

## **CAPÍTULO 6**

### **AÇÕES INTEGRADAS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO E DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA**

#### **6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Ao longo das últimas décadas, o Setor Elétrico têm sido varrido por uma sucessão de modelos institucionais, variando de um primeiro marco regulatório mais estatizante e centralizador, passando por outro mais voltado ao mercado e supostamente competitivo, até o atual que seria um “modelo misto”, uma espécie de “terceira via” em que consubstanciaríamos parcerias público-privadas. Poder-se-ia fazer uma comparação e uma análise crítica desses três modelos, mas este não é o tema desta Tese. Procura-se, isto sim, com pragmatismo, identificar nas condições atuais quais as melhores ferramentas disponíveis para serem aplicadas e que correções de rumos são necessárias para atingir-se a meta de um Brasil grande, com uma operação do sistema elétrico segura, econômica e confiável.

Neste sentido, um dos maiores problemas do Setor Elétrico tem sido a instabilidade regulatória que cria desconfianças e afasta os investidores. Correções de rumos são sempre necessárias, mas as mudanças têm sido radicais, oscilando de um extremo ao outro. Há, no momento, inúmeras indefinições que fazem com que os investimentos, mormente em geração, sejam perigosamente postergados até que o quadro institucional fique mais claro. O leilão de energia nova, realizado em 16.12.2005, deu uma medida da desconfiança do investidor no segmento de geração de energia elétrica. Foi um leilão com alta incidência das estatais (“leilão chapa-branca”) com todos os riscos que isto implica em relação aos prazos e continuidades das obras hidrelétricas, ao comprometimento de dinheiro público e ao afastamento da iniciativa privada.

Importante, entretanto, é ressaltar o resgate do planejamento. Com efeito, o

planejamento é uma função inerente do Governo e não pode ser deixado unicamente nas mãos do “mercado”. Entretanto, não é objetivo desta Tese discutir o planejamento da expansão propriamente dito, mas sim o de lançar um olhar da operação sobre o mesmo.

O planejamento da operação energética, como descrito no Capítulo 3, abarca um horizonte de cinco anos à frente da operação em tempo real. E, apesar de não haver a flexibilidade do planejamento a mais longo prazo (dez ou vinte anos à frente), muito se pode fazer nesse período de cinco anos, desde que se implantem procedimentos e técnicas mais eficazes que serão descritas a seguir.

Ou seja, a operação “herda” os resultados do planejamento da expansão (ver Figura 2.2), ou, na maior parte dos casos, as consequências da falta de implantação daquilo que foi planejado.

Como dito no item 1.1 desta Tese, a motivação inicial deste trabalho foi a de propor ações – para este horizonte de cinco anos até hoje - que pudessem aprimorar ainda mais a operação do sistema elétrico brasileiro, em seus diferentes níveis. Mas, para a consecução de tal objetivo, verificou-se que seriam necessárias também ações no âmbito do planejamento da expansão do SIN e nos estudos e procedimentos de distribuição de energia elétrica.

Dentro desta diretriz, neste Capítulo 6 são descritos aspectos referentes a ações integradas que envolvem o planejamento da expansão da geração e a operação energética do SIN.

## **6.2 COORDENAÇÃO E INTEGRAÇÃO DOS SETORES ENVOLVIDOS**

### **6.2.1 O CNPE e os Setores Envolvidos no Trato das Questões Energéticas**

#### 6.2.1.1 Análise e Diagnóstico

Um dos aspectos mais críticos do planejamento da expansão e da operação energética do SIN é o da incipiente coordenação das ações dos diversos organismos envolvidos, tanto no âmbito do Setor Energético (MME, ONS, CCEE, EPE, ELETROBRÁS, PETROBRAS, ANEEL, Agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, Consumidores e outros), como envolvendo outras instituições (Ministérios da Fazenda, Planejamento, Meio Ambiente, etc., ANA, Congresso Nacional, Poder Judiciário e outros). Mais especificamente, há dificuldades de coordenação entre os setores de eletricidade, petróleo/gás e a Área Econômica.

A Lei 9478, de 06.08.1997, dispõe sobre a Política Energética Nacional, institui o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e a Agência Nacional de Petróleo – ANP e dá outras providências. Entretanto, só quase três anos depois, deu-se a regulamentação do CNPE, através do Decreto 3.520, de 21.06.2000. E, apenas no final do ano de 2000, realizou-se sua primeira reunião, quando foi aprovado seu Regimento Interno, através da Resolução N° 1 do CNPE, de 07.11.2000. Assim, até aquela data, algumas de suas atribuições eram exercidas pelo MME/Secretaria de Energia – SEN. Portanto, uma das razões de caráter institucional de ter eclodido a grave crise de abastecimento de eletricidade no País, em 2001/2002, deveu-se à demora de se implantar o CNPE e ao fato de ter havido poucas reuniões do Conselho até a época. As falhas de comunicação entre o MME, a Área Econômica, outros ministérios afetos à questão energética, a ANEEL, o ONS e o BNDES teriam sido minimizadas com a adequada existência e funcionamento do CNPE.

Além disso, um outro fator que afeta o planejamento da expansão e a decorrente operação do SIN é a lentidão do CNPE em tomar algumas decisões. Por exemplo, as

questões de autorização para a construção da Usina Nuclear de Angra III (1.200 MW), bem como para a implantação do Complexo de Belo Monte (7.000 MW), no Rio Xingu, estão em pauta desde a primeira reunião em 2000 e ainda não há qualquer decisão a respeito.

Dentro do próprio Setor Energético há difusão e diluição de responsabilidades entre o MME, ANEEL, ONS, CCEE e PETROBRAS. Cada agente energético e econômico atua de acordo com seu mandato legal e com lógica própria, utilizando os instrumentos de ação disponíveis. O somatório de ações com lógicas individuais leva à lentidão e à ineficiência do processo decisório, impedindo que medidas corretivas possam ser tomadas a tempo.

Referindo-se apenas a um passado recente, no final do ano de 2003 e início de 2004, ao necessitar-se, no Nordeste, acionar usinas térmicas emergenciais – pelas quais o consumidor pagava um seguro anti-apagão exorbitante – constatou-se que não havia disponibilidade de gás para as mesmas e, em alguns casos, nem sequer o gasoduto estava construído. Este é apenas um exemplo das falhas de coordenação.

Tentando melhorar os aspectos de coordenação foi criado recentemente, no âmbito do MME, o CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Mas, como consta no próprio nome, cuida apenas do Setor Elétrico. E, um dos grandes problemas do Setor é a falta de uma política energética nacional englobando todos os insumos energéticos, mormente no que concerne à integração entre os Setores Elétrico e de Gás Natural. Com efeito, o maior exemplo de falta de entrosamento entre esses dois setores são os denominados contratos *take or pay* para o fornecimento de gás para usinas termelétricas. Ora, como é sobejamente conhecido, em um sistema hidrotérmico com grande participação hídrica, a usina térmica deve exercer a função de firmar a energia hidrelétrica, gerando apenas em tais ocasiões de complementação térmica e não diretamente na base. Deste exemplo depreende-se que a falta de uma política energética integrada entre esses dois setores acaba por introduzir prejuízos enormes para o País, afetando até a própria operação do Sistema Interligado Nacional.

### 6.2.1.2 Proposta de Ações

#### a) *Maior Autonomia em Âmbito Estadual*

No trato energético há um centralismo nacional, com excessiva concentração de decisões em nível federal, ignorando-se ou minimizando-se as particularidades regionais. Muitas políticas, regulamentações e regras - sempre mutantes - são definidas em gabinetes fechados em Brasília ou Rio de Janeiro (EPE), com critérios só conhecidos pela equipe envolvida.

É necessária uma maior autonomia, em termos de planejamento energético, em nível estadual. Para empreendimentos que não envolvessem outras unidades da federação, Estados como, por exemplo, São Paulo e Paraná - ricos em recursos técnicos, financeiros, científicos e humanos - deveriam ter mais flexibilidade para definir suas políticas energéticas, não ficando a mercê de regras emanadas unicamente por organismos federais.

Em maior ou menor escala, para outros setores - tais como o educacional, cultural, habitacional, transportes, recursos hídricos, meio ambiente, saúde, pesquisa e desenvolvimento, etc. - há políticas de desenvolvimento em âmbito estadual.

Da mesma maneira, no que concerne a, entre outros, os setores de energia elétrica, gás natural, geração com base em biomassa, fontes alternativas, termoeletricidade, geração distribuída, co-geração, os Governos Estaduais e Municipais, além de organismos representativos da sociedade civil, como a EPUSP, FIESP e outros, deveriam se unir para formular um Plano Energético Estadual.

No Estado de São Paulo, isto seria válido, por exemplo, para a geração a partir da cana de açúcar; aproveitamento, transporte e distribuição do gás natural da Bacia de Santos; potencial hidrelétrico estadual remanescente; aquecimento solar de água; termoeletricidade e outros, e, sempre que possível, com a participação da iniciativa privada. Ou seja, sem afrontar o princípio federativo da União, os Estados deveriam

ter maior autonomia, no âmbito de seus territórios, para desenvolver políticas de desenvolvimento energético sustentável.

*b) Efetivação do Papel Previsto para o CNPE*

No âmbito do CNPE é necessária uma maior agilidade nas decisões sobre Angra III e sobre os chamados projetos estruturantes como a UHE Belo Monte e os aproveitamentos hidrelétricos nos Rios Madeira e Xingu.

No que concerne à Usina Termonuclear de Angra III recomenda-se a retomada de sua construção, pelas seguintes razões, entre outras:

- O risco tecnológico em termos de construção da usina é mínimo, pois Angra III é praticamente uma cópia de Angra II, além de localizada no mesmo sítio; desta forma Angra II funcionaria como uma “maquete” na escala 1:1, reduzindo significativamente os riscos construtivos;
- Existem hoje já comprados e estocados no Brasil e no exterior cerca de US\$ 700 milhões em equipamentos já comprados. Da mesma maneira, o País vem gastando, de forma sistemática, anualmente US\$ 20 milhões para manter (condicionar) esses equipamentos, o que seria uma incoerência ou demonstração de desperdício de recursos públicos, já que estes foram mantidos visando o seu uso futuro;
- Entre todas as opções de energia termoelétrica disponíveis é a nuclear a que menos agride o meio ambiente;
- As preocupações de ordem ambiental, principalmente quanto à estocagem final dos rejeitos radioativos, são pertinentes, porém são questões para as quais obrigatoriamente o País deverá apresentar uma solução integrada, face aos rejeitos que já se acumulam devidos a Angra I e Angra II.

Há, ainda, no âmbito do CNPE, falta de definição quanto à evolução da Matriz Energética e quanto à política energética do País. Não há uma diretriz para o futuro: o que somos e o que queremos ser em termos energéticos <sup>(3)</sup>.

*c) Integração entre o MME e o MMA*

Em termos de ações entre diversos setores o mais crítico é entre o Setor Elétrico e a Área de Meio Ambiente que não falam a mesma linguagem. A legislação sobre meio ambiente é ampla, confusa e as decisões são aleatórias, passionais, ilógicas e imprevisíveis, acarretando riscos inibidores de investimentos futuros em geração.

No item 6.6 “O Impacto das Questões Ambientais sobre a Oferta de Energia Elétrica” deste Capítulo 6 são propostas ações mais específicas neste campo.

*d) Estabilização da Legislação sob Constantes Mutações*

Um outro aspecto a ser citado é o da legislação do Setor Elétrico que vive em constante mutação. Modelos Institucionais se sucedem. Leis, Decretos, Medidas Provisórias, Portarias e Resoluções são promulgadas com velocidade incrível, confundindo e assustando empreendedores e investidores.

Mudanças causadas pela legislação ambiental e de uso múltiplo da água, revisão de valores nominais de capacidade de produção, garantias contratuais vagas e amplas, novos encargos e impostos (ou variações sobre os existentes), pendências jurídicas, criação e extinção de órgãos e instituições, regras de leilões definidas na última hora são, entre outros, fatores que criam instabilidade para tomadas de decisão.

---

<sup>3</sup> Como falou Alain Belda (brasileiro, nascido no Marrocos, Presidente Mundial da ALCOA, maior produtor mundial de alumínio primário), por ocasião do Fórum Econômico Mundial em Davos, Suíça: “A China decide o que fazer nos dez anos à frente. E faz. No Brasil, há um monte de economistas debatendo porque não dá para fazer” (Entrevista a ROSSI, C., publicada na Folha de São Paulo em 28.01.2006).

Mister se faz, portanto, implementar uma legislação que se caracterize por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que propicie o investimento, contemplando, simultaneamente, o interesse do consumidor.

*e) Implementação do Plano Diretor para o Gás Natural*

A Política Energética Nacional para o gás natural tem por objetivo incrementar a sua utilização em bases econômicas, mediante a expansão da produção e da infraestrutura de transporte e armazenamento existente, garantir uma adequada proteção aos usuários e ao meio ambiente e promover um mercado competitivo, sem discriminação entre as empresas que nela atuam.

Neste sentido, um importantíssimo passo está sendo tomado através do Projeto de Lei do Senado 226/2005, de autoria do Senador Rodolpho Tourinho Neto.

Segundo TOURINHO NETO (2005), este Projeto de Lei é de fundamental importância para o desenvolvimento da economia nacional e objetiva estabelecer um regime legal mais adequado para a indústria do gás natural, cujas atividades não foram tratadas, com o devido detalhamento na Lei 9.478, de 06.08.1997, a chamada Lei do Petróleo.

A Lei do Petróleo tornou-se, ao longo do tempo, instrumento legal insuficiente para desenvolver a indústria do gás natural e inadequado para o exercício de algumas de suas atividades, sobretudo aquelas sujeitas aos chamados monopólios naturais, como o transporte por gasodutos, cujos regimes estão a necessitar de urgente revisão que elimine conflitos imprevistos e que permita uma maior concorrência na comercialização do produto. Entre vários outros tópicos, o Projeto de Lei do Gás propõem a criação do ONGAS – Operados Nacional do Transporte do Gás Natural.

A ausência de um marco legal adequado para o gás natural tem inibido investimentos na indústria e agravado a concentração do mercado na empresa estatal, na contração da flexibilização do monopólio pretendida pela Constituição. Apesar da abertura



do setor, a PETROBRAS continua responsável pela produção de 95% do gás natural nacional e pela comercialização de quase 90% do gás importado. No segmento de transporte por gasodutos, a estatal é proprietária da totalidade da rede operada pela TRANSPETRO, sua subsidiária integral, detendo, ainda, o controle da TBG (operadora do gasoduto Bolívia-Brasil) e participação relevante na TSB (operadora do gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre). A PETROBRAS participa, ainda, em 25 concessionárias estaduais de distribuição de gás canalizado, além de possuir interesses na geração termelétrica e na petroquímica.

Tal concentração, pelo ônus que impõe ao Estado em um cenário de crescente escassez de recursos públicos, poderá impedir que o país venha a usufruir, plenamente, os benefícios ambientais e econômicos decorrentes do uso do gás natural, que hoje ainda representa insignificantes 8% da matriz energética nacional, contra a média mundial de 24%.

Por se tratar de indústria onde algumas atividades não são naturalmente competitivas, a intervenção do Estado é necessária para assegurar uma concorrência saudável entre os agentes e uma adequada proteção aos direitos dos consumidores, em face dos princípios consagrados no art. 170, incisos IV e V, da Constituição Federal. Assim, sem prejuízo no disposto na Lei do Petróleo, o novo modelo legal para a indústria do gás natural deverá ainda:

- Promover o investimento, criando um ambiente atrativo para a expansão das atividades de exploração, produção, transporte e armazenagem;
- Aperfeiçoar a regulação de determinadas atividades, estabelecendo regimes transparentes que previnam o exercício do poder de monopólio, que impeçam práticas anticompetitivas e que garantam a utilização da infra-estrutura existente, mediante tarifas justas e adequadas;
- Promover a concorrência nos setores de distribuição e comercialização, ampliando a oferta de gás natural aos diversos segmentos consumidores,

sobretudo indústrias e unidades geradoras de energia elétrica.

Não bastassem essas justificativas estruturais, não se pode olvidar que, conjuntamente, o País passa por uma grave ameaça de desabastecimento desse energético. Duas são as causas conjunturais para essa ameaça: a falta de infraestrutura de gasodutos, principalmente para o Nordeste, e a crise da Bolívia.

A Região Nordeste já é, hoje, dependente do gás natural porque esgotou toda a capacidade de geração de energia hidroelétrica do seu único rio, o São Francisco. Dependente porque não tem mais como importar, no curto-médio prazo, energia por linhas de transmissão, quer do Norte, quer do Sudeste, a menos que outros empreendimentos hidroelétricos de porte venham a ser construídos. No horizonte de 5 anos, é impossível que isso aconteça: desde 2003 não foi dada concessão nova alguma pela ANEEL para construção de novas hidroelétricas. A curto-médio prazo, a solução é o gás natural, e sem ele, segundo TOURINHO NETO (2005), faltará energia no Nordeste, mesmo que as demais Regiões estejam em situação normal.

A esse prognóstico preocupante para o Nordeste, soma-se a crise institucional boliviana, que tem potencial para afetar todo o País, mas sobretudo a região Nordeste. Convém lembrar que os atuais acontecimentos são frutos da exigência de setores radicais para que se aumentasse a tributação sobre aqueles produtos de 18% para 50%, o que afinal foi aprovado pelo congresso boliviano. O agravamento vem, agora, pelas exigências de desapropriação das multinacionais, entre elas a PETROBRAS, a britânica BP, e a REPSOL.

Há uma ameaça real de aumento do preço do gás no Brasil, e mesmo de desabastecimento, por força da potencial paralisação da produção advogada por movimentos sociais que contestam o marco regulatório estabelecido naquele País. Urge, portanto, criar condições para que a indústria de gás natural se desenvolva no Brasil, inclusive com a participação de investidores que venham a deixar a Bolívia.

Segundo TOURINHO NETO (2005), é da maior relevância que o marco regulatório

do gás seja separado do de petróleo, tratando específica e unicamente das suas questões. O objetivo é criar condições para esses novos investimentos que serão necessários.

Somente agora se cogita uma mudança na política nacional para o gás natural, com vistas a acelerar o desenvolvimento do campo de Mexilhão, na Bacia de Santos. O MME está empenhado em antecipar para 2008 a entrada em operação do campo de Mexilhão, inicialmente previsto para 2010. Mas o atendimento dessa meta só será alcançado com esforço de guerra. O Projeto de Lei do Senado 226/2005, se aprovado, terá o condão de apoiar esse esforço pela auto-suficiência no abastecimento de gás natural em todas as regiões do País, em futuro próximo, porque dará aos potenciais investidores a segurança regulatória de que necessitam para investirem no longo-prazo.

Adicionalmente, é urgente formular um Plano Diretor para o Gás Natural, coordenado com o Setor Elétrico, tendo em vista, entre outros, ir eliminando os contratos tipo *take or pay*, que se chocam com aos critérios de otimização da operação energética, frustrando a vocação natural das UTEs de atuarem como complementação térmica em um sistema predominantemente hidrelétrico.

*f) Transparência do Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico - CMSE*

O Artigo 14 da Lei 10.848, de 15.03.2004, estabeleceu as regras do modelo em vigor para o Setor Elétrico e autorizou a constituição do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. A função do CMSE, definida na Lei, é a de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético nacional.

Segundo SALES (2005), Presidente da CBIEE, é importante ressaltar que os recentes números oficiais que afirmam “terem sido investidos R\$ 13 bilhões em geração de energia desde 2003” são frutos de decisões tomadas até 2002 e que só agora se concretizam. Todas as usinas inauguradas de janeiro de 2003 até hoje fazem parte de

um estoque herdado de projetos iniciados no modelo anterior. “A César o que é de César”.

O descompasso entre a data de tomada de decisão de investimento e a real efetivação do projeto é um fator preocupante. Num sistema que prevê alternância de poder, políticas energéticas concebidas pelos governantes de hoje premiam ou castigam seus sucessores. Políticas energéticas ineficientes deixam aos próximos governantes o ônus de explicar à sociedade porque há falta de energia ou porque ela ficou tão cara.

A negação em aceitar que o País tem um problema reforça a preocupação das forças vivas do Setor Elétrico. Uma hidrelétrica requer pelo menos seis anos para ser projetada e construída, se respeitados os mais altos padrões de eficiência. Como o início mais otimista desses projetos será em 2006, somente poder-se-á contar com essas usinas em 2012. Conclusão: inevitavelmente, necessitar-se-á de termelétricas.

No entanto, as usinas termelétricas mais alinhadas ao tão caro princípio da modicidade tarifária, as térmicas a gás natural, não possuem hoje lastro suficiente para despacho por falta de combustível. Os esforços de conversão do parque termelétrico da PETROBRAS para a queima de óleo diesel já são indícios claros do plano de contingência que está sendo posto em ação.

Portanto, há razões de sobra para a apreensão. Se em 2009 não faltar energia, ela será entregue a preços muito maiores que aqueles possíveis se os projetos mais eficientes tivessem sido iniciados em tempo.

Para atenuar este quadro é necessário dar transparência às premissas usadas pelo CMSE. Isso diminuiria a apreensão derivada da análise de mercado e permitiria a investidores e consumidores construir análises com menor grau de incerteza.

Um subproduto mais interessante ainda seria a possibilidade de usar as experiências e conhecimentos dos agentes privados para acelerar os projetos e diminuir os custos,

em um diálogo para viabilizar as parcerias entre estatais e privados.

Construindo o argumento de outra forma: qual seria a razão para não divulgar as atas do CMSE? O próprio COPOM – Comitê de Política Monetária, que é responsável por um universo de decisões maior e mais complexo, dá um exemplo de transparência e divulga suas atas na semana posterior às reuniões mensais. O mercado já incorporou essa prática e com isso o Ministério da Fazenda tem estabelecido um padrão que precisa ser seguido por outras áreas.

Na falta de cenários oficiais, o mercado permanecerá construindo seus próprios cenários e chegará às suas próprias conclusões. A cada análise feita pelo mercado, o Governo reage procurando desqualificar ou as fontes ou as análises, o que não resolve a questão. Essa postura de negação apenas reforça a tese de que o problema realmente existe. É necessário comparar cenários e discutir o mérito das questões!

Ninguém tem interesse numa crise de energia. O País precisa contar com investimentos privados no Setor Elétrico para, no mínimo, 60% de sua necessidade de crescimento. Um ambiente de cenários oficiais não claros produz, pelo menos, uma de duas conseqüências negativas: o desestímulo ao novo investimento ou a energia mais cara por força da incorporação da percepção de risco na taxa de desconto dos novos projetos.

Se o objetivo do CMSE é dar “continuidade e segurança ao abastecimento eletroenergético”, tal falta de transparência não acaba sendo a própria negação da existência do CMSE?

## **6.2.2 A EPE e o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro**

### **6.2.2.1 Análise e Diagnóstico**

Em maio de 1999, as atribuições do antigo GCPS, que concentrava o conhecimento do Setor Elétrico neste campo, foram formalmente transferidas para o Comitê

Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, subordinado à Secretaria de Energia do MME. No entanto, nem a Secretaria nem o CCPE estavam aparelhados em termos técnicos e humanos para exercerem plenamente estas funções. Nos primórdios do CCPE, a ELETROBRÁS – que anteriormente exercia com competência e tirocínio a coordenação do planejamento da expansão – manteve essa atribuição, apoiando com sucesso a Secretaria neste assunto. Entretanto, Portaria posterior do MME, de agosto de 2000, tirou da ELETROBRÁS esta atribuição, esfacelando-se totalmente o planejamento no âmbito do MME/SEM que não contava com recursos humanos e técnicos para tal.

No que concerne a petróleo e gás, a PETROBRAS faz o seu planejamento estratégico em termos empresariais, como sói ser, mas sem se debruçar sobre aspectos de política energética global do País.

Em termos gerais, não há um planejamento que considere os insumos energéticos como um todo. De tanto em tanto, o MME (ou o seu preposto, a EPE) gera Balanços Energéticos Nacionais – BEN e Matrizes Energéticas. Mas não são geradas diretrizes que estabeleçamde onde estamos e onde queremos chegar em termos de estratégia energética.

Mais recentemente, no bojo do Atual Marco Institucional do Setor Elétrico, através da Lei 10.847, de 15.03.2004, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, subordinada diretamente ao MME. As atribuições da EPE, como citado no item 2.4 desta Tese, são muito abrangentes, cabendo-lhe, agora, cobrir a lacuna existente em termos de planejamento da expansão, abarcando não somente o Setor Elétrico, mas o Setor Energético como um todo.

#### 6.2.2.2 Proposta de Ações

Devido à sua criação recente, pode-se notar que há grande dificuldade da EPE em cumprir toda a gama de suas atribuições. Talvez com o tempo isto possa ser sanado.

Mas, o que é ainda mais grave, é que a EPE já nasce com um vício de origem: o centralismo e a falta de clareza e transparência de seus estudos e objetivos.

Quando o planejamento de expansão do Setor Elétrico era realizado no âmbito do GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS, as empresas elétricas participavam da discussão e da formulação dos Planos de Expansão. Hoje, na EPE, só os que lá estão conhecem os critérios e premissas dos estudos. Qual a consequência disto? O afugentamento dos investidores.

Exemplo bastante recente é o da definição dos valores de referência para o leilão de energia nova realizado em 16.12.2005. Ao conhecer os valores calculados pela EPE (como, por exemplo, o Custo Marginal de Referência de R\$ 116,00/MWh para as hidrelétricas novas), grandes potenciais investidores, tais como a CPFL, CBA, CVRD e Energias do Brasil, desistiram de participar, resultando em um leilão “chapa branca”, com todos os riscos de desabastecimento decorrentes. Há uma falta de clareza nos procedimentos adotados pelo MME <sup>(4)</sup>.

### **6.2.3 A ANEEL e a Falta de Independência das Agências Reguladoras**

#### **6.2.3.1 Análise e Diagnóstico**

Um outro aspecto que deve ser mencionado é a falta de independência das Agências Reguladoras, afetando especificamente a ANEEL.

---

<sup>4</sup> Agência Canal Energia, em 15.12.2005: “Na avaliação de Adriano Pires, Diretor do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura, desde o primeiro leilão de energia existente, há inúmeros questionamentos sobre a pouca transparência do Governo: “Você não sabe o que vai acontecer, somente a equipe envolvida no processo. A falta de clareza do Governo abriu margem para esse tipo de situação”, disse Pires, lembrando que nem a demanda necessária para os próximos anos, dado importante para o planejamento do Setor, o mercado tem acesso.”

Em todo o processo de transição para o novo ambiente, a ANEEL enfatizou os aspectos tarifários, com preocupação de evitar o aumento de tarifas para o consumidor, no curto prazo. Entretanto, sua atuação é essencial para que os investimentos públicos e privados ocorram no momento adequado, cabendo-lhe atentar para o equilíbrio entre a oferta e a demanda. Sob este aspecto, é fundamental a existência de um arcabouço regulatório adequado e estável, condição básica para que os investidores implementem as obras necessárias para a expansão do Setor Elétrico.

A legislação não se caracteriza por regras estáveis, claras e concisas de forma a criar um ambiente de credibilidade que propicie o investimento contemplando, simultaneamente, o interesse do consumidor.

Por outro lado, o Projeto de Lei 3.337/2004 reduz a autonomia das agências reguladoras, instituindo a obrigatoriedade de contrato de gestão entre órgãos reguladores e ministérios. Ao vincular metas e liberação de recursos, cria o contingenciamento orçamentário prévio (que já atinge o montante de 50%), o que significa controle do Governo sobre as agências.

#### 6.2.3.2 Proposta de Ações

Em verdade, é o Congresso Nacional, e não o MME, o legítimo espaço democrático para que a sociedade exerça o controle sobre as agências reguladoras. É, pois, imprescindível manter a independência da ANEEL.

### **6.2.4 O ONS e o Planejamento e a Programação da Operação Energética**

#### 6.2.4.1 Análise e Diagnóstico

Outro ponto a ser citado é a necessidade de uma maior participação de todos os envolvidos no processo de elaboração e implementação das diversas etapas de planejamento e programação da operação. Os estudos e decisões são efetuados



dentro do ambiente do ONS, mas a participação dos agentes de geração, transmissão e distribuição, muitas vezes, não é expressiva.

#### 6.2.4.2 Proposta de Ações

Similarmente ao que já ocorre com os agentes de geração, transmissão e distribuição, o ONS também deveria investir pelo menos 1% de sua ROL (Receita Operacional Líquida) em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, aprovados pela ANEEL, e, entre outras ações, desenvolver novos modelos mais eficientes, transparentes e amigáveis.

### **6.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, CO-GERAÇÃO E CONEXÃO AO SIN**

#### **6.3.1 Geração Distribuída**

##### 6.3.1.1 Análise e Diagnóstico

Um outro recurso que não tem sido levado em devida consideração no planejamento da expansão e na operação energética é a geração distribuída, além da co-geração.

As soluções que vêm sendo adotadas e consideradas para o atendimento das necessidades de energia elétrica baseiam-se predominantemente na Geração Central (GC), ou seja, na construção de unidades de grande porte associadas a longos sistemas de transmissão. Conseqüentemente, exclui-se ou minimiza-se, a priori, a Geração Distribuída (GD) na qual a energia elétrica é gerada junta ou próxima ao consumidor, de forma competitiva, independentemente da sua potência, propriedade ou fonte, usando tecnologias de elevada eficiência, notadamente a co-geração, sendo que esta última, em muitos países, chega a responder por mais de 20% da geração elétrica. Observe-se que, como a GD envolve diversas fontes de energia, ajustadas às condições locais, o tema, em grande parte dos casos, é tratado dispersamente ou, então, é dirigido para determinadas tecnologias ou para fontes específicas.

Como a GD localiza-se, por definição, próxima das cargas elétricas, suas unidades geradoras, além de suprir a energia localmente, possuem condições próprias para desempenhar um papel importante para o conjunto do Sistema Interligado Nacional, até quando paradas (caso dos geradores de emergência, por exemplo), pois aumentam as reservas de potência junto a essas cargas; por conseguinte, reduzem os riscos de instabilidade e aumentam a confiabilidade do suprimento. Na medida em que somente alguns segmentos da economia detêm a capacidade de produzir energia elétrica de forma competitiva, parte significativa dos consumidores continuará dependendo da GC; portanto, pode-se afirmar que a GD não compete e, sim, complementa e melhora o sistema baseado na GC, tanto o existente como o futuro.

Em um sistema no qual participa a GD há uma importante troca de benefício entre ela e a GC: cada uma pode dar *back up* à outra: a GC, por suas condições específicas, pode cobrir desligamentos emergenciais ou programados das unidades descentralizadas, fornecendo apoio à GD; aditivamente, como já citado, a GD tem condições, também, para injetar, quando possível e/ou desejável pelo sistema, energia excedente, a custos baixos, na rede de distribuição.

Ademais, na medida em que aumenta e diversifica-se a GD na rede, melhoras substanciais na qualidade e na estabilidade do sistema são auferidas, com efeitos significativos sobre os índices e sobre a curva de carga, preservando o suprimento elétrico em um patamar estável.

Outrossim, importa comentar que, na abordagem atual em que se baseia o planejamento do Setor Elétrico brasileiro, a malha de transmissão, montada sob a égide do monopólio, regula-se de forma a manter uma remuneração garantida para o investidor e é naturalmente desenvolvida segundo uma filosofia de otimizar o uso dos recursos físicos instalados e projetados para o sistema. O investimento em linhas de transmissão ocorre independentemente da efetiva energia demandada ou ofertada e sua expansão planeja-se sob a ótica da GC. Como os custos da GD possuem tendência decrescente, o SIN caminha para uma situação em que, diante de um custo extremamente elevado de transmissão, a GD representará cada vez mais uma solução

aplicável. Neste contexto, urge entender este processo e facilitar e incentivar a imediata inserção da GD no modelo brasileiro.

Embora a GC tenha dominado a produção elétrica em razão das economias de escala, economias estas que compensavam a construção de complexos sistemas de interligação, a GD sempre foi usada para aumentar a eficiência de certos processos produtivos quanto à sua segurança e/ou para atender sistemas isolados.

As tecnologias advindas e incorporadas à GD e a possibilidade de sua utilização integrada ao sistema elétrico aperfeiçoaram-se após as crises de petróleo, viabilizando formas eficientes de geração, desde as PCHs até as de emprego de resíduos dos processos industriais; estas tecnologias, hoje, acham-se disponíveis em quantidades apreciáveis e detentoras de preços decrescentes. Este fato relevar-se-á com o aparecimento e o desenvolvimento da oferta de gás canalizado ou distribuído por liquefação (onde esta última modalidade se tornar mais econômica) fato este que facilitará o uso da co-geração, a maneira mais eficiente de aproveitar a energia deste combustível.

A GD no Brasil poderá ter um crescimento gradativo, como resposta natural à correção das estruturas tarifárias, à maior capilaridade da distribuição de gás e, no caso específico do setor sucro-alcooleiro, à necessidade de modernização dos sistemas de vapor das usinas produtoras de açúcar e de álcool, usinas estas construídas há cerca de duas décadas, em face do PROALCOOL. Acrescente-se que, após a crise de 2001, os consumidores passaram a ter uma consciência mais aguda e estão mais informados sobre suas necessidades de energia e, como resultado, adquiriram uma atitude pró-ativa na questão energética, com clara focalização na GD. Deve-se ter em mente que o potencial da GD é elevado e a rapidez de seu desenvolvimento torna-la-á capaz de desempenhar um papel transiente extremamente importante.

Não há, hoje, restrições técnicas ou legais à GD interligada ao sistema. Uma das barreiras à sua utilização e expansão é, de fato, de natureza cultural, materializando-

se em posturas e em normas convencionais e restritivas: trabalhar com este cenário exige, na prática, alterar um paradigma em um País onde a expansão da oferta empregando o modelo de GC representou uma história de sucesso. Interessante frisar, para exemplificar este fato, que, em um passado relativamente recente, esta postura levou diversas concessionárias a um programa de desativação de PCHs, embora parte expressiva delas estivesse em plena operação econômica.

Há, entretanto, outras barreiras de cunho econômico. Hoje, um cenário exclusivamente baseado em GC, visando cobrir a expansão do consumo e construído com capitais privados, configura-se pouco provável. Sua implantação, com recursos e garantias públicas, só se viabilizaria se o Setor voltasse a contar, na demaragem, com as mesmas condições especiais existentes no passado, nos anos 60/70: créditos do Banco Mundial, fortes investimentos diretos dos Estados e mecanismos tarifários e fiscais muito mais favoráveis que os atualmente vigentes. Ademais, as contingências atuais valorizam prioritariamente o superávit fiscal, com redução drástica da capacidade de investir dos Governos, e há uma exacerbação da demanda de investimentos sociais em áreas nas quais sempre houve um sub-investimento crônico, como em saneamento, na educação básica, na saúde pública e na segurança pública.

Um cenário englobando as duas alternativas, com ênfase crescente na GD, parece ser uma forma mais eficaz para atender a nova demanda de energia elétrica, em bases atraentes para a iniciativa privada. Nele, a equação financeira alavanca-se pela entrada maciça de novos atores, atendendo-se esta demanda de maneira mais ajustada ao seu crescimento e reduzindo-se os investimentos ociosos. Adite-se o fato de que a redução de perdas técnicas nos sistemas de transmissão e de distribuição aumentaria em 10 a 15% a disponibilidade de energia.

O desenvolvimento da GD harmonicamente efetivada em consonância com a expansão da GC será, indubitavelmente, mais rápido e efetivo se o Governo Federal e os reguladores considerarem esta harmonia como um cenário natural e trabalharem com normas e diretrizes que não a pressuponham inexistente. Poderia, assim, o

Governo contribuir para que as empresas com capacidade de produzir energia própria percebam a GD como uma oportunidade para si e para o SIN, reunindo as condições que propiciem a ocorrência de um novo negócio. As economias nas malhas de transmissão, a redução das perdas, o aumento da eficiência no uso da energia vão ampliar as alternativas de geração elétrica, além de criar mais empregos por kWh que as soluções baseadas na GC são capazes de gerar.

#### 6.3.1.2 Proposta de Ações

Com a aprovação e conseqüente divulgação da Lei 10.848, de 16.03.2004, a GD, antes ignorada pela legislação setorial, passou a integrar o contexto legal regulador das atividades do Setor Elétrico brasileiro. Há de se considerar, contudo, que não basta esta inserção: importa que os conceitos sejam bem entendidos para que, efetivamente, as suas vantagens sejam absorvidas pelos seus diversos agentes operantes, notadamente pelas concessionárias elétricas, a fim de que deixem de vê-la como uma “inimiga” e, sim, passem a considerá-la como de fato ela é: como atividade complementar redutora de investimentos no *grid* nacional, como uma reserva descentralizada, de importância fundamental para a estabilidade e para o aumento da qualidade do fornecimento de energia, e como uma redutora de incertezas quanto ao planejamento da oferta futura de energia no País.

Assim sendo, para a GD sugere-se, resumidamente, que:

- O Governo encare a GD como uma solução desejável para o País;
- Pelos seus aspectos diretos e indiretos, incentive-a mesmo que seja exclusivamente para soluções auto-sustentadas;
- A EPE a considere em seu planejamento;
- Se permita e se favoreça a venda de excedentes exportáveis da GD e da geração

proveniente da PIEs sem licitação, através de um trabalho a se realizar seja pelos comercializadores, seja diretamente pelos próprios empreendedores.

### **6.3.2 Co-Geração**

#### **6.3.2.1 Análise e Diagnóstico**

No que concerne à co-geração, a COGEN-SP – Associação Paulista de Co-Geração de Energia estima, só no Estado de São Paulo, um mercado de 9 mil MW de capacidade instalada até 2020. Deste montante, cerca de 4 mil MW viriam de projetos utilizando o gás natural e o restante com biomassa de cana de açúcar.

A co-geração a gás natural pode possibilitar um consumo de 16 milhões de metros cúbicos por dia. A reserva da Bacia de Santos representa um grande potencial para as empresas do Estado de São Paulo e a construção de 200 km de gasodutos viabilizaria a distribuição de gás para toda a região. Cerca de 2.800 MW em projetos de co-geração necessitam desta infra-estrutura extra de gasodutos.

#### **6.3.2.2 Proposta de Ações**

No que se refere à co-geração, será necessário remover as barreiras culturais e oferecer preços competitivos para o gás e para a venda do excedente de energia elétrica gerada a partir da biomassa, mormente daquela proveniente da cana de açúcar.

Por outro lado, para São Paulo, a chave do desenvolvimento da co-geração é a competitividade de preços, tanto para o combustível como para a malha de distribuição. Assim sendo, a mencionada construção de 200 km de gasoduto da Bacia de Santos até a Grande São Paulo viabilizaria a distribuição de gás para toda a região e a implementação de 2.800 MW em projetos de co-geração tendo o gás natural como combustível. E, como já dito, a co-geração – mormente em ciclo-combinado - se constitui no processo mais eficiente de aproveitamento do gás natural.

### 6.3.3 O Biodiesel

#### 6.3.3.1 Análise e Diagnóstico

Já dizia Rudolf Diesel <sup>(5)</sup>, em 1912: “Atualmente, os combustíveis fósseis são responsáveis pela maior parte da malha energética do setor de transportes. Entretanto, os combustíveis renováveis serão cada vez mais empregados, caminhando-se assim para uma substituição progressiva”.

A utilização energética de óleos vegetais em motores diesel data da época de invenção do próprio motor diesel, tendo sido abandonada na primeira metade do Século XX, com a expansão da indústria petroquímica e a disponibilização no mercado de grande quantidade de derivados de petróleo a preços altamente competitivos. A não renovabilidade e a problemática geopolítica do petróleo, as questões ambientais, a necessidade de diminuir a dependência por parte dos países não produtores de petróleo e a noção da promoção da sustentabilidade local conduziram, sobretudo a partir do final da década de 80, a uma retomada do interesse pela utilização de óleos vegetais como energético.

A inclusão de 12 milhões de brasileiros excluídos dos benefícios da eletrificação, meta central do Programa Luz para Todos, é, em última instância, uma atitude de justiça social, pois permitirá um maior exercício da cidadania para esta parcela da população.

O suprimento energético é um insumo fundamental para o desenvolvimento e para a melhoria das condições de vida, quando aliado a programas de ampliação de atendimento educativo, de melhoria de atendimento à saúde, de beneficiamentos da produção local, da inserção digital, e das atividades de lazer e entretenimento.

---

<sup>5</sup> OLIVERIO, J.L. (Dedini S/A Indústrias de Base) **Implantação de Usinas de Biodiesel** (Conferência proferida no Seminário FIESP: Programa de Biodiesel – Entraves Existentes para sua Consecução, em 04.04.2005).

A universalização do atendimento, porém, impõe um importante desafio, na medida que grande parte destas comunidades não atendidas se localiza na Região Amazônica, onde o padrão de ocupação acarreta atendimento por sistemas isolados e onde o transporte do óleo diesel torna oneroso o esforço de eletrificação pelo sistema convencional. Este desafio consiste em encontrar um sistema alternativo de eletrificação que utilize o motor convencional do ciclo diesel (muitas vezes existentes na localidade, mas fora de operação devido ao custo para levar o óleo diesel até lá) e que tenha como combustíveis óleos vegetais produzidos na própria comunidade.

No Anexo A desta Tese é detalhado um “Estudo de Caso” referente a um Projeto de P&D para atendimento sustentável a comunidade isolada no Pará a partir da geração de energia elétrica utilizando óleos vegetais da Amazônia e através da adaptação de motores diesel existentes.

Ampliando a ação dessas iniciativas isoladas, em 06.12.2004, foi oficializado pelo Governo Federal o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel – PNPB.

É incontestável a potencialidade do Brasil na produção de biocombustível (além da flora diversificada, o Brasil conta com cerca de 22% da área de expansão agrícola do mundo), mas é preciso ajustar algumas questões para que o processo de inserção do produto no cotidiano dos brasileiros aconteça de forma sustentável e competitiva.

Por sua vez, como visto no item 2.8 desta Tese, a Lei 11.097/2005 estabeleceu percentuais mínimos da mistura do biodiesel ao diesel e o respectivo cronograma.

Os ganhos econômicos e sociais de produzir biodiesel no Brasil são incontestes:

- Fortalecimento do Agronegócio;
- Desenvolvimento regional sustentado;



- Geração de emprego e renda (diretos e indiretos), inclusive no campo;
- Melhoria da qualidade do ar;
- Melhoria da saúde pública;
- Redução dos gastos com saúde;
- Redução das emissões de CO<sub>2</sub> e do efeito estufa;
- Redução de gastos com importação de petróleo destinados à produção de diesel (US\$ 2,4 bilhões em 2004);
- Redução da dependência do diesel importado (US\$ 830 milhões em 2004);
- Substituição de combustível fóssil por renovável.

Soja, sebo, algodão, palma (ou dendê), babaçu, mamona, girassol, nabo forrageiro, canola e amendoim são as principais matérias-primas brasileiras que podem produzir biocombustíveis. No entanto, cada uma delas tem uma especificação química diferente, o que precisa ser estudado objetivando um padrão. Como tais produtos se encontram em diferentes áreas do País, o desenvolvimento do PNPB está sendo encarado como uma oportunidade de geração de emprego e de renda no campo. Para tal, mister se faz estruturar e organizar a produção agrícola em pequena escala e prover assistência técnica adequada. Adicionalmente, para atingir os patamares previstos na Lei 11.097/2005 é necessário uma infraestrutura industrial e logística que serviria de apoio aos pequenos produtores.

#### 6.3.3.2 Proposta de Ações

É preciso implementar uma política fiscal de incentivo à produção e uso do biodiesel

– compatível com sua condição de combustível renovável – equacionando sua viabilidade econômica e adequando a legislação à natureza do negócio. O Brasil está em posição privilegiada, podendo tornar-se o maior fornecedor do produto no mundo.

Segundo o mencionado Projeto de Lei de Conversão 2/05, em um primeiro momento, a produção de biodiesel a partir de palma e mamona receberão incentivos.

São fundamentais, também, intensas pesquisas no processo de produção de biodiesel a partir das principais matérias primas brasileiras: soja, sebo, algodão, palma (ou dendê), babaçu, mamona, girassol, nabo forrageiro, canola, madeiras resinosas, caroço de uva e amendoim.

Além disso, dois pontos fundamentais em termos de P&D devem ser abordados. Um deles relacionado com a caracterização do perfil de emissões decorrentes da combustão do biodiesel e outro associado à investigação da estabilidade do biodiesel frente a processos de rancidez oxidativa (estabilidade à oxidação). Estes dados serão fundamentais para a comprovação da competitividade técnica do biodiesel e servirão como alicerces para futuras decisões quanto à viabilidade do processo para aplicações no Setor Elétrico. Deverão ser feitas, também:

- A definição das especificações nacionais do produto;
- O desenvolvimento de métodos analíticos para a certificação e o controle da qualidade;
- O monitoramento das emissões no que se refere à presença de espécies orgânicas voláteis e a validação de produtos e processos.

### **6.3.4 O PROINFA e Sua Interação com o Sistema Elétrico Brasileiro**

#### 6.3.4.1 Análise e Diagnóstico

A atual capacidade de oferta energética do SIN é predominantemente hidrelétrica, com uma participação de cerca de 87% em relação a todas as fontes de geração. No ano de 2003, a produção determinada pelo processo de despacho a menor custo, conduzida pelo ONS, foi da ordem de 92% hidrelétrica. No entanto, embora a predominância da hidroeletricidade deva se manter, ao se examinar o último Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia, observa-se a consideração das energias alternativas renováveis, o que é reafirmado no atual Modelo do Setor Elétrico, elaborado pelo MME e aprovado pelo Congresso Nacional.

Neste cenário, o Governo Federal lançou a primeira fase do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA, amparado pela Lei 10.438, de 26.04.2002, e conforme Portaria 45, de 30.03.2004, do MME. O objetivo deste Programa é buscar aumentar a participação de energias renováveis e de baixo impacto ambiental na matriz energética brasileira.

Como os investimentos por kW associados a estas tecnologias são, por enquanto, em todo o mundo, substancialmente maiores, o fomento à sua implantação é garantido por contratação de toda a energia produzida, observadas as seguintes condições:

- Limite de 1.100 MW, por 20 anos, para cada uma das três tecnologias: biomassa, PCHs e eólicas;
- Preços fixos com especiais condições de financiamento;
- Exigência de habilitação técnica, jurídica, fiscal e econômica-financeira; e,
- Seleção dos projetos observando a Licença Ambiental de Instalação (LI) mais

antiga e respeitando limites de regionalização.

Após sucessivas fases de habilitação conduzidas pela ELETROBRÁS, a meta atual do PROINFA é instalar, até 31.12.2006, 3.300 MW provenientes de projetos de pequenas centrais hidrelétricas (1.266 MW), biomassa (655 MW) e eólica (1.379 MW).

A geração de energia elétrica decorrente dos projetos do PROINFA poderá ainda se beneficiar com a venda de créditos de carbono no mercado internacional. Em reunião recente da ONU, o PROINFA foi considerado elegível para venda de créditos no Mecanismo para Desenvolvimento Limpo. Destaca-se que, embora o programa seja mandatário, já que a compra de energia é obrigatória, a ONU considerou o PROINFA válido para redução da emissão de gases.

A geração contratada pelo PROINFA deve evitar a emissão de 2,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para a atmosfera por ano, segundo estimativas da UNICAFS.

#### 6.3.4.2 Proposta de Ações

Face ao descrito acima, é imprescindível manter e ampliar o PROINFA.

### **6.3.5 Conexão da Geração Distribuída ao SIN**

#### 6.3.5.1 Análise e Diagnóstico

Os Procedimentos de Rede são documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos Agentes e homologados pela ANEEL, os quais estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SIN, bem como as responsabilidades do ONS e de todos os Agentes de Operação.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;
- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de transmissão – CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão.

A integração das centrais de Geração Distribuída às redes, tanto no que concerne ao ONS (no caso da Rede Básica) como às distribuidoras, exige os seguintes passos:

- Avaliação preliminar individual por projeto, com a identificação do ponto de conexão e da potência de cada empreendimento;
- Emissão de pareceres de acessos conclusivos, com avaliação simultânea dos projetos, formas de conectá-los às redes e a definição dos conseqüentes reforços necessários;
- Contratação do uso das redes de transmissão ou de distribuição, junto ao ONS ou às distribuidoras, para permitir o transporte da energia aos centros de consumo;
- Elaboração de estudos complementares e pré-operacionais;
- Liberação para operação.

Assim, no que concerne à sua conexão ao SIN, segundo o ONS, a diversidade de tecnologias de produção é desejável - tanto para mitigar a volatilidade da oferta hidráulica observada nos últimos 72 anos, como pela sua dispersão geográfica - pois

agrega segurança e pode postergar investimentos em transporte de energia. Pondera, entretanto, o ONS que, neste contexto, devem ser ressaltados alguns aspectos menos desejáveis, mormente para a geração eólica face às suas peculiaridades:

- Aleatoriedade da oferta de energia;
- Reduzido Fator de Capacidade;
- Sazonalidade;
- Localização remota em relação às redes elétricas;
- Tamanhos muito variados (4 a 200 MW);
- Controlabilidade complexa, exigindo procedimentos técnicos pré-estabelecidos e uso de tecnologias avançadas, o que onera o custo do empreendimento.

Entretanto, mesmo com todas as dificuldades que possam vir a serem identificadas para a integração das centrais no PROINFA ao SIN, incontestável é o benefício de um programa deste porte por sua característica de Geração Distribuída e pela agregação ao País de fontes de energia ambientalmente adequadas.

#### 6.3.5.2 .Proposta de Ações

No que concerne à Rede Básica, apesar das dificuldades, já há uma experiência acumulada no ONS e há Procedimentos de Rede específicos que estão sendo cumpridos.

## 6.4 INTEGRAÇÃO REGIONAL

### 6.4.1 Análise e Diagnóstico

A integração energética com países vizinhos se constitui em um recurso de oferta muito pouco explorado. Com exceção de Itaipu, os intercâmbios de energia elétrica ainda são incipientes face ao potencial existente. Há pequenas interligações com a Argentina e o Uruguai.

Além dessas, há uma importante interligação elétrica entre a UHE Guri, na Colômbia, e a cidade de Boa Vista, resolvendo assim um problema crônico de atendimento à citada capital do Estado de Roraima, anteriormente abastecida por precárias usinas dieselétricas.

Sem dúvida, a diversidade de frequências se constitui em um óbice a essa desejável integração. Mas, por um lado, há soluções de mais longo prazo (e, portanto, no âmbito do planejamento da expansão), como, por exemplo, a construção da UHE Garabi (1.800 MW), no trecho limítrofe do Rio Uruguai entre o Brasil e a Argentina, gerando em 50 e 60 Hz, sendo que a mesma supriria metade das necessidades do Estado do Rio Grande do Sul. Já no curto prazo, através de estações conversoras *back-to-back*, poder-se-ia incrementar as interligações elétricas com os países vizinhos.

No que concerne ao gás natural, merece destaque o gasoduto Bolívia-Brasil, com capacidade de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, bem como o planejado gasoduto da Argentina até Porto Alegre.

### 6.4.2 Proposta de Ações

Como dito, a integração energética regional ainda é incipiente, exigindo entendimentos com os países vizinhos, análise dos balanços energéticos dos mesmos e garantias de cumprimento dos contratos.

## **6.5 PESQUISA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO**

### **6.5.1 Análise e Diagnóstico**

A Lei 9.991, de 24.07.2000, estabeleceu que as empresas detentoras de concessão para serviços de distribuição de energia elétrica são obrigadas a realizar investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e em Eficiência Energética (EE).

As empresas distribuidoras devem aplicar, anualmente, até 31/12/2005, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida (ROL) em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética. O montante acima indicado é distribuído da seguinte forma: 50% devem ser aplicados em Projetos de Eficiência Energética (EE), segundo procedimentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); e 50% em Pesquisa e Desenvolvimento.

Assim sendo, as distribuidoras viram-se obrigadas, por força de lei, a implementar anualmente um Programa de Eficiência Energética e, tanto as distribuidoras, como as transmissoras e as geradoras, um Programa de P&D, a serem submetidos à aprovação da ANEEL. Este último abrangendo a execução de diversos Projetos de Pesquisa, que podem ser executados com base na capacitação e nas instalações próprias da empresa e/ou na contratação de universidades, centros de pesquisas, empresas de consultoria e fabricantes.

A Tabela 6.1, a seguir, mostra as regras para investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética pelas Empresas do Setor Elétrico.



**Tabela 6.1. Regras para Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética pelas Empresas do Setor Elétrico.**

Empresa	Regra de transição			Regra definitiva		
	P&D (%ROL)	Eficiência a (%ROL)	Prazo de validade	P&D (%ROL)	Eficiência a (%ROL)	Prazo de validade
Geração	0,25* 1,00	-	Até 31/12/2005	1,00	-	Após 01/01/2006
Transmissão	-	-	-	1,00	-	Após celebração contrato
Distribuição	0,50	0,50	Até 31/12/2005	0,75	0,25	Após 31/12/2005

Fonte: Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

\* Percentual válido para as empresas Gerasul, CGEET e CGEEP.

Conforme dispõe o art. 12 da Lei nº 10.848, de 15.03.2004, os investimentos acima descritos devem ser realizados do seguinte modo:

- 40% (quarenta por cento) dos recursos devem ser depositados no FNCDDT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico;
- 40% (quarenta por cento) para Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL;
- 20% (vinte por cento) para o Ministério de Minas e Energia, a fim de custear estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento de potenciais hidrelétricos.

Os recursos da Lei 9991 destinados a Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico são aplicados de duas formas distintas. Parte do valor é destinada à gestão da própria concessionária em projetos que podem ser executados interna ou externamente às empresas. Na sua maioria, os projetos são executados por instituições de pesquisa e

universidades. Os projetos são previamente submetidos à aprovação da ANEEL, que analisa a sua natureza além do ganho para o Setor Elétrico e para a sociedade, autorizando ou não a sua realização e fiscalizando sua execução. A outra parte dos recursos é recolhida a um Fundo Setorial conhecido como CT-ENERG, administrado pelo MCT, que os disponibiliza para instituições de pesquisa e universidades, segundo linhas de desenvolvimento tecnológico prioritárias, definidas por um comitê gestor multidisciplinar.

A ANEEL exerce rigoroso controle sobre o andamento e o resultado dos projetos, ficando as concessionárias sujeitas a multas por atrasos no cronograma ou paralisação dos projetos, razão pela qual o índice de realização é bastante elevado.

Em contrapartida, os recursos do CT-ENERG têm sido sucessivamente contingenciados em nome do superávit primário das contas públicas, levando a uma realização menor que 40%, deixando mais de R\$ 450 milhões hoje já acumulados nos cofres públicos.

Os recursos dos projetos realizados pelas concessionárias em cumprimento à Lei 9991 têm viabilizado a pesquisa em energia elétrica nas universidades e permitido manter vivos verdadeiros patrimônios da tecnologia nacional e do povo brasileiro, como a própria EPUSP, IEE e IPT, que sem esses recursos teria sérias dificuldades para manter algumas de suas atividades de pesquisa.

Nos últimos anos, as transformações do Setor Elétrico Brasileiro proporcionaram impactos diversos. Neste quadro de transformações, o Programa de P&D das Empresas de Energia caracterizou-se como franco caso de sucesso. Um dos aspectos que pode-se qualificar como positivo foi a implantação dos Programas de P&D das Empresas de Energia, a partir do momento em que criaram condições adequadas para parceria entre a vertente empresarial do Setor Elétrico e o meio científico (Universidades, Centros de Pesquisa e outros), acarretando enormes benefícios para a sociedade e mostrando-se um caminho viável do desenvolvimento tecnológico nacional.

Após algumas dificuldades iniciais, nos dois primeiros ciclos, o processo evoluiu para uma série de ótimos resultados, com grandes benefícios setoriais, dentre eles:

- Investimentos significativos em Universidades, bem distribuídos regionalmente no País, com participação da iniciativa privada, bem como nos centros de pesquisa setoriais;
- Criação de novas empresas de base tecnológica, em redes regionais de tecnologia, gerando empregos qualificados e contribuindo para a distribuição de renda;
- Redução de *gaps* tecnológicos, implicando na substituição de importados e redução de pagamento de royalties ao exterior e grande potencial de redução dos custos de expansão e operação do setor, pela oferta de tecnologia nacional em substituição à importada, fomentando a modicidade tarifária;

O quadro abaixo apresenta alguns dados globais, para os cinco anos do processo, obtidos a partir de apresentações feitas pela ANEEL:

RESUMO GERAL – P&D EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO							
CICLO		EMPRESAS	PROJETOS	VALOR (milhões)	1 ANO	2 ANOS	> 2 ANOS
1988	1999	13	63	R\$ 12.90	80%	15%	5%
1999	2000	34	164	R\$ 29.75	70%	25%	5%
2000	2001	67	439	R\$ 113.30	58%	33%	10%
2001	2002	72	535	R\$ 156.20	36%	51%	14%
2002	2003	Não disponível	520	R\$ 197.50	28%	55%	18%

<b>TOTAL DE PROJETOS</b>	<b>1125</b>
--------------------------	-------------

<b>PROFISSIONAIS</b>	<b>3264</b>
----------------------	-------------

DOUTORADOS	101
MESTRADOS	176
ESPECIALIZAÇÕES	133
<b>TOTAL DE TÍTULOS</b>	<b>410</b>

Fonte: ANEEL

Com base no quadro acima, deve-se destacar que o Programa de P&D:

- Custeou o trabalho de cerca de 2.100 empregos altamente qualificados por ano, sendo que no total emprega diretamente hoje um contingente de 3.264 profissionais no País;
- Gerou 1.125 projetos diferentes no Setor Elétrico, nas áreas de sistemas e equipamentos para transmissão e distribuição de energia, eficiência energética, energias renováveis, meio ambiente, medição, qualidade e supervisão e controle;
- Esses projetos estão distribuídos por Universidades, Centros de Pesquisa e outras instituições de Norte a Sul do Brasil, criando redes de tecnologia de ponta no Setor Elétrico em cada canto do País;
- Movimentou em média, por ano, cerca de R\$ 26 milhões na compra de materiais para uso em pesquisa e desenvolvimento, gerando vários outros empregos indiretos no Setor;
- Titulou 410 profissionais em todo o país, contribuindo para o aumento da capacitação técnica de pessoal nas Universidades, Centros de Pesquisa e Empresas do Setor.

Levantamento realizado em 1998, entre os centros de pesquisa elétrica do mundo, mostrava que a média de investimento em P&D, quando comparada ao faturamento das empresas que suportavam as pesquisas, era de 1,13%.

Naquela época a razão entre as aplicações em P&D e o faturamento do setor elétrico brasileiro era da ordem de 0,43%.

Passados cinco anos, em 2003, o País conseguiu dar uma reviravolta nesse quadro, como consequência da existência da Lei 9991. Estima-se que, para esse ano, foram

disponibilizados para investimento cerca de 1,1%, considerando-se os recursos da Lei 9991 e ainda outras aplicações, o que deixaria o Brasil na média mundial.

Em termos reais, levando-se em conta os contingenciamentos do CT-ENERG, em vez de 1,1%, chega-se a 0,66% que, ainda assim, é um índice 50% maior que o de 1998. É de se supor que se o total arrecadado estivesse sendo aplicado nos programas das empresas (parcela sob fiscalização da ANEEL), o 1,1% teria sido integralmente atingido.

Como benefício adicional, pode-se citar também a aproximação que vem ocorrendo (o distanciamento se iniciara há cerca de 30 anos atrás) entre empresas - que tinham problemas de ordem prática a serem resolvidos - e o mundo acadêmico - que potencialmente, conhecia soluções. Tal aproximação foi forçada pela nova legislação referente à pesquisa, ao desenvolvimento e à inovação tecnológica e tal diálogo vem por ela sendo alicerçada. Não se deve esquecer, ainda, o impulso na formação de pessoal universitário, pois projetos de P&D têm permitido o desenvolvimento de teses de mestrado e doutorado, criação de bolsas para alunos de graduação, bem como aquisição de equipamentos e instrumentos laboratoriais

As indústrias - último e fundamental elo da cadeia produtiva de um esforço conseqüente de desenvolvimento de tecnologia nacional - também estão tendo a oportunidade de contribuir para a construção de uma verdadeira engenharia elétrica nacional, colaborando assim para o estabelecimento de efeitos positivos para nossa balança comercial (redução de pagamentos de royalties e aqueles relativos à importação de equipamentos), ao mesmo tempo em que efeitos benéficos estão sendo assegurados, tais como ganhos por pagamentos de royalties, possíveis exportações de equipamentos e soluções, bem como o conseqüente aquecimento econômico do mercado setorial interno.

As empresas concessionárias têm se beneficiado pelo desenvolvimento de seus profissionais, pois tal papel é hoje fortemente assegurado por seus Programas Anuais de P&D.

Finalmente, mas a mais importante, ganha o consumidor de energia elétrica, a sociedade enfim, pelo garantia da qualidade da energia e de serviços prestados pelas empresas, os quais vêm sendo beneficiados por diversos Projetos de P&D desenvolvidos ou já em fase final de desenvolvimento.

### **6.5.2 Proposta de Ações**

Apesar dos progressos nos últimos anos, ainda há muito por se fazer. Este Programa de P&D deveria extrapolar o âmbito das concessionárias, ampliando-se para as indústrias e consultoras do Setor, bem como para organismos como o ONS, a CCEE e a própria ANEEL.

É necessário completar o ciclo de tecnologia chegando à introdução de novos produtos no mercado. É fundamental prospectar, planejar e elaborar ações que venham a viabilizar tecnologias de base emergentes, materiais de maior valor agregado, processos, ferramentas e componentes mais sofisticados. Ou seja, mister se faz quebrar tecnologias ainda não dominadas no País, gerando materiais e insumos para o segmento, beneficiando não somente o Setor Elétrico como a sociedade brasileira como um todo.

## **6.6 O IMPACTO DE QUESTÕES AMBIENTAIS SOBRE A OFERTA**

### **6.6.1 Análise e Diagnóstico**

Segundo REIS et al. (2000), os valores que sustentam o paradigma do desenvolvimento ainda vigente na sociedade atual dão exagerada ênfase ao crescimento econômico, o que freqüentemente implica a exploração descontrolada dos recursos naturais, uso de tecnologias de larga escala e consumo desenfreado.

Para se delinear uma nova estratégia de desenvolvimento é preciso erigir um novo paradigma que englobe dimensões políticas, econômicas, tecnológicas e ambientais.

Um pilar básico do novo paradigma é, portanto, a visão sistêmica do trajeto humano. Esta visão permite uma maior flexibilidade de idéias já que requer uma abordagem multidisciplinar, na qual ciências naturais e do comportamento se fertilizam em busca de um equilíbrio dinâmico e harmônico.

Segundo esta visão, um sistema baseado no uso racional de recursos renováveis, na reciclagem de materiais, na distribuição justa dos recursos naturais e no respeito a outras vidas oferece uma solução com equilíbrio dinâmico e harmônico entre vida humana e natureza. Além disso, a busca de um balanceamento adequado entre o enfoque global e as idiosincrasias locais demanda flexibilidade na escolha das tecnologias apropriadas e das formas de gerenciamento mais eficazes em cada caso. Cabe ainda um papel destacado para as ciências econômicas que é o de definir novos conceitos de eficiência e estimar os custos e benefícios sociais e ambientais das atividades humanas sustentadas.

Trata-se, portanto, de encontrar os caminhos apropriados em cada contexto específico e de construir uma base sólida para dar continuidade às mudanças que levarão ao desenvolvimento sustentável.

A questão energética tem um significado bastante relevante no contexto da questão ambiental e da busca do desenvolvimento sustentável. Na verdade, a questão energética tem influenciado sobremaneira a mudança do paradigma acima citado, principalmente por dois motivos. Primeiro, o suprimento eficiente de energia é considerado uma das condições básicas para o desenvolvimento econômico. Portanto, é comum que a questão energética, juntamente com outros setores de infraestrutura como o transporte e telecomunicações, faça parte da agenda estratégica de todo e qualquer país. Segundo, vários desastres ecológicos e humanos das últimas décadas têm relação íntima com o suprimento de energia, oferecendo, assim, motivação e argumento em favor do desenvolvimento sustentável.

Para que o Setor Energético se torne sustentável é necessário que seus problemas sejam abordados de forma abrangente, incluindo não apenas o desenvolvimento e a

adoção de inovações e incrementos tecnológicos, mas também importantes mudanças que vêm sendo implementadas em todo o mundo. Essas mudanças envolvem, por um lado, políticas que tentam redirecionar as escolhas tecnológicas e os investimentos no Setor tanto no suprimento como na demanda, bem como o comportamento dos consumidores. Por outro lado, importantes mudanças estruturais têm transformado completamente os sistemas operacionais e os mercados de energia, como a quebra de monopólios estatais e a abertura do Setor para investidores privados, maior integração de sistemas de produção e distribuição de forma a aumentar a flexibilidade de suprimento, a desverticalização, e a regulamentação e fiscalização voltadas aos interesses dos consumidores.

Como dito acima, está em processo uma mudança de paradigma de desenvolvimento considerando aspectos de sua sustentabilidade, consubstanciando-se, por exemplo, da implementação de geração distribuída, de projetos de co-geração, do PROINFA e de fontes renováveis de energia em geral.

Entretanto, ao mesmo tempo em que há essa conscientização quanto à necessidade de ter-se a energia elétrica como um dos fatores para o desenvolvimento sustentável, a questão ambiental tem se constituindo em um dos elementos mais preocupantes quanto à indispensável ampliação da produção de energia elétrica. Exigências fora de propósito têm inviabilizado e/ou postergado empreendimentos hidrelétricos que se constituem na mais importante alternativa de geração elétrica, fundamental para o desenvolvimento do País

Das usinas licitadas até 2002, o estoque de hidrelétricas com passivo ambiental é hoje de 3.000 MW. Um mapeamento feito pelo MME identificou, dentro das 45 usinas com algum tipo de problema ambiental, um grupo de 24 cujo estágio de definição nesse quesito está em compasso mais lento.

Só os autoprodutores de energia elétrica contam hoje com quase 4.000 MW em concessões de usina hidrelétricas. Para se ter uma idéia mais precisa da importância desses projetos, vale informar que esse valor representa 4,5% de toda a potência



instalada do Brasil, nas variadas modalidades de geração elétrica e, praticamente, 50% de toda a capacidade em construção no País.

O Brasil é um país vocacionado para o desenvolvimento econômico. Hoje o quadro macroeconômico permite uma estabilidade que certamente alavancará o tão sonhado desenvolvimento econômico que irá gerar emprego e renda. No entanto, para lastrear todo esse desejado desenvolvimento, é fundamental que o País disponha de energia suficiente para movimentar as máquinas e fazer com que o conforto se espalhe de forma mais democrática entre as diversas camadas da sociedade brasileira.

Os autoprodutores e os investidores em geral estão conscientes da sua importância, não só como empreendedores, mas também como co-responsáveis pelo desenvolvimento econômico e social. Alertam, contudo, que algumas dificuldades de natureza burocrática emperram vários projetos de autoprodução de energia elétrica, o que pode comprometer seriamente a vocação do País para o progresso.

Vale citar aqui as dificuldades encontradas nos projetos hidrelétricos de Santa Isabel, Estreito, Pai Querê, Campos Novos e Tijuco Alto, por exemplo, nos quais os empreendedores, após receberem a Licença Ambiental de Instalação, outorgadas pelos órgãos competentes para tal ação (IBAMA e órgãos estaduais de meio ambiente), foram surpreendidos com ações de organizações não-governamentais, como MAB, MST e outras ONGs, que na prática impedem a continuidade dos trabalhos e significam custos adicionais para o projeto. As exigências são de tal ordem e ainda não completamente quantificadas que podem inviabilizar, sob a ótica econômica, todos esses empreendimentos. A sua ação nas audiências públicas costuma ser obstrutiva, nociva e refratária à busca de soluções.

As sindicâncias para avaliação dos processos de licenciamento, envolvendo um grande número de condicionantes e atribuindo um poder enorme aos órgãos licenciadores, apontam erros de procedimentos nos estudos de impacto ambiental que, no entanto, foram totalmente conduzidos pelo Governo. Agora, procura-se corrigir esses erros – como seria lógico sob o enfoque da sociedade brasileira - não

fosse o ônus, relativo aos custos e prazos, ficar integralmente sob a responsabilidade do empreendedor, o que não é justo.

O problema reveste-se de maior importância ao atentar-se ao fato de que esse é exatamente o modelo preconizado pelo Governo para os próximos leilões. Em síntese, os aproveitamentos hidrelétricos somente irão a leilão quando obtiverem as respectivas Licenças Prévias. Ou seja, o empreendedor continua correndo o sério risco de arcar com pesados custos adicionais decorrentes de eventos ocorridos após o estudo de viabilidade que determinou a decisão de investir.

### **6.6.2 Proposta de Ações**

As incertezas decorrentes de licenças ambientais são de difícil controle, constituindo-se em um verdadeiro cipoal de legislações conflitantes, amálgama de órgãos ambientais e não ambientais envolvidos, emaranhados de instrumentos e pareceres jurídicos usados com interesses políticos e de grupos de pressão para obterem vantagens, constituindo-se em mais um exemplo de como, muitas vezes, algo neste País que teria um fim nobre pode ser deturpado e diminuído.

A Geração Distribuída, a co-geração, as fontes alternativas incluídas no PROINFA (biomassa, PCHs e eólicas) são mecanismos de mais curto prazo que podem amenizar eventuais descompassos entre a oferta e a demanda decorrentes das incertezas acima apontadas no que se refere à expansão da geração a longo prazo.

Uma das sugestões é de que os empreendedores, comprometidos que estão com o desenvolvimento do País, não sejam injustamente penalizados nas questões que afetam a previsibilidade de custos e prazos, básicas para a decisão de investir. O processo de licenciamento deveria permitir que todos os agentes e organizações envolvidos emitissem suas opiniões e colocassem seus pleitos, mas somente até o momento da concessão da Licença Prévia.

Todas as mitigações ambientais seriam, então, quantificadas e constariam de um

acordo feito entre o empreendedor e órgãos e entidades envolvidas no projeto, com interveniência do Governo Federal. O acordo teria força contratual e não mais seria alterado, garantindo ao empreendedor a segurança de ter avaliado com precisão os custos de investimento de seu empreendimento.