

## 14 - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

### Setor Petróleo

#### Oferta de Petróleo e Gás Natural

A produção média em 2003 foi de 1,54 milhão de barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado, representando um crescimento de 3% em relação à produção do ano anterior. A produção de gás natural (sem o gás liquefeito) foi de 40 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Desta forma, a produção média total atingiu 1,79 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boed), que representou um crescimento de 2% em relação a 2002.

Este desempenho da produção em 2003 se deveu, principalmente, à entrada em operação de novos poços no campo de Roncador, na Bacia de Campos; e, também, ao início de produção, a partir de 12 de agosto, dos campos de Bijupirá e Salema do consórcio Shell-Petrobras. A produção total média do Consórcio, operado pela Shell, no mês de dezembro foi de 47,4 mil bpd, sendo 20% pertencentes à Petrobras. É preciso destacar que a produção, no ano de 2003, foi fortemente impactada pelas paradas das plataformas P-35 e P-19 ocorridas em junho.

Ressalte-se, também, que a aparente estabilização da produção nacional de gás entre 2002 e 2003 (40 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sem o gás liquefeito) não significa redução da oferta de gás ao mercado. Ao contrário, o volume de gás entregue para processamento e comercialização em 2003 aumentou 8% em relação a 2002. Isto ocorreu, principalmente, devido a um maior controle da razão gás-óleo na Bacia de Campos, proporcionando um melhor aproveitamento da produção de gás.

No Brasil, apesar do aumento de 3% na produção de óleo, a queima de gás foi reduzida em 27%, passando de 5,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2002 para 4,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2003. Na Bacia de Campos, essa redução chegou a 33%, de 5,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2002 para 3,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2003.

Um dos grandes benefícios do Programa tem sido a manutenção da tendência declinante da taxa de dependência externa, de 50% em 1995 e passando a cerca de 15% em 2002. Em 2003, no período de janeiro a novembro, as exportações de petróleo e derivados pela Petrobras superaram as importações em 21 mil bpd, mantendo, assim, a sua contribuição para a redução da vulnerabilidade externa do país.

O ano de 2003 revelou-se como um dos anos de maior sucesso exploratório nos 50 anos da Petrobras. Além do expressivo volume de petróleo, a maior importância das descobertas de 2003 reside no fato de que foram identificadas novas províncias de óleo de excelente qualidade e de gás natural e condensado, permitindo que o perfil atual das reservas e produção da Companhia, predominantemente de óleo pesado, de baixo valor econômico, comece a mudar para um perfil de óleo leve, gás natural e condensado, de maior valor econômico. Outro fato importante é que essas descobertas ocorreram fora da Bacia de Campos, com o provável surgimento de novos e importantes pólos de produção situados nas bacias do Espírito Santo e Santos, e em menor escala, na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Como resultado do esforço exploratório realizado, as reservas provadas domésticas da Petrobras em 2003 atingiram a marca de 12,6 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), volume 14% superior ao registrado no final de 2002. O Índice de Reposição de Reservas provadas foi de 356%, o que significa dizer que para cada barril produzido foram incorporados 3,56 novos barris de óleo e gás.

Além disso, como resultado dos investimentos e dos esforços empreendidos em segurança e meio ambiente, a taxa de frequência de pessoas acidentadas com afastamento, incluindo empregados próprios e contratados, deve se situar em 1,22 pessoa por milhão de homens-hora expostos ao risco, representando uma redução de 5% em relação à taxa registrada em 2002, e de mais 47% em relação à taxa verificada em 2001.

**Desenvolvimento da Produção de Óleo e Gás Natural no Campo Petrolífero de Marlim Sul (RJ) (Acréscimo de 180.000 boe/dia)** - No Estado do Rio de Janeiro / Resultado: acréscimo de 20 mil barris por dia de óleo; Principais realizações:

- a produção média do campo de Marlim Sul em 2003 foi de 174 mil barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado. Isso representa um crescimento de 13% em relação à produção do ano anterior e 11% da produção de óleo em 2003. Este desempenho decorreu da interligação de sete novos poços, sendo quatro produtores e três injetores, às plataformas P-40 (5) e P-26 (2).

- alcance de uma eficiência operacional média da P-40 de 96,3%;

- foi dada continuidade à perfuração e interligação dos poços às plataformas P-26, P-37, P-40 e FPSO-MLS, todas relacionadas ao Módulo 1, com a conclusão de 10 poços e a interligação de sete;

Benefício para a sociedade: economia de divisas para o país decorrente do aumento da oferta de petróleo e gás natural ao mercado

## **Exploração de Petróleo e Gás Natural – Nacional**

### Resultado:

- identificação de novas províncias de óleo de excelente qualidade e de gás natural e condensado, permitindo que o perfil atual das reservas e produção da Companhia, comece a mudar para um perfil de maior valor econômico.

- surgimento de novos e importantes pólos de produção situados nas bacias do Espírito Santo e Santos, e em menor escala, na Bacia de Sergipe-Alagoas.

- as reservas provadas domésticas da Petrobras cresceram 14% em relação a 2002, atingindo a marca de 12,6 bilhões de barris de óleo equivalente (boe).

As principais realizações estão descritas a seguir:

A Companhia participou, nos dias 19 e 20 de agosto de 2003, da Quinta Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela Agência Nacional do Petróleo-ANP, quando adquiriu direitos sobre oitenta e oito blocos, sendo 10 em terra e 78 no mar. Em 85 das concessões adquiridas, a Petrobras detém exclusividade de direitos e em apenas três delas, adquiridas em parceria, as operadoras são outras companhias. A Petrobras foi a companhia que mais adquiriu blocos.

Essas novas áreas de concessão adquiridas representaram a primeira oportunidade da Companhia para iniciar a recomposição e alongamento do perfil do seu portfólio exploratório, após a maciça devolução de áreas (21 blocos do BID Zero) ocorrida no dia 6/08/2003, à qual se somaram em setembro a devolução de 50% das áreas das concessões adquiridas no BID 2 (2000). A Petrobras conta hoje, portanto, com cerca de 121,7 mil km<sup>2</sup> de concessões exploratórias (54 blocos e 38 áreas de Planos de Avaliação), dos quais 56%, ou 67,7 mil km<sup>2</sup> (25 blocos e 10 áreas de Planos de Avaliação) são operados em parceria com diversas companhias. Os novos contratos de concessão foram assinados no dia 20 de novembro de 2003.

Na Bacia de Campos, os principais resultados ocorreram mais uma vez no bloco BC-60, ao norte da bacia, litoral do Estado do Espírito Santo, onde mais cinco (5) acumulações, além de Jubarte e Cachalote, foram descobertas por poços pioneiros. Ao todo, na Bacia de Campos, foram descobertos cerca de 2 bilhões de barris de óleo pesado (17 a 20° API), sendo 150 milhões de barris de óleo de 20° API na área do campo de Marlim Leste e 1,85 bilhão de barris que permanecem sob avaliação exploratória, visando à futura declaração de comercialidade.

A Bacia de Santos, por sua vez, destacou-se pelas excelentes descobertas de gás natural e condensado, que devem mudar a escala de volumes das reservas brasileiras de gás natural. As descobertas somam 435 milhões de barris de óleo leve de qualidade, ainda sob avaliação exploratória para futura declaração de comercialidade, e 351 bilhões de metros cúbicos de gás natural (2,2 bilhões de barris de óleo equivalente), dos quais 70 bilhões já foram anunciados como reservas potenciais em abril de 2003. Ressaltamos adicionalmente a descoberta realizada no bloco BS-1, operado em parceria pela El Paso, com volume recuperável estimado em cerca de 3,2 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural e condensado, localizado a 3 km.

Na Bacia do Espírito Santo pode-se afirmar que ocorreram as descobertas mais importantes de 2003 e das melhores de toda a sua história de exploração. Foram encontrados reservatórios arenosos portadores de óleo leve, com volumes recuperáveis estimados em cerca de 450 milhões de barris de óleo. Trata-se das maiores descobertas de óleo já efetuadas na porção marítima da bacia, onde novas estruturas já mapeadas deverão ser perfuradas em breve. As expectativas são de que está se configurando uma nova província petrolífera de óleo.

Finalmente, na Bacia de Sergipe-Alagoas, duas (2) descobertas de óleo leve de 40°API, muito importantes regionalmente, foram realizadas em águas profundas. Estima-se que a área das acumulações contenha cerca de 150 milhões de barris de óleo equivalente.

Como resultado a Petrobras registrou acréscimo de 2,21 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) às suas reservas provadas domésticas de óleo e gás. No final de 2002, as reservas provadas eram de 11,01 bilhões boe. O aumento real é de 1,59 bilhão (deduzido o volume produzido em 2003 de 0,62 bilhões de boe). Do total de 12,6 bilhões boe — contabilizados pelos critérios da Society of Petroleum Engineers – SPE, 84% correspondem a óleo condensado (10,61 bilhões boe) e 16% (316,56 bilhões de m³) a gás natural. O benefício para a sociedade está relacionado ao aumento do volume de reservas, com conseqüente redução de dependência externa.

## **Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico na Área de Petróleo**

### **Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico nas Atividades de Exploração e Desenvolvimento da Produção**

Como destaque em 2003, podem ser citadas as seguintes realizações:

- Refinamento na caracterização de óleos marinhos, permitindo o reconhecimento dos sistemas petrolíferos atuantes em águas profundas;
- Modelagem 3D dos processos de geração, migração e acumulação de petróleo no Bloco BS-500 na Bacia de Santos, com ênfase na predição da qualidade do óleo;
- Estabelecimento de novo patamar de conhecimento sobre o potencial de geração das rochas formadas em ambiente marinho;
- Monitoramento de Riscos Ambientais na Amazônia associados às atividades de produção, transporte e refino de petróleo e gás;
- Alcance de um novo patamar de compreensão do papel das falhas na drenagem de reservatórios (selante e não selante), resultando em expressivos ganhos na otimização dos sistemas de produção;
- Aprimoramento das técnicas de modelagem e imageamento sísmico com resultados significativos na melhoria da visualização sísmica das camadas geológicas subjacentes às rochas vulcânicas da bacia do Solimões;
- Implantação e viabilização do maior cluster de computadores do Brasil (272 processadores Xeon), possibilitando capacidade adequada de processamento paralelo para as aplicações de sísmica e de modelagem de bacias;
- Conclusão do modelo deposicional e estratigráfico integrado dos turbiditos do Eoceno da Bacia de Campos incluindo os campos de água rasa à água profunda;
- Aprimoramento das técnicas para predição da qualidade de rochas reservatório;
- Construção de um modelo sedimentológico-estratigráfico para o Bloco 324 na Nigéria, o primeiro operado pela Petrobras, onde foram identificados os principais tipos de rochas reservatório em termos geométricos e de sua qualidade. O trabalho subsidiará a definição da primeira perfuração no bloco em abril de 2004 e subsidiou, também, para o processo de farm out (venda de participação), onde entraram como parceiros as companhias Statoil e Exxon;
- Aumento significativo da resolução Bioestratigráfica (de 3,7 milhões para 370 mil anos) dos reservatórios dos campos gigantes da seção Oligo Mioceno da Bacia de Campos;
- Criação do Plano Emergencial de Marlim, responsável por 35% da produção nacional de petróleo, visando resolver problemas e desafios encontrados, que poderão comprometer a meta de auto-suficiência do país em 2006. Os principais problemas são a produção de H<sub>2</sub>S, formação de incrustação, danos frequentes nos risers e previsão do comportamento de emulsões;
- Desenvolvimento de nova técnica de estimulação de poços horizontais, com liner diversivo, reduzindo o tempo de operação em dez vezes;
- Implantação da Completação Inteligente em Roncador, primeira no mundo com tecnologia totalmente elétrica e em lâmina de água de 1.168 metros e em Marlim Sul, com tecnologia hidráulico-elétrica, em lâmina de água de 1.890 metros;

- Desenvolvimento do Sistema de Monitoração de Estacas Torpedo – SMET, por eletrônica submarina, permitindo medir a penetração e a inclinação das estacas torpedo no solo marinho, viabilizando a certificação deste tipo de ancoragem a ser utilizada no campo de Albacora Leste (P-50);

- Desenvolvimento do Sistema de Inspeção do TDP (Touch Down Point) de linhas flexíveis de difícil acesso, que viabilizou a inspeção da geratriz inferior de risers flexíveis na região de contato com o solo marinho, possibilitando a verificação de possíveis pontos de desgastes dos risers, sem a necessidade de sua retirada, trazendo significativa economia nos custos operacionais;

- Viabilização do Tanque de Provas Numérico (TPN), utilizando um cluster de 120 computadores PC, operando em processamento paralelo e com sistema de visualização 3D-Stereo, completando e estendendo as aplicações do Tanque de Provas Físico. O TPN disponibiliza para a sociedade uma equipe com capacitação e recursos para execução de análises navais sofisticadas de sistemas flutuantes de forma eficiente, documentada por relatórios e filmes com recurso de computação gráfica 3D, que permitem a verificação final de projetos;

- Desenvolvimento de ferramenta para detecção de desarranjo de armadura de risers flexíveis, que permitiu mapear os danos sofridos em um riser de 9,5" com 900m, durante sua instalação. Inicialmente este seria sucateado e com os resultados da inspeção, concluiu-se que 720m do mesmo estavam íntegros. Este riser hoje está em estoque como contingência de Marlim. Por ser uma ferramenta que faz o dimensional da linha, ela apresenta um potencial grande de utilizações futuras;

- Desenvolvimento de método de controle do processo corrosivo ocasionado pelo ácido naftênico, permitiu otimizar o processamento do Campo de Marlim, orientando a sua distribuição em função da adaptação metalúrgica de cada uma das refinarias do sistema Petrobras;

- Criação de banco de dados de petróleo e derivados para gestão ambiental que permite o acesso de todas Unidades de Negócios da Petrobras às informações para o Programa de Emergência do E&P, sendo a base de consulta para os simuladores, para avaliação do impacto e para o gerenciamento de acidentes ambientais;

- Conclusão do projeto conceitual de uma nova geração de casco de plataforma flutuante de produção (MONOBR), com aplicação na produção de petróleo em profundidades de água superior a 2.000 metros, com hidrodinâmica otimizada e redução sensível de movimentos, viabilizando a elevação de petróleo por tubos rígidos em catenária. O projeto foi concebido focalizando a construção modular, em estaleiros nacionais, incluindo casco e planta de processo. O conceito encontra-se em fase de homologação;

- Conclusão de metodologia e ensaios laboratoriais de mecânica das rochas com aplicação no projeto de perfuração de poços que atravessam grandes espessuras de rocha salina, sob elevada pressão desviatória e alta temperatura. O resultado desse projeto está viabilizando a exploração de novos horizontes em profundidades de coluna sedimentar superior a 5000 metros. Essa metodologia é aplicada na modelagem computacional do comportamento dos poços durante a travessia da rocha salina, utilizando os parâmetros mecânicos isolados nos ensaios laboratoriais obtendo-se como resultado final o dimensionamento do fluido de perfuração, revestimentos e planejamento da perfuração. O resultado desse projeto foi aplicado com sucesso em três poços da Bacia de Campos sem ocorrência de problemas como decorrência do comportamento da rocha salina;

- Criação de ambiente de visualização científica para análise multidisciplinar de resultados de modelagem computacional com aplicação em projetos de engenharia de plataformas de produção, geotécnica, meio ambiente, oceanografia física e problemas de multi-física. Esse espaço utiliza técnicas de projeção estereoscópica e realidade virtual garantindo a otimização dos projetos e minimização de erros e retrabalho nos projetos.

### **Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico nas Atividades de Refino**

- Pesquisa de petróleos nacionais visando à produção de óleos lubrificantes e parafinas em substituição aos petróleos importados. A utilização destes petróleos nacionais permitirá ao país economizar cerca de US\$ 25 milhões por ano;

- Desenvolvimento de processo de craqueamento catalítico, empregando novos sistemas catalíticos em condições operacionais diferenciadas, para aumento da produção de diesel e GLP, em detrimento de gasolina;

- Desenvolvimento de novo processo de hidroconversão em leito de lama para geração de diesel a partir de resíduo de vácuo de petróleo pesado, com sistema catalítico de baixo custo. A próxima etapa é a construção de uma planta protótipo de 100 bpd;

- Desenvolvimento de nova gasolina de Fórmula 1, com 10 ppm de teor de enxofre, para a temporada de 2004, equivalente à especificação européia de 2009;
- Desenvolvimento de unidades de produção de QAV para processar querosenes com alta acidez, que levarão a um aumento do processamento de petróleo Marlim nas refinarias que utilizam unidades de adoçamento;
- Desenvolvimento de estudos de segregação de alimentação de carga em unidades de craqueamento catalítico que levaram a determinação dos pontos ótimos de injeção das diversas cargas, em função da sua qualidade, com o aumento da rentabilidade do processamento de petróleo nacional;
- Desenvolvimento do asfalto social, de mais baixo custo que o tradicional, que possibilitará às prefeituras o aumento do número de vias municipais pavimentadas no país.
- Desenvolvimento de nova tecnologia de fabricação de catalisadores utilizados nas unidades de craqueamento catalítico da Petrobras, para a obtenção de produtos mais nobres a partir dos petróleos nacionais.
- Desenvolvimento de sistema catalítico a base de zeólitas de poros pequenos para utilização nas unidades de craqueamento catalítico com aumento da produção de GLP em detrimento de gasolina.
- Executados dois trechos experimentais de asfalto borracha no Ceará, em parceria com a Petrobras Distribuidora, a Universidade Federal do Ceará, a Lubnor, o Abastecimento-Refino e o CENPES. Um deles está em via urbana, em Fortaleza, e o outro numa rodovia estadual, no município de Itaitinga. A iniciativa é pioneira por tratar-se da primeira aplicação de asfalto borracha no Nordeste do Brasil. O monitoramento do trecho, bem como o projeto de execução, fazem parte de um projeto da rede de N/NE de Asfalto.
- Desenvolvimento de um sofisticado procedimento que incluiu a simulação das interações termo-mecânicas solo-duto, através da modelagem computacional, para suportar tecnicamente o projeto do novo duto de escoamento de óleo combustível, entre a REDUC e a Ilha d'Água, em substituição ao duto que causou o acidente na Baía de Guanabara em janeiro de 2000.
- Realização do primeiro teste industrial com petróleo Jubarte na LUBNOR, alternativa nacional estratégica para substituição dos óleos da Venezuela na produção de lubrificantes naftênicos.
- Conclusão do desenvolvimento do catalisador de LTS (Low Temperature Shift) para geração de hidrogênio, que mostrou desempenho igual ou superior ao catalisador comercial topo de linha.
- Desenvolvimento de metodologias de laboratório para estimativa da taxa de evaporação de derivados de petróleo e de diferentes tipos de petróleo em caso de vazamento no mar ou em rios.
- Desenvolvimento de metodologia para avaliação do grau de degradação do nylon 11, um dos componentes de dutos flexíveis de plataformas, permitindo determinar o tempo de vida remanescente dessas linhas.
- Conclusão do projeto de avaliação do gás natural de Urucu para aplicações automotivas, gerando embasamento técnico necessário para liberação pela ANP de seu uso automotivo na região norte do País, única que não dispõe do gás natural veicular.
- Em desenvolvimento metodologia para predição de taxas de corrosão em altas velocidades nos materiais e revestimentos usualmente empregados nos equipamentos que operam com petróleos de alto índice de acidez.
- Estudos para otimização do sistema de retificação de catalisador nas unidades de craqueamento catalítico mostraram que a utilização de recheio estruturado no retificador do catalisador aumenta a geração de produtos nobres e otimiza a operação da unidade.
- Desenvolvimento de metodologia para inspeção de linhas flexíveis com técnicas de IBR - inspeção baseada em riscos - englobando a revisão dos procedimentos de inspeção e a identificação de melhorias nas áreas de manuseio, estoque e instalação dos dutos flexíveis, além de permitir a reavaliação dos dutos quanto à sua vida útil.
- Desenvolvimento de tecnologia de regeneração de catalisadores gastos para utilização nas plantas de hidrotratamento de diesel.

- Conclusão da primeira etapa de desenvolvimento de processo de oxitratamento de nafta, tendo sido aplicado com sucesso à nafta de Xisto (SIX).

## **Transporte Dutoviário de Petróleo, Derivados e Gás Natural**

### **Implantação de Oleoduto PE-3 Refinaria Duque de Caxias – Ilha D'Água (RJ) de 15 km**

Visa substituir o duto PE-2, que teve sua operação paralisada em janeiro/2000, face ao acidente ocorrido na Baía de Guanabara. O duto PE-3 transportará produtos aquecidos, basicamente óleo combustível, entre a Refinaria Duque de Caxias/RJ (REDUC) e o terminal marítimo da Ilha D'Água. O terminal da Ilha D'Água é responsável pelo escoamento, por mar, dos excedentes de produção da REDUC, bem como pelo recebimento de alguns tipos de petróleo, derivados, álcool anidro e hidratado, destinados à complementação das necessidades dessa refinaria. A não operação desse duto implica na redução de 40% de capacidade de processamento da Refinaria Duque de Caxias.

Em função do projeto do PE-3 ter sido efetuado em caráter de emergência (paralisação inesperada do PE-2), durante a execução das obras de construção, fatos não previstos inicialmente (derrocagens, incompatibilidade com instalações existentes na Ilha d'Água, disponibilidade de bacias de resíduos de dragagem, necessidade de concretagem de tubos, etc) causaram aumento do escopo dos serviços, interferindo diretamente no prazo para conclusão da obra.

Além dessas interferências de ordem técnica mencionadas acima, e apesar de todas as licenças já obtidas pela Petrobras (IBAMA, ANP, ART, Prefeitura, outras), a obra foi embargada pelo IBAMA, que condenou a supressão de vegetação, prevista no projeto, obrigando a um novo traçado do oleoduto, trazendo como consequência imediata à paralisação de contratos em andamento. O processo tramitou por 10 meses pelos órgãos competentes, e a autorização para execução da obra só ocorreu em julho/2003.

Em 28 de novembro de 2003, entrou em pré-operação o trecho do PE 3 compreendido entre a REDUC e a Ilha d'Água. Os outros dois trechos (Ilha D'Água – Pier Principal e Ilha D'Água-Pier Secundário) encontram-se em fase final de montagem dos sistemas de instrumentação, devendo entrar em pré-operação em fevereiro de 2004.

## **Manutenção dos Sistemas de Controle Ambiental, de Segurança Industrial e de Saúde Ocupacional nas Atividades de Transporte Dutoviário**

Esse projeto se subdivide em diversos projetos e ações, que vêm sendo executados, para garantir padrões internacionais de Segurança, Saúde Ocupacional e Proteção Ambiental, nas instalações e nas operações de dutos e terminais da Petrobras. Os principais fatores a destacar são:

- Necessidade de inclusões de novos projetos e ações, em função de exigências legais não previstas, representadas em Termos de Compromissos, que, muitas vezes, se caracterizam como condição obrigatória para a obtenção de Licenças de Operação;
- Aumento progressivo do patamar de SMS (Segurança, Meio-ambiente, Saúde) requerido nas instalações e operações, tais como: Substituição de braços de carregamento em Terminais Marítimos; Aumento da quantidade de embarcações de contingência; Definição de novas áreas impactadas a remediar; Construção do Centro de Treinamento de SMS, em SP; e Construção de helipontos; Implantação de um Centro de Reparos de Dutos.
- Os resultados das inspeções nas instalações e equipamentos, pela passagem de pig instrumentado, têm revelado necessidades de execução de serviços de recuperação, cujas dimensões só podem ser avaliadas após a inspeção e verificação dos pontos críticos detectados nos dutos e (ou) equipamentos. Tal fato vem ocasionando dilatação dos cronogramas definidos anteriormente e a necessidade de novos níveis de investimentos;
- Alguns projetos definidos em 2003 serão concluídos somente em 2004/2005, em função do grau de complexidade e abrangência dos mesmos, como, por exemplo, os novos sistemas de combate a incêndio, a remediação de áreas impactadas, o centro de reparo de dutos e a adequação e construção de estações de tratamento de efluentes líquidos.

## **Proteção dos Interesses dos Consumidores de Derivados de Petróleo, Gás Natural e Álcool Combustível**

### **Fiscalização da distribuição e revenda de petróleo e álcool combustível.**

A Coordenadoria Especial de Fiscalização, em consonância com as atribuições e diretrizes da Agência Nacional do Petróleo, tem sua atividade dirigida ao mercado de distribuição e revenda de derivados de petróleo e outros combustíveis, com foco principal na proteção dos interesses do consumidor. A programação das ações de fiscalização dirigidas ao setor de abastecimento de combustíveis é elaborada a partir da integração das informações provenientes de:

- resultados dos Programas de Monitoramento da Qualidade de Produtos, Marcação Compulsória de Solventes e outros Derivados do Petróleo e de Monitoramento de Preços de Combustíveis, desenvolvidos pela ANP, indicadores dos desvios e condutas violadoras da regulamentação em vigor;
- denúncias e solicitações encaminhadas por entidades públicas para ações de fiscalização coordenadas;
- demandas de outros setores da ANP, sobretudo Superintendências de Abastecimento e de Qualidade;
- denúncias encaminhadas pelo Centro de Relações com o Consumidor da ANP e
- denúncias de associações, sindicatos, agentes do mercado e consumidores em geral.

As parcerias desenvolvidas pela ANP com entidades públicas cujas atribuições são correlatas na prevenção e combate de irregularidades no Setor tem por objetivo ampliar a força de fiscalização da Agência. No ano de 2003, foram intensificadas as trocas de informações sobre irregularidades cometidas e agentes infratores, aumentando significativamente o número das ações coordenadas, conjuntas ou concomitantes, com Ministérios Públicos, Procons e demais instituições de proteção e defesa do consumidor, Secretarias Estaduais de Fazenda, Receita Federal, Polícias e Corpos de Bombeiros. Com estes últimos, as ações estão voltadas para a fiscalização das condições de segurança na revenda de gás liquefeito de petróleo – GLP.

Em 2003, foram celebrados mais nove convênios de cooperação técnica e operacional com Secretarias de Fazenda - Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo e Minas Gerais, e com Corpos de Bombeiros - Paraná, Santa Catarina, Ceará e Rondônia. Continuaram sendo executadas ações decorrentes dos outros cinco firmados anteriormente - Secretarias de Fazenda de Pernambuco e de Tocantins, Corpo de Bombeiros de Minas Gerais e Mato Grosso do Sul e do Convênio ANP - Ministérios Públicos que engloba os vinte e sete Ministérios Públicos Estaduais e o do Distrito Federal.

A Fiscalização da ANP adotou modelo descentralizado para exercer sua atividade de forma a cobrir todo o País. No ano de 2003, com a criação de Coordenações Regionais de Fiscalização para o Norte e para o Centro - Oeste, houve um aumento de 38,53% no total de ações nos estados que integram tais regiões.

Seguindo o mesmo modelo, a CEF planeja criar unidades regionais de fiscalização em todos os estados do País. Possuindo atualmente escritórios somente em Brasília, Rio de Janeiro, São Paulo e Salvador, a CEF planeja implantar mais quatro ainda em 2004.

Resultados das Ações de Fiscalização 2003: 8.217 autos de Infração: 8.217; 1.467 infrações por desvio de qualidade do combustível; 1.225 autos de interdição - Total de Ações de Fiscalização: 24.285

### **Setor Elétrico**

#### **Energia no Eixo Madeira-Amazonas**

#### **Expansão do Sistema de Transmissão no Estado do Pará Associado à UHE Tucuruí (Acréscimo de 1.582 MVA nas Subestações Associadas)**

As obras de expansão no Pará visam garantir o controle de tensão adequado ao sistema, além de prover maior confiabilidade operacional para a região. Para o exercício de 2003, foi aprovado, inicialmente, pela Lei 10.640, de 14/01/2003, o orçamento de R\$ 133,881 milhões para este empreendimento; por meio da Lei 10.781, de 25/11/2003 e Decreto de 04/12/2003, o valor foi reduzido para R\$ 69,300 milhões. Até 31/12/2003, deste

montante, o percentual de realização foi de 82,0%. Dos serviços previstos nas subestações (Altamira, Transamazônica e Vila do Conde), foram concluídas as obras da SE Vila do Conde – T5 com 33,3 MVA em 01/10/2003.

### **Integração Elétrica Norte-Sul**

#### **Ampliação da Capacidade de Geração da UHE de Tucuruí – 2ª Etapa de 4.245 MW para 8.370 MW.**

Prosseguem as obras de ampliação da capacidade de geração instalada da UHE Tucuruí que deverá elevar sua potência de 4.245 MW para 8.370 MW. Para o exercício de 2003, foi aprovado, inicialmente, pela Lei 10.640, de 14/01/2003, o orçamento de R\$ 448 milhões, valor alterado, por meio da Lei 10.781, de 25/11/2003 e Decreto de 04/12/2003, para R\$ 590,22 milhões. Em 2003, desta dotação orçamentária aprovada, foram realizados 98,0%. No exercício 2003 entraram em operação comercial as seguintes unidades geradoras: 13ª unidade, 14ª unidade e 15ª unidade, totalizando potência de 1.125 MW. As demais unidades estão em fase de construção e montagem, previstas para entrar em operação comercial nos próximos três anos.

### **Programa Energia nos Eixos do Nordeste**

#### **Ampliação da Capacidade da UTE Camaçari em 157 MW (substituição de Combustível e Instalação de Novas Unidades Geradoras)**

Foram concluídas as atividades atinentes às três primeiras máquinas (3 x 70 MW), de um total de cinco, disponibilizando-se, assim, uma potência instalada de 210 MW para operação comercial do sistema interligado, ficando as duas últimas unidades (2 x 70 MW) para serem concluídas durante o exercício de 2004. Trata-se de empreendimento importante dentro do processo de diversificação da matriz energética do Nordeste, que vem enfrentando repetidas condições hidrológicas adversas nos últimos anos.

Com a realização dos serviços de recuperação, repotenciação, modernização e adaptação para gás natural da referida Usina Térmica, alcançam-se os seguintes objetivos principais:

- Operação com gás natural, combustível mais eficiente, econômico e menos poluente que o óleo diesel, utilizado anteriormente;
- Incremento da eficiência energética da planta, motivado pelo aumento do rendimento em 27%;
- Restabelecimento e aumento da disponibilidade de potência instalada de 50 MW (limitação operacional antes dos serviços) para 210 MW (disponibilização plena de três máquinas, ocorrida após os serviços).

#### **Implantação do Sistema de Transmissão no Nordeste (2.833 km de linha de transmissão em 230 kV e de 58 subestações com 6.889 MVA)**

Foram concluídos os seguintes empreendimentos:

- Linhas de Transmissão, em 230 kV, Banabuiú/Mossoró e Cauípe/Fortaleza II, com 177 km e 58 km, respectivamente;
- Subestação Seccionadora de Quixadá em 500 kV;
- Transformação da Linha de Transmissão Milagres/Quixadá/Fortaleza II, de 230 kV para 500 kV, com 403 km;
- Substituição de 2 disjuntores de 230 kV na Subestação de Pirapama e de 14 disjuntores de 69kV na Subestação de Pituacu;
- Instalação de transformadores de aterramento nas Subestações de Santo Antônio de Jesus e Governador Mangabeira;
- Implantação de 1 banco de capacitores de 69 kV na Subestação de Irecê e de 2, de 230 kV, na Subestação de Recife II;



- Instalação de transformador de 138/13,8 kV- 44 MVA, na Subestação de Funil;
- Ampliação das Subestações de Fortaleza II, em 500 kV, e de Picos, Itabaianinha e Santo Antonio de Jesus em 230 kV.

Foram, ainda, iniciadas obras de ampliação de diversas subestações em 230 kV, dentre as quais destacam-se, Açú II, Campina Grande II, Natal II, Sobral II e a instalação de 2 bancos de capacitores série na Subestação de São João do Piauí – 500 kV.

## **Energia nos Eixos do Centro Oeste**

### **Expansão de Sistema de Transmissão de Energia Elétrica no Mato Grosso (Acréscimo de aproximadamente 365 Km de Linha de Transmissão, Implantação da SE Jauru (MT) 400 MVA) e Reforço nas Subestações Associadas Equivalente a 563 MVA)**

As obras de expansão do Sistema de Transmissão do Mato Grosso são necessárias para o escoamento de energia elétrica gerada por hidrelétricas instaladas no estado, interligando ao Sistema Elétrico Nacional. Para o exercício de 2003, foi aprovado, inicialmente, pela Lei 10.640, de 14/01/2003, o orçamento de R\$ 78,639 milhões, posteriormente, por da Lei 10.781, de 25/11/2003, o valor foi reduzido para R\$ 97 milhões. Até 31/12/2003, deste montante, o percentual de realização foi de 87,0%. No exercício 2003 foram concluídos os seguintes empreendimentos: LT Coxipó/Jauru – C1/C2 com 365 km e as subestações SE Jauru e SE Coxipó totalizando 400 MVA e 120 MVar.

## **Energia no Eixo Sudeste**

### **Modernização da UHE Mascarenhas de Moraes (MG) Capacidade Instalada de 600 MW**

O objetivo desta ação é modernizar a Usina Hidrelétrica de Mascarenhas de Moraes, de 476 MW de capacidade instalada e em operação há mais de 40 anos, aprimorando e otimizando as condições de funcionamento, preservando o desempenho adequado e a maior eficiência da usina, permitindo o prolongamento de sua vida útil.

A modernização consiste na implantação de novos sistemas de controle, comando, supervisão, monitoramento e proteção. Além disso, a digitalização da usina, pela adequação das suas unidades geradoras, permitirá sua operação remota a partir da UHE Estreito, possibilitando o aumento da segurança operacional e aumentando substancialmente a confiabilidade dos equipamentos e sistemas eletromecânicos.

Em 2003 continuaram sendo executados os serviços relativos às unidades geradoras 5 a 8, à subestação em 345 kV bem como à modernização e comissionamento das Comportas Tipo Segmento do vertedouro antigo e da Tomada d'água, entre outros. O avanço físico total da obra, até novembro, é de 88%.

### **Implantação do Sistema de Transmissão Bateias (PR) - Ibiúna (SP) (328 Km de Linha de Transmissão em 500 kV e Subestações Associadas)**

O objetivo desta ação é a implantação da LT Batéias (PR) – Ibiúna (SP), com 332 km, em 500 kV e subestações associadas, possibilitando o expressivo incremento das trocas energéticas entre os sistemas Sul e Sudeste, estando dimensionada para transmitir até 2.500 MW de potência, em condições normais de operação, e explorando melhor a diversidade hidrológica existente entre essas regiões.

Furnas Centrais Elétricas S.A. foi a empresa vencedora do leilão de licitação 04/2000 promovido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, para a implantação, operação e manutenção das instalações desta Linha de Transmissão, com energização prevista para março de 2003, conforme Contrato de Concessão no 34/2001, assinado em 9/5/2001. Cumprindo o cronograma estabelecido, energizou esta Linha em 21 de março de 2003. Entretanto, continuaram em andamento ao longo do ano as atividades associadas ao meio ambiente, pendências referentes às obras civis e montagem e acabamentos nas subestações associadas. Como exemplo, pode ser citada a recuperação de áreas degradadas, sistemas de monitoramento de equipamentos, entre outros

### **Implantação de Sistema de Transmissão Ouro Preto (MG) - Vitória (ES) - (370 km de linha de transmissão e Subestações Associadas de 345 kV)**

O objetivo desta ação é a implantação da LT Ouro Preto 2 – Vitória, com 380 km de extensão, em 345 kV, com os respectivos vãos nas subestações associadas, além de uma unidade transformadora 525/345 kV, com 400 MVA na SE Ouro Preto 2. Este empreendimento possibilitará expressivo escoamento de energia para o mercado do Espírito Santo, a partir da área de Minas Gerais, em especial nos cenários em que o Sudeste é importador de energia da região Norte. Foi considerado como prioritário e emergencial, conforme Resolução GCE 032, de 30/7/2001 e autorizado à Furnas pela Resolução ANEEL nº 335 de 14/08/2001. A previsão inicial para a energização desta linha era maio de 2003, mas foi inviabilizada em função do atraso na emissão do licenciamento ambiental, necessitando reavaliar todo o cronograma da obra.

Furnas, conforme procedimentos tradicionais, informou à ANEEL que a energização deste empreendimento somente poderia ocorrer 14 meses após a obtenção da Licença de Instalação - LI. Como a emissão da LI somente ocorreu em 12.11.2003 sua conclusão no momento está prevista para janeiro de 2005. Em 2003, foram executadas atividades relativas a projeto, serviços de topografia e sondagem, liberação de áreas e desapropriações e fornecimento de equipamentos e materiais. As atividades de Meio Ambiente e Construção estiveram paralisadas aguardando a emissão da LI e estão previstas para janeiro de 2004.

### **Implantação de Ciclo Combinado na Usina Termelétrica Santa Cruz (RJ) (Fase 1 - com Acréscimo de 350 MW)**

O objetivo desta ação é ampliar a capacidade da Usina Termelétrica - UTE - Santa Cruz (RJ), de propriedade de Furnas, por meio da implantação do Ciclo Combinado FASE 1, que consiste na incorporação de dois turbogeradores acionados a gás natural ou óleo diesel e interligação destes aos turbogeradores a vapor em atividade, agregando 350 MW novos aos 600 MW já existentes. Este empreendimento foi incluído no Programa Prioritário de Termelétricas – PPT, por intermédio da Resolução 047, de 18/9/2001, da GCE.

Durante o ano de 2003 as atividades relativas a projeto básico e executivo alcançaram aproximadamente 93,3% de avanço físico. O fornecimento dos equipamentos está praticamente concluído e o fornecimento dos materiais eletromecânicos, tubos, conexões, válvulas e instrumentos estão com andamento normal. As atividades relativas à construção civil alcançaram avanço físico de aproximadamente 93,9% enquanto as montagens eletromecânicas atingiram 46,4%. O avanço físico total da obra, até novembro, é de 79%.

## **Abastecimento de Energia Elétrica**

### **Inventário dos Potenciais de Energia Hidráulica**

A meta estabelecida para 2003 foi inventariar 5.000 MW de energia hidrelétrica dentro do plano de expansão do sistema elétrico nacional nas diversas regiões do Brasil. Contudo, os empreendimentos inventariados e aprovados em 2003, totalizam uma potência de 5.823,75 MW, perfazendo o percentual de 116% da meta estabelecida.

O processo de geração de energia hidrelétrica inicia-se com a elaboração de estudos de inventário que podem ser definidos como sendo a etapa onde se estima a capacidade de geração hidrelétrica de uma bacia hidrográfica ou rio, por meio de um estudo de divisão de quedas, que visa definir quantidade e posição de cada barragem no âmbito do “aproveitamento ótimo”.

Posteriormente ao inventário, é desenvolvido um estudo mais detalhado, denominado “Estudo de Viabilidade”, etapa na qual se define a concepção global de uma dada usina, visando sua otimização técnico-econômica e ambiental e a avaliação de seus benefícios e custos associados, de modo que concluída essa etapa, possa ser iniciado o projeto básico.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em 2003, priorizou a análise dos estudos de inventário, num montante de 15 estudos com potencial de geração de 6.145 MW. A aprovação desses estudos está condicionada ao atendimento e satisfação de todos os quesitos que impliquem na continuidade das análises, tais como o atendimento pleno dos critérios técnicos contidos no “Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas” (Eletrobrás, 1997), o cumprimento de aspectos legais envolvidos como a consulta aos órgãos

ambientais e de gestão dos recursos hídricos e encaminhamento das Anotações de Responsabilidade Técnicas junto ao CREA:

Os estudos e projetos apresentados à ANEEL para análise e aprovação encontram-se na seguinte situação: 37 solicitações de registro paralisadas devido a edição das Medidas Provisórias nº 144 e 145, que tratam do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro e que tiveram impacto direto nas atividades voltadas à gestão dos potenciais hidráulicos (aproximadamente 234 MW); e 240 solicitações em processamento (aproximadamente 9.357 MW), excluindo-se desse montante os estudos de inventário.

O processo referente à Central Hidrelétrica (CHE) Belo Monte (11.182 MW), cuja análise dos estudos de viabilidade encontra-se parcialmente concluída, permanece aguardando definições ambientais

Encontram-se em elaboração, por parte dos agentes, 168 estudos, 168 estudos e projetos (aproximadamente 14.303 MW), incluindo-se os aproveitamentos hidrelétricos (AHEs) Santo Antônio (3.580 MW) e Jirau (3.900 MW), situados no rio Madeira (RO).

## **Qualidade do Serviço de Energia Elétrica**

### **Fiscalização das Concessionárias de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**

No ano de 2003, a ANEEL fiscalizou, em parceria com as agências conveniadas, 71 das 80 concessionárias de distribuição e transmissão, correspondendo a 89% da meta estabelecida para 2003. A atividade de fiscalização econômica e financeira da Agência se desdobra nas vertentes de anuência prévia, monitoramento e fiscalização in loco. No ano de 2003, as fiscalizações programadas para 2003 ficaram restritas a: encerramento do Programa de Racionamento, validações da base de remuneração, validação da recomposição tarifária, validação da conta de compensação de variação de itens da parcela “A” e realização de oito das fiscalizações programadas.

### **Fiscalização das Centrais Geradoras de Energia Elétrica**

Em 2003, foram fiscalizadas, por meio de monitoramento à distância, 1.318 centrais geradoras de energia elétrica, correspondendo a 100% das usinas existentes. A meta da ação de fiscalização era de 1.050 centrais fiscalizadas, das quais 368 usinas deveriam ser inspecionadas por meio de visitas técnicas. No total, foram fiscalizadas por meio de visitas técnicas, no exercício de 2003, 508 usinas com equipe própria ou com o apoio de agências estaduais. Com relação aos empreendimentos em fase de implantação, foram realizadas 189 inspeções técnicas, para levantamento de informações imprescindíveis à atividade de acompanhamento da expansão da geração de energia elétrica.

Para o ano de 2003, estava programada a realização do trabalho de diagnóstico dos procedimentos de operação e manutenção de usinas em operação. Trata-se de uma atividade relevante na verificação da condição operativa e qualitativa da usina para a prestação do serviço de geração de energia elétrica. Em função de restrições orçamentárias, esse trabalho não foi desenvolvido.

O acompanhamento dos empreendimentos nas diversas etapas de implantação das usinas hidrelétricas (UHEs), usinas termelétricas (UTES), pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais geradoras eólicas (EOLs) é atualizado mensalmente e disponibilizado na página da ANEEL para consultas na Internet.

## **Programa Luz no Campo**

### **Ampliação da Rede de Distribuição Rural no Acre**

Com o objetivo de fixar o homem ao campo, proporcionando melhor qualidade de vida e desenvolvimento da comunidade local, a Eletroacre, buscando cumprir o Programa do Governo Federal, implantou 158,41 km de rede de distribuição rural no Acre e atendeu a uma população estimada de 2.695 habitantes no ano de 2.003. Com isso perfaz um total de 828,9 km de rede construídas para uma meta do Programa de Eletrificação Rural no Acre de 1.176 Km.

Com este atendimento o número de consumidores na área rural no ano de 2003 passa para 8.014 consumidores e representa um percentual de 6,87 % em relação ao número total de consumidores da empresa e de 18% da população rural do Estado.

## **Programa Gestão da Política de Energia**

### **Planejamento da Expansão do Setor Elétrico**

A evolução do consumo de energia elétrica em 2003 permaneceu ainda sob forte influência dos efeitos do racionamento vigente no setor entre 2001 e 2002, que trouxe significativas mudanças nos hábitos dos consumidores residenciais, e que, em associação com outros fatores do cenário político-econômico interno e externo, continuou a determinar uma evidente redução nas demandas globais de energia elétrica no País, gerando até um expressivo excedente de oferta.

Assim, o atendimento aos sistemas elétricos não registrou perturbações ou riscos de déficit em 2003, em virtude do citado retraimento do consumo, da efetivação de novas obras de geração e transmissão e das condições razoáveis do regime hidrológico nos principais reservatórios das usinas hidrelétricas do País.

De fato, em 2003 foi incorporada ao sistema elétrico brasileiro uma potência instalada de 4.182 MW, sendo 50% de origem hidrelétrica. Na transmissão de energia elétrica, a Rede Básica foi ampliada em 4.730 km de linhas, sendo 3.683 km na tensão de 500 kV, com importantes reforços nas interligações entre as regiões.

De modo mais amplo e numa dimensão mais estruturante, a expansão dos sistemas elétricos e todo o modelo institucional do setor foram o foco central das preocupações e das ações estratégicas do MME em 2003, consolidadas então nas Medidas Provisórias 144 e 145, que definem uma importante reestruturação de todo o setor elétrico brasileiro.

Os objetivos primordiais das mudanças propostas pelo novo modelo institucional visam corrigir deficiências diagnosticadas no sistema vigente e adequar alguns rumos tomados no passado, que comprometeram a eficácia do planejamento e inibiram os investimentos na expansão desse Setor. Nesse sentido, o novo arranjo setorial tem como fundamentos básicos a segurança do suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, a estabilidade do marco regulatório e a inserção social por meio do setor elétrico, definindo então, dentre outras medidas, novas regras para contratação e comercialização de energia.

Três novas estruturas estão sendo criadas para assegurar o cumprimento destes objetivos: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Vale destacar que estas novas entidades não representarão custos adicionais para o consumidor.

Dentre as demais ações do Programa de Gestão da Política de Energia, destacam-se também os estudos realizados para a formulação da política energética nacional, que resultaram na publicação de oito resoluções do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Nesse plano mais amplo, deve-se registrar que os trabalhos para elaboração das projeções da Matriz Energética Nacional - MEN não foram concluídos, em virtude de mudanças institucionais ocorridas durante o ano de 2003 e por conta de contingenciamentos do orçamento, prevendo-se, porém, ainda para o 1º semestre de 2004, a celebração de convênio para viabilização dessa tarefa.

Ainda nesse contexto destaca-se a conclusão do Balanço Energético Nacional 2003, editado em dezembro, com versões em português e inglês, além da reprodução de mil mini CDs e a divulgação de quatro folders que resumem os principais resultados desse balanço.

### **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico**

As mudanças implementadas no setor elétrico, ao longo da última década, trouxeram importantes alterações institucionais, orientadas por uma perspectiva de auto-regulação pelo mercado, que acabou por se mostrar frágil e ineficiente como ficou exposto no racionamento de energia elétrica ocorrido entre 2001 e 2002. Desde então, tornou-se evidente e inadiável a necessidade de um reordenamento setorial para fazer frente aos entraves e inadequações que colocavam em risco o suprimento às demandas presentes e as expansões para garantir atendimento às projeções futuras.

Ciente disso e sob a premissa de resgatar e assumir com firmeza a indelegável responsabilidade do Estado em assegurar as condições de infra-estrutura básica para dar sustentação ao desenvolvimento econômico e social do País, em 06 de fevereiro de 2003, o Ministério de Minas e Energia - MME baixou a Portaria nº 40, instituindo um Grupo de Trabalho, integrado por técnicos do MME e por renomados especialistas de outras instituições, com o objetivo de assessorar a formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico.

Como fruto dos intensos trabalhos desse GT, ainda em 21 de julho, foi aprovada a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, pela Resolução nº 5, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, divulgada amplamente pelo MME para assegurar um debate público democrático e transparente. Essa mesma postura orientou também todo o processo de reflexões conjuntas, troca de informações e discussão de expectativas entre o governo, os agentes setoriais e a sociedade em geral, por meio de reuniões técnicas, workshops, seminários e debates para coleta de contribuições à proposta formulada.

Esse novo arranjo institucional do setor elétrico tem como fundamentos básicos a segurança do suprimento de energia elétrica, para dar sustentação ao desenvolvimento do País, a modicidade tarifária, para favorecer a competitividade da economia e a inserção social de toda a população no uso desse serviço público, e a estabilidade do marco regulatório, com vistas a atrair investimentos para a expansão do setor.

Para concretizar tais objetivos, o novo modelo enfoca uma importante reestruturação do planejamento de médio e longo prazos para a expansão dos sistemas elétricos, em favor de uma abordagem integrada, de modo a conciliar, estrategicamente, pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do País. Nesse sentido, ganha destaque a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, objeto específico da MP Nº 145.

Em sua função de subsidiar o planejamento energético nacional, a EPE elaborará análises que nortearão as escolhas do Estado com vistas à promoção da prestação eficiente do serviço público e do desenvolvimento eficaz do setor de energia, para melhor atender o bem-estar social, o interesse coletivo e o desenvolvimento sustentável, dando efetividade ao preceito constitucional que atribui ao Estado a responsabilidade pela fiscalização, incentivo e planejamento das ações setoriais.

Para otimizar o controle e as ações sobre as condições de atendimento no curto prazo, institui-se o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, no âmbito do MME, responsável, também, pela coordenação do novo órgão, que deverá contar com a participação de representantes dos agentes setoriais, em processos democráticos e transparentes de discussão, acompanhamento e divulgação das informações disponíveis.

Completando o quadro desses novos órgãos setoriais, registra-se ainda a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com a atribuição de intermediar e gerenciar os contratos bilaterais entre os agentes e a gestão das garantias, assumindo, ampliando e otimizando o trabalho que vinha sendo desenvolvido pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. De fato, as novas regras para contratação de energia elétrica constituem elementos centrais do novo modelo, que cria, para isso, dois ambientes diferenciados: um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), estimulando a iniciativa dos consumidores livres.

Dentre as novas orientações para essa comercialização de energia destaca-se a obrigatoriedade de as distribuidoras contratarem 100% de seu mercado, para um prazo de 5 anos, por meio de leilões públicos, na forma de pool e pela menor tarifa, bem como a limitação dos processos de autocontratação, de modo a repartir com todos os consumidores os benefícios econômicos da geração hidrelétrica, de menor custo, que se realiza a partir do uso de um bem público (os recursos hídricos). Fica estabelecida ainda a exigência de que os agentes de distribuição estejam desvinculados de quaisquer outras atividades nas áreas de geração e transmissão.

São modificadas, também, as regras de licitação de novos empreendimentos para a expansão dos sistemas elétricos. Nas novas obras de geração, ganhará quem apresentar o menor preço pela energia ofertada, lançando mão de usinas incluídas numa lista de alternativas disponibilizadas pela EPE, já com os estudos de viabilidade concluídos e com a licença prévia ambiental concedida, nos casos de aproveitamentos hidrelétricos.

Essas medidas, ao lado da estabilização e consolidação dos marcos regulatórios, visam ampliar a atratividade do setor para os investidores, pela maior previsibilidade dos processos e dos investimentos associados aos empreendimentos de expansão, bem como pela maior garantia da futura comercialização da energia, por meio de contratos de longo prazo (15 a 20 anos).

O modelo traz, ainda, importantes redefinições e esclarecimentos das funções e atribuições dos diversos agentes institucionais existentes, estabelecendo melhor suas responsabilidades e aperfeiçoando os termos de sua governança. Incluem-se dentre eles o CNPE, MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o Operador Nacional do Sistema – ONS e a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – ELETROBRÁS.

Com todas essas ações e definições, o novo modelo proposto para o setor elétrico brasileiro vem responder às principais dificuldades e inadequações do ordenamento institucional vigente, bastante exacerbadas por ocasião do racionamento ocorrido em anos recentes, bem como a outras exigências e expectativas da sociedade, no sentido de se tranquilizar quanto à qualidade e à continuidade desse serviço.

No modelo proposto, essas garantias são formuladas por meio de regras que buscam a necessária proteção aos consumidores cativos, mas dando espaço, também, para a atuação dos agentes e respeitando integralmente todos os contratos vigentes, de modo a garantir uma transição sem sobressaltos. Ao reduzir o risco de que sejam repassados aos consumidores possíveis prejuízos de decisões empresariais equivocadas e valorizar a meta de efetiva universalização do acesso e uso da eletricidade, o novo modelo pretende marcar uma nova era para o setor elétrico brasileiro, garantindo também o suporte básico para um desenvolvimento economicamente sustentável e socialmente justo.

## **Setor Mineral**

### **Programa Desenvolvimento da Produção Mineral**

Como instrumento da estratégia de prover os meios para atrair investimentos para as fases de pesquisa e produção mineral, o Programa apresentou resultados positivos, no que pese a insuficiência das ações para atingir-se o dinamismo desejado. Os investimentos privados na pesquisa mineral continuam muito aquém dos 300 milhões de dólares que deveriam ser investidos anualmente.

Visando sanar a crônica falta de recursos para execução das ações do programa, foi incluído artigo na Medida Provisória 144/03, garantindo a aplicação de parte dos recursos arrecadados pela participação especial na produção de petróleo. Esses recursos serão fundamentais para a implementação das ações que compõem os três programas da área mineral no PPA 2004-2207.

No campo do conhecimento geológico, foi iniciada a retomada dos levantamentos geológicos básicos sistemáticos numa iniciativa de recuperar a infra-estrutura do desenvolvimento mineral do Brasil e fornecer informações para a gestão territorial. Neste sentido, foram implementadas as seguintes ações:

- Retomada dos Levantamentos Geológicos Básicos e sistemáticos os quais não vinham sendo executados nos últimos dez anos.
- Levantamentos e definição da potencialidade e alternativas para o suprimento das demandas de materiais da construção civil em duas grandes regiões metropolitanas.
- Caracterização química, física e tecnológica em rochas carbonáticas objetivando o seu uso com insumos para as indústrias de fertilizantes, química e construção civil.
- Mapas Geológicos dos Estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Alagoas, Bahia e Minas Gerais.
- Levantamentos geológicos de pequenos depósitos minerais visando apoiar os arranjos produtivos locais de base mineral.
- Levantamentos geológicos de informações para a gestão território como também participação do Consórcio ZEE-Zoneamento Ecológico Econômico.
- Estudos e Levantamentos Hidrogeológicos incluindo a perfuração de um poço profundo para abastecimento de água do Município de Guariba no Estado do Piauí.
- Cadastramento e implementação de Sistema Simplificado de Abastecimento de Água em comunidades do interior do Semi-árido Brasileiro priorizando os municípios localizados nas áreas de atuação do Programa Fome Zero, com mecanismo social de sustentabilidade, em parceria com órgãos do Governo Federal.

- Implantação e operação do Sistema de Prevenção e Alerta Hidrológico nas Bacias do Rio Doce, Pantanal Matogrossense e em Manaus.

- Operação e Manutenção da Rede Hidrometeorológica do Brasil.

Na linha da modernização tecnológica, tiveram continuidade as ações voltadas para a incorporação definitiva das tecnologias digitais na aquisição, no processamento e na disponibilização das informações geocientíficas, propiciadas pela utilização de métodos de sensoriamento remoto nos levantamentos geológicos e hidrogeológicos (aerogeofísica, imageamento por satélite etc.) e pela conversão de bancos de dados tradicionais para o formato de Geographic Information Systems – GIS. Evolução iniciada a partir da decisão de se implementar um processo de downsizing das plataformas de informática, que tem permitido a migração de informações armazenadas em sistemas já obsoletos, hospedados em mainframe, para plataformas baixas, que operam em redes de microcomputadores, facilitando a descentralização de atividades e a conseqüente incorporação de mais profissionais na produção e gestão do conhecimento.

Para as ações executadas pelo Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, houve uma mudança conceitual que visa o apoio às micro e pequenas empresas de mineração, buscando estimular a regularização da atividade minerária em regiões carentes, a partir dos arranjos produtivos locais e do estímulo à formação de cooperativas, cuja concepção filosófica aponta para a inclusão social na mineração.

Visando dinamizar os processos de outorga, regulação e fiscalização da atividade minerária, tendo em vista que as dificuldades administrativas atuais constituem grande obstáculo ao aumento dos investimentos privados no setor mineral, iniciou-se o projeto de modernização administrativa e tecnológica do DNPM. Pretende-se, com a modernização da instituição, aumentar o conhecimento técnico oriundo da atividade mineral de forma a incentivar a geração de novas jazidas e empreendimentos minero-industriais que visem o desenvolvimento sustentável e contribuam para a redução de desigualdades regionais e da vulnerabilidade externa da economia brasileira.

Dentre as atividades desenvolvidas na área de fiscalização, destacam-se: Atualização e implementação do Relatório Gerencial Mensal de Fiscalização a ser apresentado pelos Distritos para controle da Diretoria de Fiscalização-DIFIS; Descentralização e controle financeiro dos recursos enviados para as Unidades Regionais com a finalidade específica de aplicação na atividade de fiscalização, e recursos utilizados para apoio técnico às tarefas realizadas pela DIFIS; Apoio técnico aos Distritos Regionais, visando a realização de vistorias e respectivos pareceres sobre Relatórios Finais de Pesquisa, Requerimentos de lavra e de guias de utilização, acompanhamento de lavra e atividades clandestinas; Análise, avaliação e extração de dados para realização de estatísticas e orientação das atividades de fiscalização de mineração em cerca de 250 Relatórios Gerenciais Mensais de Fiscalização, apresentados pelos Distritos do DNPM.

#### QUADRO DE EVOLUÇÃO DAS ATIVIDADES DE FISCALIZAÇÃO

ATIVIDADES	2000	2001	2002	2003	% acréscimo 2002/2003
Vistoria de acompanhamento de pesquisa	1.484	1.916	467	457	-2 %
Vistoria Relatório Final de Pesquisa	907	1.113	833	1035	24 %
Vistorias de lavra e licenciamento	1.663	1.660	1.524	1.027	-48 %
Vistorias de denúncias e de lavras clandestinas	1.111	1.091	950	1.306	37 %
<b>TOTAL DE VISTORIAS</b>	<b>5.780</b>	<b>5.165</b>	<b>3.774</b>	<b>4.826</b>	<b>27 %</b>