

4 Setor Elétrico Brasileiro

A década de 90 foi marcada pela reestruturação do setor elétrico em diversos países europeus (Reino Unido, Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), o que logo se tornou tendência mundial, chegando alguns anos mais tarde na América do Sul (Chile e Brasil). De um modo geral, as reformas visavam a desverticalização deste segmento, ou seja, a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, tendo como base o conceito de “indústria e mercado de energia elétrica”, o aumento da competitividade, ganhos de eficiência, modicidade tarifária e, por fim, incremento dos investimentos por parte de empresas privadas. O sucesso desse tipo de reestruturação está baseado na minimização dos custos de geração de energia e em um arcabouço regulatório que permita a concorrência e o aumento no número de agentes, reduzindo assim as possibilidades de concentração do mercado em poucas empresas.

Segundo Silva (2001), alguns países adotaram modelos baseados em competição, porém com aspectos regulatórios e de despacho centralizados na figura de um operador, sendo este último aquele responsável por manter o mínimo custo de operação do sistema. Em outras palavras, o operador irá despachar os empreendimentos por ordem de mérito econômico com base naqueles que possuem os menores custos de operação. Estes mercados receberam o nome de *Pool*.

Em outra corrente prevaleceram os contratos bilaterais sustentados pela livre concorrência, permitindo a negociação direta entre os geradores e os consumidores. Entende-se que a principal vantagem desta última estrutura seja a liberdade de escolher o seu fornecedor, o que permite aos empreendimentos selecionar aquela opção que melhor se enquadra no seu perfil.

Em relação ao Setor Elétrico Brasileiro (SEB), pode-se afirmar que o mercado possui dois ambientes para a comercialização de energia, um que se assemelha ao *pool* e outro em que as operações são livremente negociadas.

A maior parte do arcabouço regulatório do SEB foi desenvolvida na década de 90, porém as principais mudanças e o grande choque de reestruturação ocorreram após a crise de racionamento de energia durante os anos de 2001 e 2002. Demonstradas as fragilidades do segmento elétrico, ficou claro que o setor necessitava de uma série de reformas e de uma nova estrutura capaz de garantir a confiabilidade do sistema e o planejamento da operação no longo prazo. Durante a crise foi criado o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, que deu início à construção do novo modelo de gestão e comercialização a partir das Leis nº. 10.847 e 10.848 de 2004.

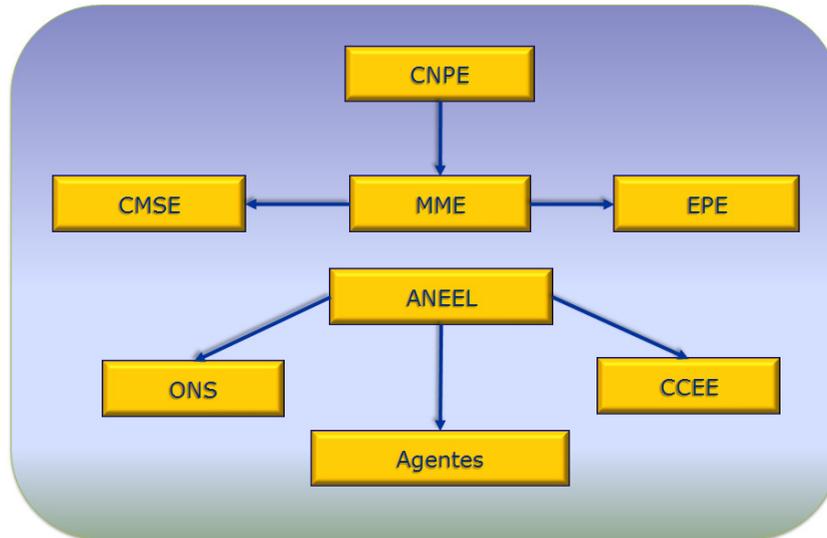
A Lei nº 10.847 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) responsável por elaborar estudos de planejamento e pesquisa no setor elétrico, auxiliando na elaboração de cenários e perspectivas para o mercado. A Lei nº 10.848 certamente foi aquela que mais impactou em toda a reestruturação ao dispor sobre as novas regras e procedimentos para a comercialização de energia no Brasil, que culminou na criação de dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre, o primeiro protegendo o consumidor cativo e o segundo permitindo a existência dos consumidores livres.

Foi criada ainda a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que substituiu o antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE). Todo o processo de comercialização é registrado na CCEE que está sob regulação e fiscalização da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Em paralelo, os Decretos nº. 5.163 e 5081 (2004) fortaleceram aspectos relacionados à geração e comercialização de energia, criando a estrutura regulatória do novo modelo.

Em resumo, pode-se afirmar que o novo modelo visava em um primeiro momento garantir a segurança e o suprimento de energia elétrica, condição básica para o mercado ainda em desenvolvimento. A reforma foi acompanhada ainda por regras e procedimentos claros e uniformes, garantindo a inserção de novos agentes e a livre concorrência, fatores fundamentais para um mercado em busca de modicidade tarifária. A reestruturação focou ainda em um planejamento de contratação de energia através de contratos de longo prazo, o que gera previsibilidade na geração de caixa e favorece a obtenção de linhas de financiamento para sustentar o projeto nos primeiros anos, principalmente na fase de construção.

O novo modelo do setor elétrico é formada por 7 instituições, dispostas conforme Figura 5:

Figura 5 – Organograma do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: CCEE (2011)

- 1) **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** órgão diretamente vinculado à Presidência da República, atuando na elaboração das macro diretrizes do setor e revisando periodicamente as matrizes energéticas;
- 2) **Ministério de Minas e Energia (MME):** responsável pela formulação e condução das estratégias e políticas energéticas;
- 3) **ANEEL:** sua principal função envolve fiscalizar e regular todo o segmento de energia elétrica, avaliando a qualidade dos serviços prestados, sendo responsável ainda pela elaboração dos leilões de contratação de energia elétrica para as distribuidoras;
- 4) **Operador Nacional do Sistema (ONS):** seu papel é coordenar e controlar toda a operação do sistema, o que inclui operar a geração e gerenciar a rede básica de transmissão, atendendo os requisitos de carga, garantindo confiabilidade com o menor custo de operação;
- 5) **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** instituição que desenvolve estudos sobre demanda, mercados, tendência e expansão do setor elétrico;

6) **CCEE:** responsável pela apuração do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), comercialização, liquidação financeira das operações e contratação de energia elétrica e, por fim,

7) **o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** seu objetivo é monitorar as atuais condições do mercado e propor ações preventivas de modo a garantir a máxima confiabilidade do sistema.

4.1.

Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Será apresentada a seguir uma breve contextualização sobre o despacho econômico de geração em sistemas térmicos e hidrotérmicos e, na sequência, como é formado o preço de liquidação das diferenças (PLD), principal referência na valoração dos volumes de energia comercializados no mercado de curto prazo e, incerteza a ser modelada por este trabalho.

4.1.1.

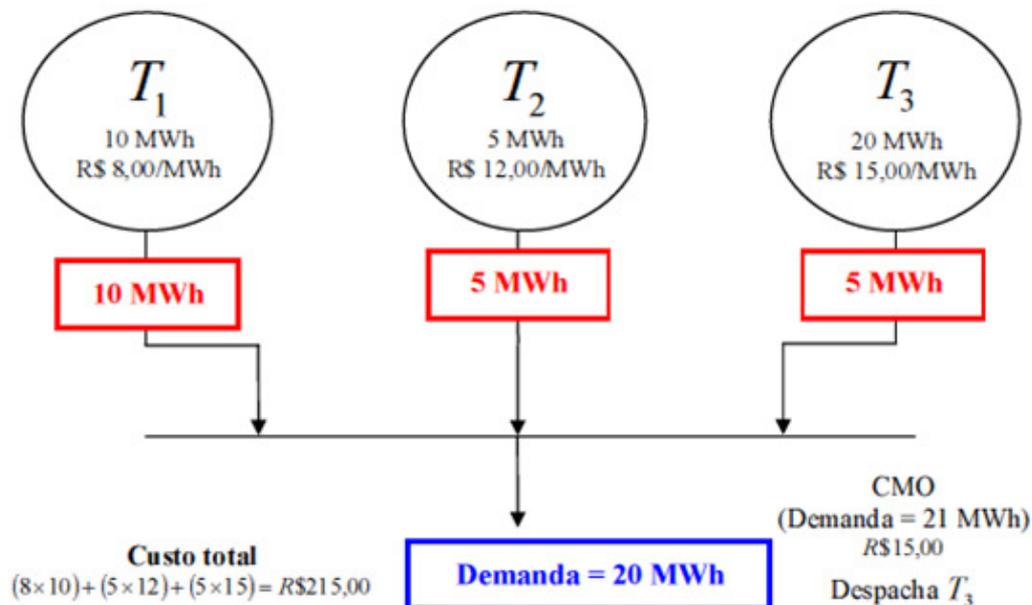
Despacho econômico de geração – Sistemas Térmicos

O planejamento de operação do setor elétrico tem como objetivo primário o atendimento da demanda com o menor custo possível na geração. O operador do sistema então avalia constantemente o custo de geração de energia e sempre que possível despacha aquele empreendimento que consegue atender à carga requerida com o menor custo, ou seja, despacho por ordem de mérito. Este processo faz com que o operador calcule o custo de se gerar 1 MWh a mais para o sistema, que nada mais é do que o custo da próxima fonte de geração a ser despachada, também conhecido como Custo Marginal de Operação (CMO), fator que praticamente corresponde ao preço spot no mercado brasileiro.

Para exemplificar, considere um sistema que apresente 3 geradores térmicos (T1, T2 e T3) e cujos limites máximo de geração são dados por G1, G2 e G3 (10, 5 e 20 MWh respectivamente). Diante das informações disponibilizadas pelos geradores dos seus custos variáveis de geração (R\$ 8,00, 12,00 e 15,00) o operador do sistema calcula o custo total de operação necessário para suprir a demanda, neste exemplo de 20MWh. Considerando a minimização dos custos, fica claro que a primeira térmica a ser despachada será a T1, contribuindo com

100% do seu volume de geração, o mesmo ocorre na T2 que oferta toda sua energia. Restando 5 MWh de demanda para atender, o operador decide despachar parcialmente a T3. O custo de toda a demanda para o sistema foi de R\$ 215,00 por MWh e o operador está ciente que a geração de um MWh adicional será fornecido pela T3, única que dispõe de energia e que não foi 100% despachada. Logo, o CMO será de R\$ 15,00 já que este é o custo variável da próxima térmica a fornecer energia.

Figura 6 - Despacho por ordem de mérito e cálculo do CMO



Fonte: Pereira (2008)

Embora pareça simples, a tarefa de selecionar o próximo empreendimento a ser despachado é complexo, pois no sistema há uma série de restrições que são incorporadas à decisão, tais como custo do déficit de energia para o sistema, a necessidade de atendimento total da demanda, além dos limites de operação da usina, que envolvem prazo mínimo e máximo de operação, perdas que ocorrem na transmissão, conexão, tensão entre tantos outros. Trata-se, portanto, de um problema de otimização sujeito a uma série de restrições operacionais, sendo a solução baseada em técnicas de programação linear. No caso do Brasil, a situação se agrava pois, apesar do sistema ser hidrotérmico, 65,8% da geração do país vem de fonte hídricas, cujo insumo energético é sazonal, volátil e de difícil previsibilidade.

4.1.2. Despacho econômico de geração – Sistemas Hidrotérmicos

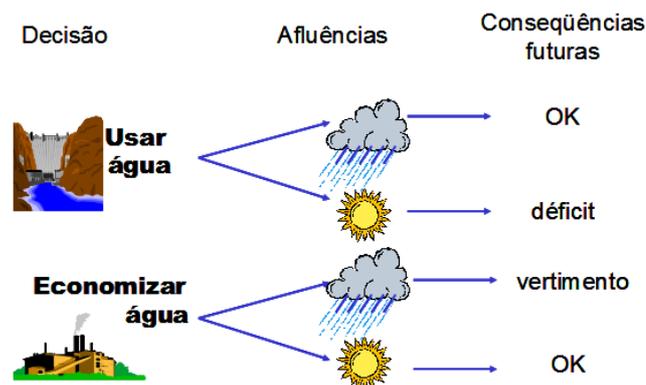
O objetivo da operação de um sistema hidrotérmico também é atender a carga ao menor custo total de geração. Isso leva a crer que o despacho nesses sistemas dará preferências aos empreendimentos hídricos, pois os mesmos utilizam como insumo energético a água cujo custo teórico é zero (OLIVEIRA, 2003). No entanto a decisão do operador não se limita em comparar os custos variáveis de produção de energia, mas inclui uma análise de longo prazo que considera a situação atual e as expectativas para os próximos períodos. Há um *trade-off* entre usar a água dos reservatórios para consumo imediato ou deixá-lo para atender a demanda no futuro próximo, ou seja, deve-se levar em consideração o custo de oportunidade da água (AGUIAR, 2004). Segundo Palomino (2009) a maior dificuldade do Sistema Elétrico Brasileiro consiste na necessidade de se tomar uma decisão atual baseada em uma série de cenários incertos de disponibilidade de água, o principal insumo energético do país. Assim, cabe ao operador selecionar em cada instante t o melhor momento para despachar as hidrelétricas e as térmicas, levando-se em consideração os cenários de afluência e a possibilidade de períodos de escassez de água.

A Figura 7 expõe o problema como uma árvore de decisão. Caso o operador opte por usar toda a água dos reservatórios, acreditando em um período posterior de chuvas e a expectativa seja atendida, de fato esta foi a melhor decisão e o sistema gerou energia ao menor custo. Do contrário, caso as afluências sejam aquém do esperado, o sistema não contará mais com os reservatórios e será obrigado a despachar as usinas térmicas com custo de operação elevado. De forma similar, caso o operador opte por despachar primeiro as térmicas acreditando em um cenário de escassez de chuvas que não ocorreu, haverá o vertimento e consequentemente desperdício de água e maiores custos de geração para o país.

Por outro lado, caso de fato ocorra um período de poucas chuvas, a água economizada nos reservatórios poderá ser usada para cobrir esse “deficit”. Diante do exposto percebe-se que a decisão está focada no volume de água dos reservatórios, também chamada de energia armazenada, e as expectativas de afluências futuras. Considerando que esta última impacta diretamente a primeira e que há uma grande incerteza quanto à sua previsão, o resultado é que o custo de

oportunidade da água oscila bastante, o que torna o processo de decisão estocástico (PALOMINO, 2009). A árvore de decisão apresentada na Figura 7 resume o problema e expõe as alternativas/consequências, devendo o operador do sistema selecionar aquela alternativa que minimize os gastos de produção de energia.

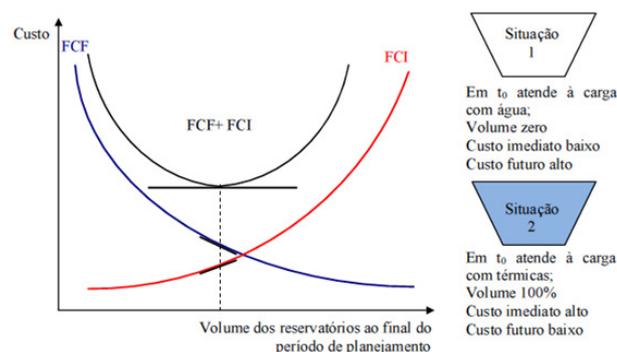
Figura 7 – Desafios e decisões de um sistema hidrotérmico



Fonte: Gomes (2011)

Portanto, na operação de um sistema hidrotérmico, deve-se comparar o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. O benefício presente do consumo da água pode ser estimado através de uma Função de Custo Imediato, enquanto que o benefício futuro de poupar o armazenamento atual é representado pela Função de Custo Futuro. Tais funções são compostas por inúmeras variáveis, o que gera a necessidade de adotar modelos matemáticos para obtenção da decisão ótima. No caso do Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) fará uso de tais modelos a fim de otimizar as funções visando à minimização dos custos totais de geração, conforme pode ser visualizado na Figura 8:

Figura 8 - Funções de Custo Imediato, Futuro e o Mínimo Custo Total



Fonte: Silva (2001, p. 40)

A Função de Custo Imediato representa atender a demanda com 100% de geração hídrica, ou seja, a custo quase zero no presente, mas que possui inclinação positiva dado que consumir hoje todo o reservatório obriga o acionamento das térmicas no futuro, cujos custos são significativamente mais elevados e, o pior, aumenta as chances de déficit de energia. Já a Função de Custo Futuro possui inclinação negativa, ou seja, atender a carga atual com geração térmica gera elevados dispêndios no curto prazo, mas favorece a redução dos preços no futuro dado a possibilidade de usar a água que está nos reservatórios.

O ponto ótimo seria aquele que a soma das FCI e FCF tenham derivada igual a zero. Assim, o operador do sistema deve empregar métodos de otimização para encontrar o ponto de minimização dos custos de geração, que neste exemplo seria o mesmo que preservar no final do planejamento o volume tracejado. No entanto, conforme já exposto, este é um exemplo simplificado da realidade, pois na maior parte das vezes é difícil estimar parâmetros como demanda de energia, afluência¹⁰, preços de combustíveis, risco de geração imediata e impacto dos novos projetos, variáveis estas que juntas tornam o preço de energia extremamente volátil.

No Brasil a otimização é feita pelos modelos matemáticos NEWAVE e DECOMP, sendo o primeiro utilizado para otimizar a operação para um horizonte de 5 anos e o segundo para utilizar a FCF feita pelo primeiro para um horizonte de 12 meses. O resultado da programação e otimização feita pelo ONS¹¹ fornecerá o despacho ideal (fontes hidráulicas e térmicas) para o período analisado bem como o Custo Marginal de Operação. O CMO é calculado para cada submercado¹² e baseia-se no despacho ex-ante, ou seja, em informações previstas anteriores à operação real.

Com base nos valores estimados para o custo marginal de operação, limitando-os a valores mínimos e máximos, a CCEE divulga semanalmente e para cada submercado o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é o preço

¹⁰ Atualmente a previsão de afluências baseia-se em modelos Autoregressivos periódicos de ordem p (PARP p), já que as afluências futuras estão relacionadas com aquelas que ocorrem em períodos anteriores e dependem da sazonalidade do regime de chuva do país.

¹¹ Utilizam Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para traçar os inúmeros cenários e selecionar a melhor alternativa.

¹² No Brasil há quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro Oeste, Nordeste e Norte

utilizado para valorar os volumes de energia comercializados no mercado de curto prazo. O PLD possui comportamento bastante volátil, sendo que esta incerteza advém do próprio CMO. Vale ressaltar que os preços de liquidação podem apresentar valores distintos de acordo com o submercado, pois estes possuem diferentes perfis de carga e geração, alguns sendo exportadores e outros importadores de energia.

O Preço de Liquidação das Diferenças é o balisador dos preços à vista negociados no mercado livre de energia, sendo geralmente considerados seus valores médios para o mês de entrega da energia acrescido de um ágio (LUZ, 2011).

4.2. Comercialização de energia no mercado brasileiro

Conforme já exposto, a Lei nº 10.848 criou dois ambientes distintos para comercialização de energia, sendo um regulado (ACR) e o outro livre (ACL). Os geradores podem escolher em qual segmento atuar, sendo que ambos não são excludentes, ou seja, um empreendimento pode destinar parte da sua energia para cada um dos mercados. Além dos geradores, existem as comercializadoras de energia, empresas que atuam fortemente no mercado de curto prazo. Neste ambiente encontram-se ainda os consumidores livres, definidos como aqueles cuja demanda é igual ou superior a 3 MW médios e que estão ligados em um nível de tensão igual ou superior a 69 kv, Tais consumidores podem adquirir energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados no ACL, conforme legislação específica (arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995). Há ainda os consumidores especiais, que são aqueles que apresentam demanda contratada entre 0,5 e 3 MW médios e que adquirem energia exclusivamente proveniente de fontes renováveis, tendo como incentivo descontos na tarifa de uso do sistema.

Já no ambiente regulado encontram-se obrigatoriamente todos os distribuidores, juntamente com os consumidores cativos, que deles adquirem energia. Vale ressaltar que independente do mercado de atuação, todos esses agentes precisam estar associados à CCEE, cabendo ao gerador informar à CCEE o volume gerado no período e o consumidor o total de energia consumida. A Figura 9 representa os integrantes de cada mercado:

Figura 9 - Ambientes de contratação de energia e seus agentes



Fonte: CCEE (2011)

4.2.1. Ambiente de Contratação Regulado (ACR)

O ACR é o ambiente na qual se comercializa energia entre os geradores e as distribuidoras, sendo a contratação formalizada através de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). De modo bastante simplificado, a sistemática se inicia quando os distribuidores de energia informam à ANEEL e ao Ministério de Minas e Energia sua previsão de demanda para atendimento aos consumidores cativos para os próximos anos. Ciente do atual consumo e das previsões fornecidas pelas distribuidoras, bem como da atual capacidade de geração do país, tais órgãos elaboram uma série de estudos e organizam leilões de energia a fim de atender à demanda futura. Vale ressaltar que a legislação em vigor não autoriza que as distribuidoras atuem nas duas pontas, ou seja, as mesmas não podem consumir energia dos seus próprios empreendimentos, sendo obrigadas a comprar sua energia nos leilões regulados. Importante frisar que, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, os agentes vendedores devem comprovar 100% de lastro para a venda de energia, ou seja, os mesmos só podem vender a energia de que realmente dispõe, sendo esta regra fundamental para inibir qualquer tentativa de especulação. O mesmo acontece pelo lado das distribuidoras, que são obrigadas a adquirir 100% da energia prevista para atender

seus consumidores, estando ambos sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência do lastro (CCEE, 2011).

Os CCEAR podem ser de dois tipos: 1) contratos por quantidade, aplicados em geral aos empreendimentos hidrelétricos, cujos riscos energéticos são assumidos pelos geradores e 2) contratos por disponibilidade, aplicados à geração termelétrica, onde os riscos de variação da produção de energia são alocados aos distribuidores e repassados aos consumidores cativos. Nesta última modalidade de contrato, o gerador recebe uma receita fixa destinada a cobrir os gastos fixos com a construção do empreendimento e, quando despachado, uma receita variável para cobrir os custos de operação. Em outras palavras, nos contratos por quantidade o empreendedor é obrigado a entregar determinado volume de energia e será remunerado por isso, enquanto que na alternativa por disponibilidade o gerador será despachado somente quando for necessário e a pedido do operador do sistema.

4.2.2. Ambiente de Contratação Livre

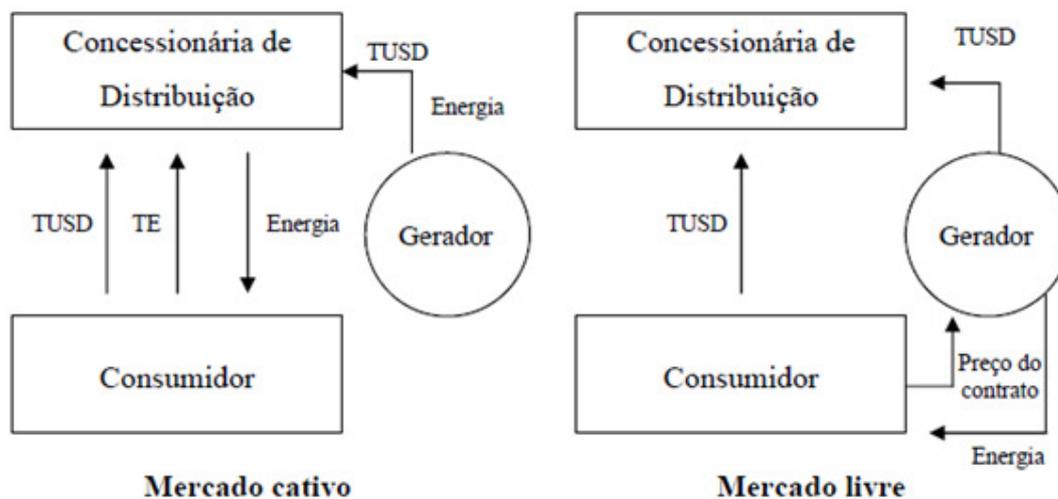
Neste mercado, os geradores e os consumidores negociam diretamente as quantidades de energia que serão comercializadas, os preços dos contratos e o prazo em que vigora o acordo, sendo todas estas características discutidas diretamente entre estas duas partes. Caso estas formalizem o acordo, cabe ao gerador registrar o contrato na plataforma da CCEE, sujeito à aprovação do consumidor. Ao final do período especificado no contrato, a CCEE fará comparação entre a geração e o consumo efetivo com os valores que haviam sido declarados. Caso haja sobra de energia por parte do gerador, este poderá negociá-la através de contratos de curto prazo ou deixá-la para ser liquidada pelo Preço de Liquidação das Diferenças. Da mesma forma, caso a geração tenha sido menor do que a especificada, o gerador poderá adquirir energia através de contratos de curto prazo ou liquidar a PLD de forma negativa.

As mesmas regras são aplicadas à figura do consumidor. Caso haja sobra de energia, ou seja, o consumo foi menor do que a contratação, o mesmo liquidará essa diferença positiva ao PLD, sendo proibido vender a energia em função do seu perfil de consumidor. Do contrário, em situações em que o consumo foi maior que

a compra, o mesmo poderá ser liquidado negativamente ao PLD ou então poderá tentar firmar novos contratos para suprir o déficit. Logo o mercado de curto prazo pode ser resumido como o volume de energia que será liquidado ao PLD mais ágio todos os meses. Existem, portanto, diferentes estratégias e posições que podem ser selecionadas pelos agentes e que definem o perfil de risco aceito pelo mesmo. Vale ressaltar que situações de não contratação referente a 100% do consumo poderão gerar penalidades estipuladas pelas regras do setor.

Diante do exposto, entende-se como principal vantagem da migração do consumidor para o mercado livre a alternativa de escolher diretamente seus fornecedores, negociando diretamente o volume requerido, os preços e os prazos de acordo com o seu perfil. Esta “liberdade” gera benefícios econômicos, pois os mesmos não precisam arcar mais com o gasto referente à tarifa de energia (TE), até então paga à distribuidora, tendo como despesa apenas a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), conforme Figura 10:

Figura 10 - Comparação consumidor Cativo vs Mercado Livre



Fonte: Palomino (2009)

Embora a negociação direta com o gerador permita a obtenção de melhores preços para a contratação de energia, a migração para o mercado livre força os empresários a atuarem em um mercado altamente complexo que não corresponde ao seu “*core business*”, o que pode ainda ser agravado caso a empresa não conheça as regras que regulamentam o setor. Além disso, a exposição às variações do PLD podem se configurar como desvantagens já que o mesmo apresenta

comportamento bastante volátil, sendo contratos de média duração com preços fixos alternativas para proteger posição.

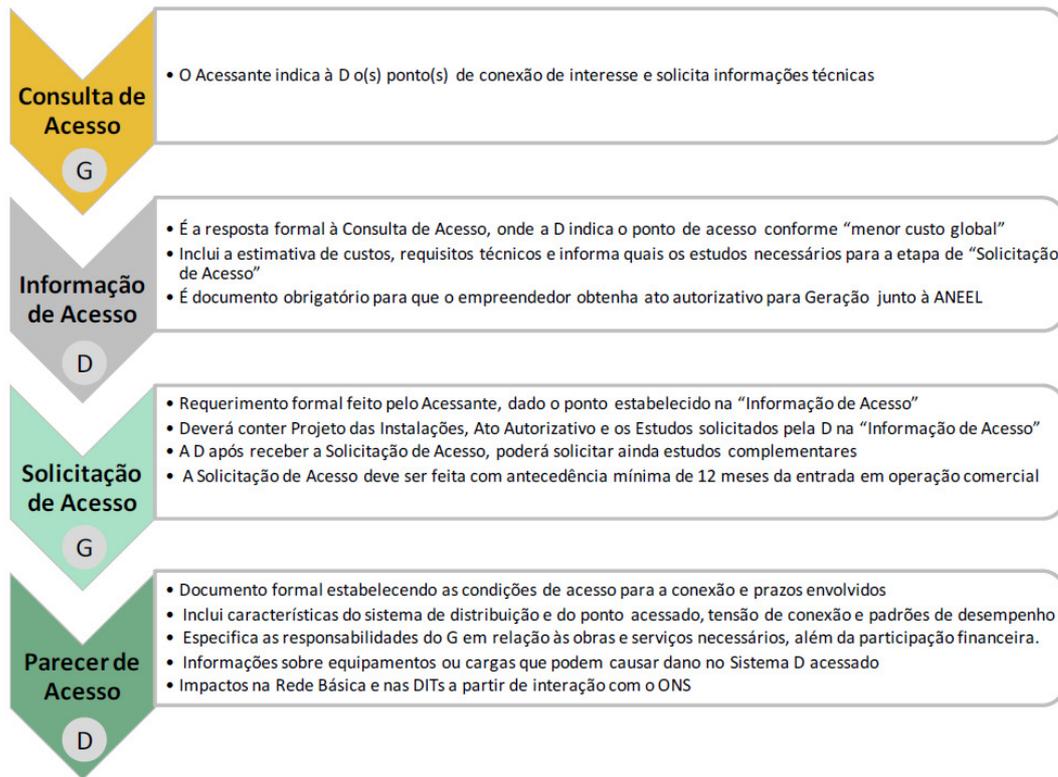
4.2.3. Autoprodução e comercialização de excedente

O decreto nº 2003 de 1996 estabeleceu dentro do Ambiente de Contratação Livre (ACL) dois produtores de energia: o Autoprodutor e o Produtor Independente de Energia. O primeiro possui autorização para produzir energia destinada para seu próprio consumo e, esporadicamente, no caso de uma geração maior que o consumo, comercializar seu excedente de energia no mercado spot. Já o segundo de fato visa o processo de comercialização e a faz regularmente através de um empreendimento destinado para este fim. O decreto autoriza ainda que ambos produtores tenham livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição mediante o pagamento dos custos de transporte e distribuição da energia com a distribuidora local.

Posteriormente, a resolução nº 281 de 1999 permitiu a venda direta entre os geradores e consumidores livres, regulamentando os procedimentos para conexão e uso da rede básica bem como os sistemas de transmissão e distribuição de energia. Cabe aos empreendedores interessados em comercializar energia efetuar todos os estudos, análises e projetos de execução destinados a viabilizar a conexão do empreendimento junto ao sistema elétrico. Ainda é de responsabilidade do interessado a construção da linha de transmissão até a subestação da distribuidora e a aquisição de todos os equipamentos para efetuar a interligação e os reforços na linha. A Figura 11 resume as etapas para efetuar a conexão.

O processo de conexão à rede exige que o interessado disponha de conhecimento mínimo a respeito das regras e legislações específicas do setor, além dos procedimentos de conexão e expectativa de uso do sistema, para a aquisição de equipamentos capazes de suportar tal demanda. Fica evidente que a conexão do empreendimento à rede exige um conhecimento sobre os padrões técnicos e regulatórios que muitas vezes inviabilizam projetos de cogeração capazes de comercializar os excedentes de produção. Soma-se ainda a necessidade de se manter na empresa um corpo de especialistas capazes de gerenciar o fluxo de energia e exportá-la quando necessário.

Figura 11 - Etapas do Procedimento de Acesso



Fonte: Júnior e Teixeira (2011)

Dessa forma, a conexão a rede básica é um entrave ao desenvolvimento e crescimento da bioeletricidade (PALOMINO, 2009), principalmente para os empreendimentos que não visam a comercialização de energia como produto final, o que pode ser evidenciado pelo baixo número de agentes de autoprodução inscritos na ANEEL que comercializam excedente, conforme Tabela 5:

Tabela 5 – Número de Agentes inscritos na ANEEL

Destino da Energia	Quantidade de Agentes
Serviço Público	93
Autoprodução de Energia	244
Produção Independente de Energia	1036
Comercialização de Energia	4
Autoprodução com comercialização de excedente	36
Registro	961

Fonte: ANEEL (2011b)

Palomino (2009) afirma ainda que a grande dificuldade são os custos na aquisição de equipamentos para a conexão, que são de responsabilidade única e exclusiva da geradora de energia. Além disso, dado que a atividade de transmissão

de energia é um monopólio natural¹³ típico (CASTRO e DANTAS, 2008), o interessado em acessar a rede básica tem a obrigação de transferir todos os equipamentos referentes a conexão adquiridos por ele à concessionária acessada, sem qualquer direito de indenização ou desconto.

Após a conexão a situação se agrava, pois o gerador de energia deverá arcar ainda com as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que no caso de potência injetada inferior a 30 MW oriunda de energia incentivada de cogeração qualificada podem receber descontos de 50% ou 100%¹⁴ concedidos pela ANEEL aos consumidores livres que adquirem tal energia.

Segundo estudo (JÚNIOR e TEIXEIRA, 2011) contratado pela União da Indústria de Cana de Açúcar (ÚNICA) sobre as barreiras de acesso para a conexão de cogeneradores aos sistemas de distribuição, as principais dificuldades são: 1) solicitação por parte das distribuidoras por projetos bastante sofisticados; 2) elevados aportes de recursos em ativos para a conexão e; 3) obrigação de doar ativos para as distribuidoras.

Diante do exposto, percebe-se que apesar do Brasil apresentar um enorme potencial para a cogeração de energia elétrica e comercialização de excedentes, há diversos entraves que dificultam a viabilização desses projetos. Tendo isso em mente, a seguir será desenvolvida avaliação econômico-financeira de um projeto de cogeração de energia com a flexibilidade de comercialização do excedente de energia. Faz parte do escopo das próximas seções avaliar se tal flexibilidade agrega valor ao projeto e se a mesma é capaz de arcar com os gastos de conexão a rede.

¹³ Monopólio Natural ocorre em situações em que os custos médios para ofertar o serviço são menores se apenas uma empresa o fizer. No caso do segmento de distribuição e transmissão, caso duas distribuidoras concorressem construíssem suas próprias redes, os preços cobrados seriam maiores do que se somente uma delas atuasse nesse mercado. Geralmente esses mercados são regulamentados pelo governo.

¹⁴ Ciente dos descontos na TUST e TUSD, o ágio cobrado no mercado spot para a comercialização de energia incentivada gerada através de cogeração é significativamente maior do que aquele cobrado por fonte convencional.