte ao PIE, incentivando-o a investir na otimização e eficiência de seu processo, de modo a garantir a geração de energia elétrica e torná-lo, portanto, mais competitivo.

Organismos internacionais como o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, o United States Export & Import Bank – Eximbank, a Overseas Private Investment Corporation – OPIC, entre outros, possuem linhas de crédito específicas para projetos de geração de energia elétrica usando biomassa e que são denominados Fundos de Energia Renováveis, adeptos à política de geração a partir de fontes não poluidoras.

Quanto às linhas de financiamento nacionais, o BNDES criou o “Programa de Apoio à Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de Cana de Açúcar”, visando incentivar projetos de cogeração do setor sucroalcooleiro.

Através deste Programa o BNDES financia a implantação de projetos de cogeração que utilizem resíduos de cana e que vendam a energia elétrica excedente às concessionárias de distribuição ou de comercialização de energia elétrica, segundo informação do BNDES (2002). Os clientes que podem usufruir desta linha de crédito são as usinas de açúcar e álcool localizadas em qualquer região do país.

Os percentuais máximos de participação do BNDES no investimento total foram elevados em várias das linhas de crédito disponíveis. Nos casos de projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, termelétricas, cogeração, conservação de energia, fontes alternativas e transmissão, a participação passou a ser de até 80% do investimento financiável.

As condições adotadas para a Operação Programa para Apoio Financeiro a Investimentos em Energia foram estendidas aos financiamentos de empreendimentos de cogeração a partir de outros resíduos de biomassa. Na composição do custo financeiro dessas operações, pelo menos 10% são calculados com base no índice de Cesta de Moedas, exceto no caso das linhas de apoio as PCH's, via agentes financeiros; cogeração sucroalcooleira e, cogeração de resíduos de biomassa. Nestes casos o custo financeiro é exclusivamente a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP.

Os prazos de amortização referentes a maioria das linhas de crédito do “Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários em Energia”, passam a ser de até 12 anos. Vale ressaltar que até então, na maioria das linhas, o prazo de amortização era fixado de acordo com a maturação do projeto, conforme a GCE (2002).

Até Dezembro de 2001 o Programa do BNDES havia aprovado 4 projetos de cogeração sucroalcooleira e 7 projetos estavam ainda em análise, somando um total de 375MW de potência instalada, sendo 266MW de energia elétrica excedente, o que corresponde a 53% do potencial. Vale ressaltar que o potencial técnico, aqui mencionado, se refere à energia firme durante todo o ano e não àquela gerada apenas no período da safra, conforme informações do Projeto Bio.Com (2001).

A solicitação deste tipo de financiamento para a cogeração se refere não apenas à implantação de projetos de cogeração, mas também à ampliação das instalações, em decorrência do aumento da capacidade de moagem de cana.

Este aspecto é de vital importância para a eficiência do sistema, pois afeta diretamente a quantidade de bagaço processado e com isso o aumento de energia elétrica gerada/energia elétrica excedente.

Deve-se observar que, apesar do grau de maturidade demonstrado pelos empresários e usineiros, o que ainda dificulta a emancipação desta implantação é a insegurança quanto às indefinições políticas e econômicas pelas quais o país vem passando. Uma pequena parcela destes empresários, mantém ainda a posição de aguardar propostas de parcerias para desenvolver seus empreendimentos, a solução das dificuldades no processo ou o surgimento de nova tecnologia, que por conseguinte, podem dificultar o atendimento de suas metas de geração.

7. Reflexões no Contexto da (Re)-Regulamentação e Conclusões

Apesar da recente instituição do Plano de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, principalmente no que diz respeito à reestruturação do Mercado de energia elétrica, fica clara a necessidade de se introduzirem imediatamente, normas explícitas dentro do novo contexto da regulamentação que atenda, estimule e garanta ao cogedor a comercialização de sua energia excedente. A necessidade de se discutirem melhorias à atual legislação, como, por exemplo, a padronização de protocolos de comunicação como parte importante da questão da conexão à rede do cogedor também é outro ponto de vital importância.

A interconexão com o sistema da concessionária que acaba dificultando o acesso à rede, assim como a forma aberta do conceito de “frequência de uso do sistema” têm dificultado os entendimentos entre cogedores e concessionárias, pois algumas concessionárias consideram as “pequeníssimas” oscilações (“ripple”), naturais nos sistemas elétricos, como sendo um “uso do sistema”.

Na prática, os instrumentos de regulação são redigidos considerando-se unicamente a geração centralizada. Assim, por exemplo, assume-se implicitamente, que as “prerrogativas” e limites do Programa Prioritário de Termoelectricidade – PPT, são relacionados à disponibilidade e ao preço do gás, esquecendo que a Portaria MME nº 551/2000 abre precedentes à participação dos agentes cogedores do setor sucroalcooleiro.

Outro ponto dentro do aspecto legal que deve ser analisado, é a Resolução ANEEL nº 281/2000 que considera o contrato do “Power Purchase Agreement” – PPA, como condição básica para que o gerador de origem térmica permaneça no PPT. Esta Resolução ignora que uma das vantagens para muitos cogedores é exatamente o fato de já possuírem um PPA automático.

No que se refere à comercialização de energia por PIE e AP, quando se trata de venda para o consumidor livre, a recomendação feita pelos cogedores para que a redução de 50% na tarifa de transporte, benefício auferido para a energia gerada por PCH's, fosse estendida às outras energias renováveis, em particular à biomassa, pelo elevado potencial dentro da Matriz Energética, segundo Coelho (1999), foi contemplada através da Lei nº 10.438 de 26/04/2002.

Para o caso de venda no mercado de curto prazo ou mercado “Spot”, uma fórmula que vem sendo recomendada é a de que as empresas reservem cerca de 15% da energia que venha a produzir para vender neste mercado. Essa proposta impõe estudos específicos para ser referendada, visto que carece totalmente de fundamentação teórica. Em efeito, toma por base o nível mínimo de contratação bilateral de longo prazo exigido pela ANEEL aos Agentes Distribuidores/Comercializadores, que é de 85% de seu mercado de consumidores finais.

A transparência nas regras, portanto, é imprescindível não só para facilitar sua compreensão, como viabilizar sua aplicação.

Finalizando, que as novas mudanças no Setor Elétrico, principalmente aquelas voltadas à comercialização de energia no “novo” MAE, continuem a contemplar o cogedor garantindo sua participação nesse ambiente competitivo e negocial.

8. Referências

- Coelho, S. T., 1999, “Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a Partir da Biomassa. Um Modelo para o Estado de São Paulo”, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, Agosto.
- Eletrobrás, 1999, “Avaliação de Oportunidades de Cogeração”, Relatório elaborado pela Diretoria de Engenharia para o MME, subsídio às Diretrizes Específicas para o Incentivo à Atividade de Cogeração, Agosto.
- FIESP/CIESP, 2001, “Ampliação da Oferta de Energia Através da Biomassa”, Relatório, Setembro, disponível em www.fiesp.org.br.
- Galvão, L.C.R., Pellegrini, M.C., Udaeta, M.E.M., Pazzini, L.H.A., 2000, “Regulamentação e Reguladores no Contexto da Cogeração”, I Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos, Salvador, Bahia, 2 a 5 de Julho.
- Pellegrini, M.C., Ramos, D.S., Udaeta, M.E.M., Vieira, S., Negri, J.C., 2001, “Cogeração e a Regulamentação no Paradigma do Mercado da Indústria Elétrica, SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XVI, Campinas, São Paulo, 21 a 26 de Outubro.
- Projeto Bio.Com, 2001, “Levantamento do Potencial Real de Geração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro”, Relatório final, CENBIO, São Paulo, Dezembro.
- GCE, 2002, Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, EnergiaBrasil, disponível em www.energiabrasil.gov.br.
- BNDES, 2002, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, disponível em www.bndes.gov.br.

COGENERATION, ITS REGULATORY ASPECTS AND INFLUENCE IN THE BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR

Maria Cristina Pellegrini

Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia, e
CESP – Cia. Energética de São Paulo
Al. Min. Rocha Azevedo, 25 – 11º andar – SP – 01410-900
maria.pellegrini@cec.cesp.com.br

Dorel Soares Ramos

Universidade de São Paulo - Grupo de Energia do Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétrica - GEPEA, e
Bandeirante Energia S/A
Rua Bandeira Paulista, 530 - 12º andar – SP - 04532-001
dorelram@bandeirante.com.br

Miguel Edgar Morales Udaeta

Universidade de São Paulo - Grupo de Energia do Depto. de Eng. de Energia e Automação Elétrica - GEPEA
Av. Prof. Luciano Gualberto, Trav. 3, n. 158 – Butantã – SP – 05508-900
udaeta@pilar.pea.usp.br

Silas Vieira

Universidade de São Paulo - Depto. de Engenharia Mecânica, e
Duke Energy, Geração Paranapanema S/A
Av. Nações Unidas, 12901 – Torre Norte, 30º andar - SP - 04578-000
svieira@duke-energy.com

***Abstract.** This work aims to analyze and suggest regulatory aspects that can help the full introduction of the cogenerator, in the context of the structural change through which the Brazilian Electric Sector has been passing. In order to do this, we took as base generic questions such as the adaptation of the new legal directives to guarantee the good attendance and supply of generated electric energy, and propose mechanisms to facilitate the choice regarding the agent that provides to the consumer the best conditions of quality and price. As a result of this, there is a need to emphasize the fact that this new Model of the Electric Sector must contemplate all the forms of electric generation, including the one from the biomass cogeneration, as is the case of the one used by the sugarcane sector. The specific regulation to support the cogeneration must assure to the cogenerator guarantees both regarding the implantation of its unit, and the sale of extra generated energy in the competitive market .*

Keywords: Regulamentation, Cogeneration, Sugarcane industry