

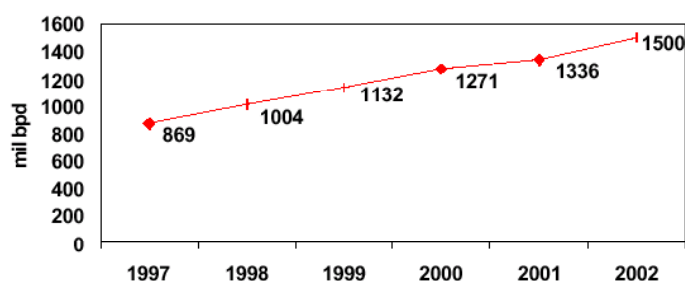
Oferta de Petróleo e Gás Natural

A produção média da PETROBRAS em 2002 foi de 1,50 milhão de barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado, 0,7% acima da meta de 1,49 milhão de bpd, representando um crescimento de 12% em relação à produção do ano anterior. A produção de gás natural (sem LGN) foi de 40,4 milhões de m³ por dia, 9% maior em relação a 2001.

Desta forma, a produção média total da empresa atingiu 1,75 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/dia), o que também representou um crescimento de 12% em relação ao ano anterior e, ainda, a expressiva média de 11% ao ano nos últimos cinco anos, mais de dez vezes a taxa observada em companhias de petróleo do porte da PETROBRAS, que é da ordem de 1% ao ano.

O crescimento da produção doméstica é orgânico, o que realça o desempenho da PETROBRAS em relação às principais empresas do setor, cujos índices incluem acréscimos na produção oriundos de fusões e aquisições.

Média Anual de Produção de Óleo no Brasil



**Crescimento da Produção de Óleo Equivalente
1998-2001 (%a.a)**

Exxon- Mobil	- 0,1
Shell	0,8
BP	3,6
Chevron-Texaco	- 1,3
TotalFinaElf	1,5
Média	0,8
PETROBRAS (Brasil)	9,8

Este desempenho da produção em 2002 deveu-se, principalmente, à interligação de novos poços às plataformas dos campos de Marlim, Albacora e Espadarte, à produção do Módulo 1 do Campo de Marlim Sul por meio da P-40 e também, em outubro, à entrada em produção do Campo de Jubarte, no litoral do Espírito Santo.

Outro fator contribuiu para o crescimento da produção no ano: a retomada da produção no Campo de Roncador no início de dezembro, com a entrada em operação de mais uma plataforma de produção (FPSO Brasil). Com essa nova plataforma, a produção em Roncador atingirá 90 mil bpd no segundo semestre de 2003.

Além disso, em 2002, ocorreram sucessivas quebras de recordes, quando se superou a produção média mensal de 1.500 mil barris por dia de óleo e LGN durante sete meses do ano. Em agosto, foi atingida a produção média mensal recorde de 1.551 mil barris por dia. O recorde de produção, de 1.616 mil barris por dia de óleo e LGN, foi estabelecido em 12 de maio quando, pela primeira vez, a PETROBRAS ultrapassou a marca dos 1.600 mil barris por dia no Brasil.

Um dos grandes benefícios do programa tem sido a manutenção da tendência declinante da taxa de dependência externa, passando de 50% em 1995, para cerca de apenas 15% em 2002. Em 2002, a PETROBRAS foi a maior exportadora do país, tendo exportado cerca de US\$ 4 bilhões em petróleo e derivados. As exportações de

óleo bruto cresceram cerca de 149% em volume. Sozinha, respondeu por cerca de 25% do saldo comercial do Brasil com o exterior em 2002, contribuindo de forma decisiva para a redução da vulnerabilidade externa do país.

O esforço exploratório realizado durante o ano resultou em importantes descobertas no Brasil, sendo duas em terra e dez no mar, com um volume potencialmente recuperável de 1,95 bilhão de barris de óleo equivalente

O índice de aproveitamento do gás produzido na Bacia de Campos atingiu a média de 73%, proporcionando um crescimento de 11 pontos percentuais em relação ao índice realizado em 2001, tendo a Petrobras superado a meta estabelecida pela ANP.

O custo de extração do petróleo produzido, sem a parcela das participações governamentais, foi de US\$ 3,00 por barril de óleo equivalente, representando uma redução de 8% em relação ao nível registrado em 2001, notadamente por conta do expressivo incremento de 12% obtido com a produção nacional de petróleo.

O índice de meio ambiente deve ser inferior a 0,07 metro cúbico derramado por 100 mil metros cúbicos produzidos, representando uma redução de mais de 96% do índice de 2001, e de mais de 99% do índice registrado em 1997.

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 1,28 pessoa por milhão de homens-hora expostos ao risco, representando uma redução superior a 45% em relação à taxa registrada em 2001, e de mais de 86% em relação à taxa verificada em 1997.

O índice de meio ambiente deve ser inferior a 0,07 metro cúbico derramado por 100 mil metros cúbicos produzidos, representando uma redução de mais de 96% do índice de 2001, e de mais de 99% do índice registrado em 1997.

Desenvolvimento da Produção de Óleo e Gás Natural no Campo Petrolífero de Marlim Sul (acrécimo de 108.000 boe/dia)

A produção média do campo de Marlim Sul em 2002 foi de 152 mil barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado e de 2,8 milhões de m³ por dia de gás natural. Isto representa um crescimento de 260% em relação à produção do ano anterior, 10% da produção nacional de óleo e 7% da produção nacional de gás natural em 2002.

No primeiro semestre de 2002, promoveu-se um ajuste do cronograma de perfuração, completação e interligação de poços do Módulo 1.

Este ajuste se fez necessário para que pudesse ser concluída a revisão da estratégia de desenvolvimento do Módulo 1 de Marlim Sul, em função da melhor produtividade obtida nos poços que foram interligados à P-40.

Essa melhor produtividade fez com que a P-40 alcançasse a sua capacidade nominal de produção com um número de poços interligados menor do que o previsto.

A revisão da estratégia de desenvolvimento concluiu pela viabilidade de se aumentar a capacidade instalada de produção no Módulo 1, por meio da instalação de uma nova unidade de produção, com a finalidade de absorver os poços excedentes da P-40 e novos poços, o que permitirá uma antecipação da produção do Módulo 1.

- Resultado: acréscimo de 110 mil barris por dia de óleo e 2 milhões de m³/d de gás natural.

- Principais realizações:

- Entrada em operação, na plataforma P-40, de 10 poços produtores e 6 poços injetores de água, com uma produção média de 152 mil bpd.

- 26/08/2002 – Novo recorde de produção da Plataforma P-40, que atingiu o pico de produção de 155 mil bpd.

- 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

Resultado: oito descobertas

Principais realizações:

Concessões

A PETROBRAS participou, em junho, da Quarta Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), quando adquiriu direitos sobre oito blocos, sendo três em terra, com 100% de participação, e cinco no mar, todos em parceria, com a PETROBRAS como operadora.

Ao longo do ano foram devolvidas cinco concessões exploratórias, tendo a empresa, em outubro de 2002, direitos sobre 58 blocos, sendo 28 com exclusividade e 30 em parceria.

Descobertas

Durante o ano, foram perfurados e concluídos setenta e nove poços exploratórios, dos quais dezoito foram considerados produtores, resultando num índice de sucesso exploratório de 23%, traduzidos em doze descobertas, duas em terra e seis no mar.

No mar, os principais resultados exploratórios do ano foram obtidos nos blocos BS-500, na Bacia de Santos, e BC-60, na Bacia de Campos, ambos exclusivos da PETROBRAS, assim como nas áreas dos atuais campos de Espadarte e Albacora, também na Bacia de Campos.

No BS-500 foram realizadas duas descobertas, por meio dos poços 1-RJS-576 e 1-RJS-581, que comprovaram expressivos volumes de óleo, porém de baixo grau API (American Petroleum Institute).

No BC-60, além da comprovação, por meio de poços de extensão, dos volumes descobertos em 2001 no Campo de Jubarte, com reservas estimadas em 600 milhões de barris de óleo equivalente, confirmou-se a produtividade dos reservatórios arenosos. Esta descoberta se reveste de particular importância, pois representa a maior descoberta feita pela PETROBRAS desde Roncador, em 1996. Além disso, uma das notícias mais importantes do ano, confirmando a região norte da Bacia de Campos como uma nova província petrolífera, foi a descoberta de uma nova acumulação pelo poço 1-ESS-116, denominado Cachalote, ao norte do Campo de Jubarte, que acresceu reservas estimadas de trezentos milhões de barris de óleo equivalente.

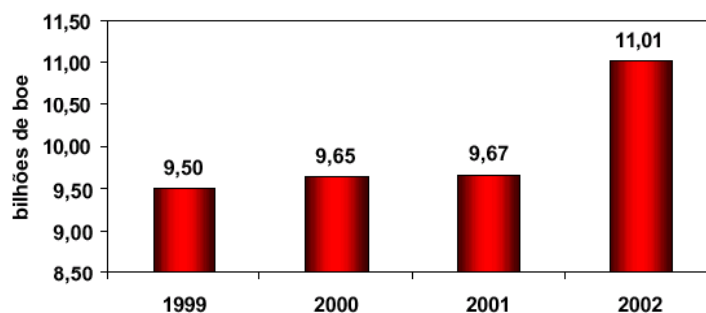
As descobertas nos atuais campos de Espadarte e Albacora, além dos expressivos volumes, são importantes por se situarem em regiões com infra-estrutura de produção instalada, o que permite seu rápido aproveitamento.

Em terra, houve duas descobertas importantes na Bacia Potiguar, nos ring fences dos campos de Boa Esperança e Canto do Amaro.

Estas descobertas, somadas à transformação de reservas prováveis em provadas, possibilitaram a incorporação de 1,95 bilhão de barris de óleo equivalente em 2002, um crescimento de 14% em relação ao ano anterior. Assim, no Brasil, as reservas provadas de óleo condensado e gás natural deverão atingir 11,0 bilhões de boe, com índice de reposição de reservas provadas de 320%. A relação reserva/produção (R/P), considerando-se óleo condensado e gás natural, manteve-se em dezoito anos.

O ritmo de reposição de reservas é a base de sustentação de longo prazo de uma companhia de petróleo e está na raiz de toda a movimentação de fusões e aquisições nos últimos anos. O índice de reposição orgânico da PETROBRAS é muito superior ao de suas congêneres.

Reservas Provadas no Brasil



Índice de Reposição de Reservas 1998-2001 (%)

Exxon- Mobil	116
Shell	86
BP	99
Chevron-Texaco	108
TotalFinaElf	130
Média	106
PETROBRAS (Brasil)	158

Benefício para a sociedade: aumento do volume de reservas petrolíferas.

Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico na Área de Petróleo

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

As atividades de P&D em Exploração e Produção mantiveram seu curso em 2002, tendo como focos principais os Programas Tecnológicos de Águas Profundas – PROCAP, de Recuperação Avançada de Petróleo – PRAVAP, de Fronteiras Exploratórias – PROFEX e o recém-criado Programa Tecnológico de Óleos Pesados, que tem o objetivo de viabilizar, de forma integrada, a produção e o transporte do óleo nacional. No âmbito desses programas e nas áreas tecnológicas de Exploração e Produção na PETROBRAS, a ação teve o seguinte desenrolar físico:

Os principais destaques da ação foram:

- Desenvolvida técnica de utilização de barco de estimulação ancorado à plataforma de produção e utilização das próprias linhas flexíveis de injeção de água para injeção de ácido. O benefício gerado é de US\$ 16 milhões por ano, só no Campo de Marlim. Os resultados quintuplicaram o índice de injetividade dos poços testados.

- Concluído o estudo de viabilidade técnica dos *risers* rígidos em catenária para o Campo de Roncador, Fase 2, Módulo 1a, que deverá produzir 180 mil barris por dia.

- Concluído estudo do comportamento estrutural de um *riser* rígido em catenária concebido em configuração *lazy-wave*, ligado a um FPSO com ancoragem do tipo *turret* em 1.290 metros de lâmina d'água. A conclusão da viabilidade técnica de um *riser* de injeção de água de oito polegadas, tem como cenário o campo de Albacora Leste. Foram considerados dois tipos de conexões com o navio: *flexjoint* e *jumper* flexível. O projeto constitui-se em mais um importante passo da empresa para generalizar a alternativa SCR para FPSOs.

- Elaborada a metodologia de análises estruturais de *risers* para tratamento rigoroso a partir da base de dados ambientais da PETROBRAS, com mais de sete mil registros. Os dados ambientais constituem-se num insumo de fundamental importância nestas análises, especialmente no aspecto fadiga. Os dados trazem ocorrência simultânea de onda, vento e corrente. Pela primeira vez foram relacionados estados de mar com ondas bi-modais, o que possibilita uma representação mais realista das ondas da Baía de Campos.

- Implantado o Tanque de Provas Numérico - TPN para desenvolvimento em engenharia naval e oceânica, como um empreendimento científico de pesquisa multidisciplinar e multi-institucional, que catalisa desenvolvimento nas áreas de hidrodinâmica, dinâmica de linhas de ancoragem e *risers* rígidos ou flexíveis e projeto naval de estruturas flutuantes.

- Concluído o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio exploratório para Modelagem Numérica da Interação entre a Sedimentação de Fluxos Gravitacionais e a Circulação Oceânica Profunda no Recente da Bacia de Campos como análogo na Formação de Reservatórios Turbidíticos. É importante ressaltar o caráter pioneiro deste projeto, envolvendo as áreas de circulação de correntes de fundo e acoplamento de modelos de transporte de sedimentos. A interação de disciplinas como Oceanografia e Geologia Marinha permitiu que esse projeto tivesse resultados promissores. Este tipo de rocha reservatária é a formação principal para acumulação de hidrocarbonetos nas bacias marginais brasileiras, de Campos e Santos, daí a importância deste projeto.

- Concluída a caracterização completa química e toxicológica de 24 efluentes de cinco Unidades de Negócio da Área de Exploração e Produção - E&P. O estudo em amostras coletadas, abrangendo 14 ensaios de química analítica, cinco ensaios toxicológicos para organismos de água salgada e um de água doce, perfaz, em média, 80 resultados por amostra e cerca de 2.000 dados no total do estudo. Foram estudadas 16 amostras de água produzida de plataformas *offshore*, de descarte no oceano, e 8 amostras de efluente descartadas em terra. Os dados obtidos foram comparados com efluentes descartados em operação *offshore* no Golfo do México e no Mar do Norte.

- Desenvolvida pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS – CENPES, tecnologia de menor custo e maior eficiência na restauração da produção dos poços. Perdas significativas de produção de petróleo em poços na UN-BA (Bahia) têm sido observadas por ocorrência de parafinação, desde a rocha reservatório, coluna de produção até as linhas de superfície. Os processos convencionais usados para remover o dano por parafina tornam-se onerosos. O método está implantado e requer um tempo médio de parada de produção para o tratamento de 12 horas e custo aproximado de US\$ 6 milhões por poço.

- Batido o recorde mundial de instalação do MSGL - *Manifold* Submarino de injeção de *Gas Lift*, no campo de Roncador, na Bacia de Campos. Foi batido o recorde mundial de instalação desse tipo de equipamento. O MSGL pesa aproximadamente 190 toneladas e possui dimensões de 12,3 metros de comprimento, 7,1 metros de largura e 4,6 metros de altura, e foi instalado em uma profundidade de 1885 metros. A operação de instalação pioneira utilizou apenas embarcações já disponíveis na Bacia de Campos, com redução de custo, se comparada à alternativa de trazer uma embarcação do exterior especialmente para esta operação.

- Adotada pela primeira vez a alternativa de emprego de unidades de completação seca sem facilidades de processo associadas ao escoamento por meio de FSOs/FPSOs no Projeto Barracuda localizado na Bacia de Campos. Como consequência, torna-se necessário o escoamento do fluxo multifásico entre as unidades. Por problemas de escoamento (hidratos, golfadas), é necessário evitar que a linha de transferência atinja grandes profundidades (ou temperaturas) e que tenha grandes variações de geometria. O comportamento desta alternativa precisa ser generalizado para ser empregado em outros cenários.

O objetivo do projeto é de desenvolver metodologia de viabilização de duas configurações de linha de transferência à meia água: uma com bóias submersas intermediárias e outra tipo pipe-in-pipe para diferentes locações, tipos de unidades e características do óleo a ser escoado. Foram abordados aspectos de garantia de integridade estrutural em operação, viabilidade e procedimento de instalação e modularização.

Ao final do projeto, como ambas as configurações satisfizeram os critérios estruturais, concluiu-se que, em princípio, elas são viáveis. A análise do procedimento de instalação também mostrou-se viável.

Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico nas Atividades de Refino

O desenvolvimento tecnológico na área de Refino em 2002 manteve a ênfase no processamento de óleos pesados e na qualidade de produtos. Os principais programas tecnológicos, de Tecnologias Estratégicas de Refino – PROTER, de Inovação em Combustíveis – INOVA e de Otimização e Confiabilidade – PROREC, cumpriram seus planos de trabalho. O acompanhamento físico-financeiro da ação teve o seguinte resumo:

	Planejamento	Realização	Percentual
Orçamento	70.429.000,00	70.121.474,00	99,6%
Projetos Concluídos	105	96	91,4%

Os principais destaques da ação foram:

- Desenvolvida metodologia para determinação de Quinolina (Composto Nitrogenado) e seus metabólitos de biodesnitrogenação, que são prejudiciais ao refino e à qualidade dos combustíveis. Os petróleos da bacia de Campos podem ser considerados como de alto conteúdo de nitrogenados e o Centro de Pesquisas da PETROBRAS vem estudando formas mais baratas e eficientes de removê-los.

- Consolidado o anteprojeto de engenharia básica da Unidade *Downflow* a ser instalada na unidade de craqueamento catalítico em leito – U-06 - da Refinaria Landolfo Alves na Bahia. A U-06, com reação de craqueamento catalítico em leito, hoje obsoleta, será modificada para que opere em leito descendente, ou *Downflow*, com ganhos de conversão de até 5% em peso em relação à situação atual.

- Efetuada uma avaliação, a quente, de retificadores em escala protótipo, com otimização do sistema de retificação, aumentando a conversão de óleos pesados, por meio de um trabalho pioneiro em nível mundial. Foram realizados estudos experimentais, na unidade multipropósito de FCC – Craqueamento catalítico Fluido da SIX – Unidade de Xisto em São Mateus do Sul, Paraná, objetivando a comparação de diferentes dispositivos de retificação. Os resultados mostraram aumento de 3% na conversão do processo, a partir da troca do retificador tradicional para o de recheio estruturado, com queda de 10°C na temperatura da fase densa do regenerador.

- Desenvolvido para o Querosene de Aviação o indicador IQQAV, a exemplo do que foi feito para o óleo diesel com o IQD – Índice de Qualidade do Óleo Diesel, e aplicado num universo de 48 querosenes de aviação. A avaliação preliminar mostra que o índice desenvolvido permite a segregação dos querosenes e que o querosene de aviação produzido pela PETROBRAS apresenta melhor qualidade comparativamente com os importados pela empresa e os comercializados internacionalmente.

- Realizados os testes em planta piloto e industriais que confirmaram o potencial do petróleo Fazenda Alegre em substituição ao venezuelano Bachaquero, para a produção de óleos básicos naftênicos, obtendo-se produtos com qualidade especificada pela Agência Nacional de Petróleo – ANP. A identificação de petróleos alternativos, principalmente entre os nacionais, para a produção de óleos lubrificantes tanto paraafinicos quanto naftênicos, é estratégica para a PETROBRAS, em função do elevado preço do petróleo no mercado internacional.

O objetivo foi desenvolver um procedimento capaz de identificar pequenas alterações no petróleo Fazenda Alegre, tendo sido utilizadas análises físico-química, químicas, bem como análises mais complexas envolvendo estudo do fingerprint inorgânico e de geoquímica orgânica (biomarcadores e isótopos estáveis de carbono) nos dois petróleos, em separado ou em misturas destes.

O projeto não apenas permitiu a possibilidade de detecção do petróleo Espírito Santo no Fazenda Alegre, mas abre um amplo espectro de futuras aplicações, por exemplo, na detecção de contaminações, que ocorrem em diversas etapas do processo de produção, transporte ou armazenamento do petróleo.

Criado o Banco de Microrganismos de Biorrefino que estão sendo estudados genética e bioquimicamente, em parceria com grupos de pesquisa da UFRJ (Institutos de Microbiologia, Bioquímica e Biofísica). Os genes específicos para a biodessulfurização encontrados nessas bactérias já foram seqüenciados e com a continuidade dos estudos, pretende-se transformá-las em biocatalisadores eficientes e estáveis que possam ser utilizados nos processos biotecnológicos de refino.

Aprovado no primeiro teste o óleo desenvolvido pela PETROBRAS para a viagem de circunavegação polar de Amyr Klink. O óleo diesel resiste a temperaturas inferiores a 10 graus centígrados e dá partida imediata nos motores. O barco deu a volta à Terra utilizando 31 mil litros de óleo a bordo, sem necessidade de troca, sendo 20 mil na propulsão, 11 mil na geração de energia, no forno e no fogão. Segundo Amyr Klink, como as condições climáticas foram atípicas e severas, o teste realizado com o PARATII 2, na viagem à Antártica, que saiu do Brasil em fevereiro e retornou em abril, proporcionou uma excelente avaliação. Com esse novo óleo diesel, nasce o combustível do futuro no Brasil, que a PETROBRAS estará produzindo comercialmente em poucos anos,

com padrão superior ao que será exigido pela legislação ambiental do país em 2005. No Brasil, as negociações realizadas entre a PETROBRAS, montadoras de veículos e órgãos ambientais apontam para uma redução significativa do teor de compostos de enxofre presentes nos combustíveis no futuro próximo. A redução do teor de compostos de enxofre do óleo diesel, benéfica do ponto de vista ambiental, pode causar uma redução da capacidade de lubrificação do combustível e, conseqüentemente, da vida útil de componentes do motor. Neste estudo, foram avaliadas amostras de óleo diesel com teores de enxofre variando entre 30 e 2.000 ppm, provenientes de três refinarias, com o objetivo de identificar a influência da redução do teor desse contaminante nas características lubrificantes do combustível. Os resultados das análises mostraram que a redução do teor de enxofre no óleo diesel para 1.000 ppm, ou mesmo 500 ppm (conforme previsto para 2005), não deverá criar problemas adicionais de desgastes nos motores, uma vez que a capacidade lubrificante do produto foi mantida.

A PETROBRAS vem, por meio do seu Centro de Pesquisas, desenvolvendo uma série de projetos buscando reduzir o impacto causado pelas emissões de suas unidades industriais sobre o ar atmosférico. Na área do Refino, as unidades de craqueamento catalítico são as responsáveis pelas maiores percentuais de emissões de óxidos de enxofre (SOx) e de nitrogênio (NOx) e a solução mais fácil e econômica de manter essas emissões dentro dos padrões estipulados pelos órgãos ambientais, sem que haja perda de rentabilidade, é por meio do uso de formulações de catalisadores e aditivos específicos. O projeto “Desenvolvimento de Sistema Catalítico para Redução de Emissões de NOx e SOx em UFCC”, contando com financiamento da Finep, capacitou o Centro de Pesquisas da PETROBRAS a avaliar os componentes (aditivos) e catalisadores existentes no mercado, verificando sua efetividade no controle dessas emissões e permitindo estabelecer um *ranking* de produtos. O trabalho contou com a participação da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Iniciada em abril pela Fábrica Carioca de Catalisadores a produção industrial de ZSM-5, uma nova zeólita com poros pequenos (catalisador). A ZSM-5 é utilizada no processo de FCC como o princípio ativo para maximização de GLP (Gás Liquefeito do Petróleo) e propeno, assim como para aumento de octanagem da gasolina, produtos com grande demanda no mercado nacional. A tecnologia de síntese foi desenvolvida a partir da patente PETROBRAS. As etapas de bancada, planta piloto e concepção do projeto foram conduzidas pelo Centro de Pesquisas da PETROBRAS juntamente com a Fábrica Carioca de Catalisadores. Além do pioneirismo tecnológico – a FCC S.A. passa a ser a única produtora de ZSM-5 e do aditivo na América Latina – a produção própria permite expressiva redução de custos com o fim das importações deste ingrediente.

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

A Agência Nacional do Petróleo-ANP, de acordo com a Lei nº 9.478/97, que a instituiu, deve garantir o suprimento de derivados de petróleo e a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta desses produtos.

Assim, tendo em vista as atribuições relativas à qualidade de produtos, foi iniciado em 1999 um Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC), cujos objetivos básicos são o levantamento dos indicadores gerais da qualidade do combustível comercializado no País e a identificação de focos de não-conformidade, visando a orientar e aperfeiçoar a atuação da área de Fiscalização da ANP.

Hoje, implementado em 18 dos 26 estados brasileiros e no Distrito Federal, o PMQC abrange mais de 90% dos postos revendedores e do combustível comercializado em todo o território nacional. O resultado do trabalho de coleta e análise físico-química de mais de 10.000 amostras por mês, realizado por 17 instituições de pesquisa, desde janeiro de 2002, vem sendo divulgado mensalmente na página da ANP, na Internet, sob a forma de índices de não-conformidade.

O índice de não-conformidade – para qualquer um dos combustíveis, seja gasolina, álcool ou óleo diesel – é definido como o percentual de amostras não-conformes às especificações vigentes da ANP. Mais especificamente, é o percentual de amostras não-conformes às especificações em relação ao número total de amostras analisadas.

Os demais estados, hoje não atendidos (Acre, Amazonas, Amapá, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Roraima e Rondônia), serão incorporados ao Programa tão logo seja instalada a infra-estrutura de laboratório necessária em instituições daqueles estados.

O outro objetivo do PMQC, o de identificar a existência de focos de não-conformidade e repassar essa informação para fins de aperfeiçoamento da atuação da área de Fiscalização da Agência, também vem sendo

alcançado, em decorrência de trabalho sistemático de repasse dos dados por e-mail e pelo aumento do índice de sucesso das ações de fiscalização.

Os dados obtidos experimentalmente pelos executores do monitoramento e enviados à ANP são armazenados, tratados e repassados à Fiscalização, já com uma hierarquização das não-conformidades encontradas. Casos especiais são repassados em caráter de urgência.

A evolução do indicador “grau de qualidade dos produtos” permite afirmar que o Programa vem cumprindo os objetivos aos quais se propõe. Em 1999, o grau de conformidade apurado era de 90%, em 2000 esse valor foi de 90,1%. Em 2001, o grau de conformidade chegou a 91,37%. Em 2002, foi apurado o percentual de 92,43%

Esses números expressam a melhoria global da qualidade dos combustíveis comercializados no País. Essa melhoria pode ser atribuída a uma atuação mais ágil e eficiente da fiscalização da ANP, em razão da disponibilidade de mapa detalhado, proporcionado pelo Programa, no qual podem ser encontradas as principais não-conformidades nos combustíveis. Em termos de produtos, enquanto a qualidade da gasolina melhorou – 87,5% em 2000, 90,8% em 2001 e 92,7% em 2002 – a do óleo diesel se mantém estável – 93,3% em 2000, 93,5% em 2001 e 94,1% em 2002 – e a do álcool apresenta uma significativa piora – 92,7% em 2000, 89,7% em 2001 e 87,4% em 2002 –, indicando a necessidade de um maior controle, por parte da ANP, da cadeia de produção e comercialização desse último combustível.

A ampliação das ações de fiscalização e monitoramento de forma integrada, o crescimento da abrangência territorial dessas ações, a articulação com outros entes estatais e a atuação do Centro de Relações com o Consumidor, da ANP, se traduziram no estabelecimento de uma rede de proteção aos interesses dos consumidores e de combate efetivo às práticas anticompetitivas e criminosas, na área de distribuição de derivados de petróleo.

Os resultados do monitoramento da qualidade são repassados para a fiscalização, para sua programação de ações, e também são divulgados de forma consolidada ao público por meio dos Boletins Mensais de Qualidade, divulgados na página da Agência Nacional do Petróleo, na Internet. Com o objetivo de coibir a adulteração da gasolina, a ANP estabeleceu a obrigatoriedade da presença de marcador nos solventes, sejam eles produzidos no País ou importados. Para tanto, contratou empresas inspetoras independentes que realizam a marcação dos solventes em cada unidade produtora e nos pontos de internação do produto, quando importados.

Em relação às atividades de fiscalização, foram realizadas, em 2000, 15.672 ações de fiscalização em instalações de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool combustível, que resultaram em 604 interdições e 4.614 autuações. No ano de 2001, as ações de fiscalização se ampliaram para 16.042, com 713 interdições e 5.308 autuações. Em 2002, esse número já chegou a 22.272 ações de fiscalização, tendo sido realizadas 1.246 interdições e 9.632 autuações. Do total de autuações, 1.961 foram decorrência da comprovação de produtos fora da especificação.

Em 2000, do total de ações de fiscalização, 14,62% foram motivadas por irregularidades previamente constatadas pelo monitoramento. Desse total, 18 ações resultaram em autuação. Em 2001, o percentual de ações motivadas por não-conformidade representou 86,61% e foram realizadas 1.358 autuações. Os números apurados até junho de 2002 foram de 8.970 ações, com 1.178 autuações por produtos não-conformes.

Setor Elétrico

Energia no Eixo Madeira –Amazonas

Implantação de Sistema de Transmissão no Pará – 1.241 km de linhas de transmissão de 138 kV

As obras de expansão no Pará visam garantir o controle de tensão adequado ao sistema, além de prover maior confiabilidade operacional para a região. Das quatro subestações previstas, Utinga e Santa Maria encontram-se energizadas, enquanto que Altamira e Transamazônica estão em fase de comissionamento.

Integração Elétrica Norte – Sul

Ampliação da Capacidade da Usina Hidrelétrica(UHE) Tucuruí – 2ª Etapa

Prosseguem as obras de ampliação da capacidade de geração da UHE Tucuruí que deverá elevar sua potência de 4.245 MW para 8.370 MW. Para o exercício de 2002, foi aprovado, inicialmente, pela Lei nº 10.407 de 10/01/2002, o orçamento de R\$ 497,725 milhões, valor alterado por crédito adicional aprovado pela Lei nº 10.631 de 27/12/2002, para R\$ 716,824 milhões. Em 2002, desta dotação orçamentária aprovada, foram realizados 99,4%. Em 21/12/2002 entrou em operação a 13ª unidade geradora, com potência de 375 MW, para incrementar o fornecimento de energia elétrica para as regiões Nordeste, Centro Oeste e Sudeste, particularmente, durante os meses de janeiro a junho. As demais unidades estão em fase de construção e montagem.

Energia nos Eixos do Nordeste

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

Registra-se a entrada em operação da 1ª unidade geradora até fevereiro de 2003, permanecendo a previsão de entrada em operação das 5 unidades geradoras até o final de 2003. Em razão das greves da Receita Federal nos Portos e Aeroportos do país, que provocaram atrasos na liberação de componentes importados vindos da Suíça e EUA, houve um deslocamento das datas de entrada em operação das 3 primeiras unidades.

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)

Concluída a implantação do aumento da capacidade de transformação nas seguintes subestações: Subestação Senhor do Bonfim - 3º transformador 230/69 KV – 100 MVA; Subestação Pau Ferro- 230/69 KV – 200 MVA; Subestação Campina Grande – 3º transformador 230/69 KV – 100 MVA; Subestação Mussurê - 4º transformador 230/69 KV – 100 MVA; Subestação Eunápolis - 3º transformador 230-138 kV – 100 MVA; Nova subestação Maceió 230/69 KV - 300MVA; Subestação Açú - 3º transformador 230/69 KV – 50 MVA; Subestação Cícero Dantas - 2º transformador 230/69 KV – 16,7 MVA; Subestação Itabaianinha - 2º transformador 230/69 KV – 33 MVA; Subestação Picos – 01 Transformador 230/69kV-16,7 MVA; Subestação Bom Jesus da Lapa - 3º transformador 230/69/13,8 kV – 39,9 MVA; Subestação Irecê - 3º transformador 230/69/13,8 KV - 39 MVA e implantação de dois bancos de capacitores série 230kV-81 MVAR; Subestação Funil - transformação 138/13,8 kV - 50MVA; Conclusão na subestação Luiz Gonzaga do 2º banco de reatores 500kV-4x60MVAR e conexão de entrada de linha 500kV-Luiz Gonzaga/ Milagres; Concluídas nas subestações Teresina I e Teresina II, a construção de duas entradas de linha em 230kV associadas a linha de transmissão Teresina I/Teresina II 230kV; Concluída a instalação de 1.618 Km de cabo pára-raios compostos com fibras ópticas (OPGW). Houve atraso na emissão da licença ambiental da Linha Recife II/Pau Ferro C1 e C2; bem como na conclusão da linha de transmissão 230kV Banabuiú/Mossoró C1, por encontrar-se embargada judicialmente; Dificuldades na contratação dos serviços da transformação de 230kV para 500kV da linha de transmissão Milagres/Quixadá/Fortaleza e necessidade de definição, junto ao Operador Nacional do Sistema - ONS, quanto à alternativa a ser adotada para os trabalhos da transformação (desligamentos seqüenciais ou simultâneos); a instalação do transformador 230/69kV-39MVA na subestação Boa Esperança não foi autorizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como a instalação do transformador de 100 MVA na Subestação de Bom Nome.

Energia nos Eixos do Centro Oeste

Implantação de Sistema de Transmissão em Mato Grosso

Prosseguem as obras de implantação de sistema de transmissão do Mato Grosso visando abastecer o mercado consumidor de energia elétrica interligando à região centro-oeste, aumentando a capacidade de transmissão. Para o exercício de 2002, foi aprovado, inicialmente, pela Lei nº 10.407 de 10/01/2002, o orçamento de R\$ 155,042 milhões para este projeto; posteriormente houve um acréscimo de R\$ 958 mil, aprovado pela Lei nº 10.631 de 27/12/2002, perfazendo um total de R\$ 156 milhões. Até 31/12/2002, o percentual de realização deste montante foi de 99%. Dos empreendimentos previstos, as Subestações Sinop e Sorriso foram energizadas durante o

ano de 2002 e a LT 230 kV Coxipó / Jauru, a implantação da SE Jauru e a ampliação da SE Coxipó têm previsão de energização em março de 2003.

Energia do Eixo Sudeste

Implantação do Sistema de Transmissão Batéias/Ibiúna (328 km de Linha de Transmissão)

O Sistema de Transmissão Batéias – Ibiúna consiste na linha de transmissão em circuito duplo, 500kV, com cerca de 330 km de extensão e respectivas subestações. Esta linha de transmissão tem expressiva importância para o sistema elétrico interligado brasileiro, por propiciar um acréscimo no intercâmbio entre as regiões sul e sudeste, nos dois sentidos, explorando melhor a diversidade hidrológica existente entre essas regiões.

Até o início da década de 80 os sistemas elétricos das regiões sul e sudeste eram fracamente interligados. Com o advento da construção da usina de Itaipu, o sistema de transmissão associado foi concebido com a dupla finalidade de escoar toda a energia produzida na usina e reforçar a interligação entre as regiões sul e sudeste. Assim, iniciou-se a exploração mais efetiva da diversidade hidrológica existente entre as bacias destas regiões.

Estudos de sistema recomendaram a ampliação do sistema de transmissão, com a construção de uma linha em circuito duplo, em 500 kV, entre as subestações de Batéias, em Curitiba, e Ibiúna, em São Paulo, dimensionada para transmitir até 2.500 MW de potência, em condições normais de operação.

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 da linha de transmissão 500 kV Batéias – Ibiúna, com energização prevista para março de 2003, conforme contrato de concessão nº 34/2001, assinado em 9/5/2001.

Em 2001, devido aos problemas relativos à escassez da oferta de energia elétrica, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE considerou esta linha de transmissão como obra emergencial e prioritária, por meio da Resolução GCE nº 32, de 30/7/2001.

Esta obra vem sendo conduzida por FURNAS em ritmo normal, confirmando sua energização para março de 2003. De janeiro a dezembro de 2002, seu avanço físico global alcançou 91%, já tendo sido executados todos os levantamentos topográficos e sondagens. O projeto de engenharia está concluído e o processo de liberação de áreas atinge 99% de realização. Além disso, 99% dos equipamentos já foram fornecidos e a parcela relativa à construção propriamente dita está em desenvolvimento, contando com 77% executado.

Implantação do Sistema de Transmissão de Itaipu (PR) – São Paulo (SP) (Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto) (585 km de linha de transmissão e subestações associadas)

Esta ação foi criada com o objetivo de promover a implantação da complementação do sistema de transmissão de Itaipu, por meio do seu terceiro circuito e de projetos relacionados a ampliações e reforços nas subestações associadas, com especial destaque para as obras relativas às ampliações na SE Tijuco Preto e Itaberá.

A complementação do terceiro Circuito de Itaipu, composta da LT Ivaiporã – Itaberá – Tijuco Preto III, em 750 kV AC, com 585 km, foi concluída em maio de 2001, com a energização de seu último trecho, com 313 km de extensão, interligando as Subestações de Itaberá e Tijuco Preto.

Para 2002, os investimentos previstos estavam relacionados, preponderantemente, às obras de instalação do 3º banco de autotransformadores 750/500 kV-1650 MVA e do 6º, 7º, 8º e 9º bancos de capacitores *shunt* em 345 kV, com 200 MVar cada, na Subestação Tijuco Preto, bem como do capacitor série 750 kV (1242 MVar) na Subestação Itaberá, além das ações relativas ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), firmado entre FURNAS e o Ministério Público Federal e às obras de reforços nas estruturas das torres de transmissão dos 3 circuitos de Itaipu.

Diante da crise de energia elétrica vivenciada em 2001, a instalação do banco de autotransformadores na subestação Tijuco Preto foi considerada pela GCE como obra prioritária e emergencial, consubstanciada na Resolução nº 032, de 30/7/2001, o que levou à solicitação de criação de uma nova ação específica, somente aprovada pela Lei nº 10.614, de 23/12/2002. No início de 2002, os contratos referentes a esta obra estiveram com sua execução suspensa em obediência ao disposto na Lei nº 10.407, de 10/01/2002, que só foi

liberada a partir da publicação do Decreto Legislativo nº 1 de 2002 CN, em 8/04/2002. Diante de tal fato, a data de energização indicada anteriormente sofreu reprogramação estando prevista para fevereiro de 2003. No entanto, em função de problemas no processo de fornecimento dos transformadores existe o risco de novo atraso. O avanço físico global da obra até dezembro de 2002 foi de 70,9%, tendo sido executados 65% do projeto e 55% da construção. Em relação aos equipamentos, 75% já foram fornecidos.

Da mesma forma, as obras relativas ao banco de capacitores *shunt* da Subestação Tijuco Preto e a instalação do capacitor série na SE Itaberá, por suas características relevantes para atendimento ao sistema de transmissão receptor de São Paulo, passaram a constar de uma nova ação, que somente foi aprovada por meio da Lei nº 10.614/2002 acima referenciada. Os bancos de capacitores *shunt* da SE Tijuco Preto foram energizados em maio de 2002 e o capacitor série da SE Itaberá foi energizado em setembro de 2002.

Quanto às atividades que restaram na ação original, somente aquelas relacionadas ao Termo de Ajustamento de Conduta – TAC foram executadas. As relacionadas aos reforços nas estruturas das torres de transmissão dos 3 circuitos de Itaipu não foram executadas em obediência ao disposto na Lei nº 10.407, de 10/01/2002 e em razão do ONS não ter autorizado o desligamento dos referidos circuitos para a execução dos reforços.

Abastecimento de Energia Elétrica

A atuação da ANEEL por intermédio deste programa, engloba as ações de outorgas de geração, transmissão e distribuição, além de ações de regulação dos serviços de energia elétrica, inventário dos potenciais de energia hidráulica e estudos hidroenergéticos. Os resultados atingidos com a execução das ações de outorga somente se verificarão ao longo dos anos subseqüentes, tendo em vista que o período varia para as instalações entrarem em operação, em condições normais, de dois a oito anos para usinas hidrelétricas, de dois a três anos para linhas de transmissão de extra-alta tensão, usinas termoeletricas e eólicas. Desse modo, as ações realizadas no exercício não contribuem para o indicador do programa naquele mesmo exercício.

A expansão da oferta de energia elétrica exige múltiplas iniciativas, de forma a permitir a sua concretização. Dentre elas destacam-se a ampliação da oferta de energia hidrelétrica, a expansão da rede de transmissão, que assegura a absorção dos novos acréscimos de geração e amplia os ganhos energéticos da operação integrada do sistema elétrico, a ampliação da participação das usinas termelétricas a gás natural e a importação de energia elétrica de países vizinhos.

O indicador de desempenho do programa Abastecimento de Energia Elétrica é a evolução da capacidade instalada, medida em MW. O incremento anual da capacidade instalada do parque gerador nacional, a partir das possíveis alternativas de expansão da oferta, é fruto da realização de obras planejadas, autorizadas ou concedidas em anos anteriores a este ciclo do Plano Plurianual 2000-2003.

O programa de energia emergencial, instituído no ano de 2001 para viabilizar o aumento da capacidade de geração e de oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo, de forma a garantir o reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica, respondeu por uma inserção de 53 novos empreendimentos no ano de 2002, totalizando 1.975,5 MW.

Ao longo do ano de 2002, entraram em operação nove usinas hidrelétricas, oitenta usinas termelétricas (sendo cinquenta e três térmicas emergenciais) e treze pequenas centrais hidrelétricas, totalizando cento e dois novos empreendimentos, respondendo pelo aumento da capacidade de energia instalada no País em 6.667,94 MW.

Desta forma, a capacidade instalada nacional alcançou 82.319,447 MW (incluindo as térmicas emergenciais) em 2002, superando a meta do PPA 2000/2003 de 82.247,00MW, prevista para ser alcançada ao final de 2003.

Inventário dos Potenciais de Energia Hidráulica

A matriz energética brasileira é composta, aproximadamente, por 80% de geração hídrica ficando o restante distribuído entre a geração térmica, eólica e nuclear. O desenvolvimento de estudos de inventário dos potenciais de energia hidráulica faz-se necessário, tendo em vista que o aumento da oferta de energia elétrica por

meio de usinas hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas, depende de estudos minuciosos a respeito das características dos rios brasileiros e da viabilidade econômica, social e ambiental de se construir novos empreendimentos dessa natureza.

A demanda de energia elétrica no país vem crescendo anualmente numa taxa da ordem de 4,5%, o que representa aproximadamente 3.600 MW. Esse crescimento é dado, conforme já explicado, num contexto onde 80% da energia gerada é proveniente de fontes hídricas e apenas 25% do potencial disponível é aproveitado. Assim, o aumento da geração de energia a partir dos recursos hídricos é um desafio constante.

Em 2002 foram aprovados 76 estudos de inventário, totalizando 11.166 MW disponibilizados, 24% acima da meta prevista de 9.000 MW estabelecida no PPA para este ano, distribuídos em 320 pequenas centrais hidrelétricas com potência instalada prevista de 2.955,70 MW e 11 usinas hidrelétricas que somam 8.210,00 MW de potência. É importante destacar que no triênio 2000-2002 foram aprovados trezentos e vinte e nove relatórios contendo estudos de inventário, de viabilidade e projetos básicos, correspondendo a uma potência disponibilizada de 44.873 MW.

Qualidade do Serviço de Energia Elétrica

A ANEEL, por intermédio do Programa de Qualidade dos Serviços de Energia Elétrica, busca assegurar a qualidade dos serviços, compatíveis com as exigências e requisitos de mercado e satisfação dos consumidores de energia elétrica. Adicionalmente, este Programa, por intermédio das ações de fiscalização da atuação dos concessionários, está também alinhado com a diretriz de reforçar a regulação e a fiscalização da atuação dos agentes no setor elétrico.

Assim, destacam-se neste Programa as ações de: fiscalização das concessionárias de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica; regulamentação relativa à qualidade dos serviços, operação e manutenção do sistema de ouvidoria; implantação de registradores automáticos para medição da qualidade do serviço e campanha educativa sobre direitos e deveres dos consumidores de energia elétrica.

O indicador do Programa é o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC, que busca medir o grau de satisfação do consumidor em relação ao serviço prestado pelas concessionárias ou permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica que atuam no País.

O IASC é obtido em função de uma série de variáveis, tais como o número de consumidores atendidos, conseqüentemente o porte da empresa e sua localização. Para se obter o índice relativo a 2002, foram realizadas entrevistas de campo, por empresa especializada, com 300 consumidores de cada uma das 64 concessionárias de distribuição de energia elétrica, totalizando 19.200 consultas. Em 2000, primeiro ano de sua realização, o índice apurado foi de 62,81, numa escala de zero a 100, evoluindo para 63,22, em 2001 e 64,51 em 2002.

Fiscalização das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

Fiscalizar para prevenir problemas e corrigir irregularidades, buscando o permanente incremento da qualidade dos serviços e a plena satisfação dos consumidores, é a principal razão da meta de fiscalizar 100% das concessionárias de distribuição de energia elétrica de todo o Brasil.

Sem prejuízo das fiscalizações *in loco*, de abrangência geral, as fiscalizações por monitoramento à distância das concessionárias de distribuição de energia elétrica, por meio de sistema automatizado que permite receber continuamente dados relativos à qualidade do fornecimento de energia elétrica de todas as concessionárias distribuidoras, dá condições à ANEEL de analisar os dados coletados e avaliar o desempenho destes agentes. A fiscalização dos serviços de eletricidade, por meio de monitoramento à distância, foi efetivamente executada em 100% das concessionárias de distribuição nos aspectos técnicos e comerciais.

Em 2002, a fiscalização dos serviços de eletricidade, por meio de visitas *in loco*, foi realizada em 55 das 64 concessionárias de distribuição, o que equivale a 86%, bem superior à meta formalmente estabelecida de 40% dos agentes a serem fiscalizados no ano.

Fiscalização das Centrais Geradoras de Energia Elétrica

A meta prevista é inspecionar e monitorar anualmente, por meio de monitoramento à distância, 100% das usinas geradoras do sistema elétrico integrado, destinadas ao serviço público, autoprodução e produção independente, nos aspectos técnico e legal, sendo que 35% das usinas são inspecionadas por meio de visitas técnicas. No universo de 1.050 centrais, foram realizadas, no exercício de 2002, 441 inspeções técnicas (20% além da meta) e monitoradas à distância todas as 1.050 unidades geradoras.

Com vistas à elaboração de procedimentos para realizar o acompanhamento dos processos de licenciamento ambiental dos projetos de geração e transmissão de energia elétrica, objetivando minimizar os riscos de atrasos na implantação destes empreendimentos, a ANEEL celebrou convênios com vários órgãos estaduais de meio ambiente e o IBAMA, que intensificou o envio de informações com agilidade imprescindível às atividades de monitoramento.

Ao longo do ano de 2002, o programa de energia emergencial mereceu especial atenção por parte das áreas de fiscalização e regulação da ANEEL. Com a criação da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, a inserção de Produtores Independentes de Energia – PIE's Emergencial e a coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS para efetivar o despacho destas unidades geradoras, houve necessidade de se fazer um procedimento de fiscalização diferenciado, visto que a implantação das usinas termelétricas emergenciais teve rebatimento junto ao consumidor final.

Fiscalização das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica

As ações de fiscalização alcançam também as concessionárias de transmissão de energia elétrica e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. A fiscalização das concessionárias de transmissão visa assegurar o adequado suprimento ao mercado de energia elétrica. Assim, a ANEEL deve fiscalizar, anualmente, por meio de monitoramento à distância, 100% das concessionárias de transmissão de energia elétrica, nos aspectos econômico-financeiros e técnicos e por meio de visitas *in loco*, 40% destas concessionárias.

Durante o ano de 2002, as ações de fiscalização foram concentradas na continuidade do trabalho realizado no ano anterior, priorizando as vistorias *in loco* das subestações da rede básica. Também foi intensificado o trabalho de acompanhamento, local e por monitoramento, dos cronogramas de empreendimentos da transmissão, sobretudo daquelas subestações e linhas de transmissão que integram o Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.

Programa Luz no Campo

Ampliação da Rede de Distribuição Rural no Acre

O programa para ampliação da rede de Distribuição Rural, apresentado pela Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE, foi concebido para atendimento a 4.490 consumidores.

A taxa de eletrificação rural do Estado no início do Programa Luz no Campo era de 2,8%, passando para 13,4% após a implantação do referido Programa.

A Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE já investiu R\$ 1,40 milhão na construção de 122 km de redes rurais no Estado do Acre.

Foram atendidas, por meio das obras concluídas em 2002, mais de 341 famílias, além da contratação e início de obras em valor superior a R\$ 2,39 milhões, que serão concluídas no primeiro trimestre do ano 2003, atendendo a mais 798 famílias.

Foi dada prioridade de atendimento aos assentamentos rurais, contribuindo para o desenvolvimento da Política Agrária.

Implantação de Sistema de Distribuição Rural em Rondônia

O Programa Luz no Campo foi lançado em Rondônia no mês de março/2000 e contemplou todos os municípios, priorizando áreas com maior adensamento populacional e áreas com potencial para o desenvolvimento agropecuário, com a meta de atingir 14 mil propriedades rurais e de aplicar R\$ 44 milhões, sendo 75% financiados pela Eletrobrás e 25% pelo Governo do Estado de Rondônia.

No segundo semestre de 2000, a CERON – Centrais Elétricas de Rondônia S.A, em parceria com o Governo de Rondônia realizou reuniões em dez municípios do Estado, visando divulgar o Programa. Cerca de oito mil produtores rurais participaram das reuniões, resultando em mais de 28 mil inscritos ao “ Luz no Campo”, excedendo as expectativas.

Para o desenvolvimento desta ação a CERON dividiu o Estado em 03 regiões, Norte, Central e Sul. A primeira etapa dos trabalhos foi iniciada a partir do segundo semestre de 2001 sendo primeiramente nas regiões Sul e Central, abrangendo os municípios de Jarú, Ouro Preto, Theobroma, Nova União, Teixeiraópolis, Vale do Paraíso e Mirante da Serra.

A implantação do Sistema de Distribuição Rural em Rondônia teve previsão no exercício de 2001, de atender aproximadamente 4.731 novos consumidores na área rural, com 494 Km de linha de transmissão e transformadores de 12,54 MVA.

Os resultados alcançados ao final do exercício de 2001 foram relativos à eletrificação de 1.159 propriedades rurais, com a implantação de 152,10 Km de linha de distribuição de rede. Os benefícios auferidos com a energia elétrica nestas localidades referiram-se a melhoria da produtividade das culturas locais, com o uso de irrigação no pólo hortifrutigranjeiro.

A extensão da eletrificação rural representa uma sensível melhoria na qualidade de vida do homem no campo, reduzindo o êxodo rural, além de ampliar perspectivas de maior produtividade agrícola, por meio da agroindústria de pequeno e médio porte.

Nota-se que as atividades agrícolas ganham em produção e produtividade, com a possibilidade do uso da tecnologia de irrigação, ordenha mecânica, automação de aviários e outras inovações.

No exercício de 2002, iniciou-se a segunda etapa da Eletrificação Rural, na qual foram atendidos aproximadamente 2.861 novos consumidores. Os recursos aprovados neste exercício foram da ordem de R\$ 10 milhões, apresentando um realizado de R\$ 7,2 milhões.

Gestão da Política de Energia

Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

Os processos técnicos, sócio-políticos e econômicos verificados nos exercícios 2001 e 2002 foram marcados por diversos eventos de profundas repercussões no horizonte decenal de planejamento registrado até então. Isto se deu pelas amplas mudanças nas demandas de mercado, em virtude do racionamento estabelecido em 2001, pelo aprofundamento do quadro recessivo interno e externo, pelas grandes oscilações da política cambial e do mercado financeiro internacional.

A par dessa conjuntura, o planejamento decenal do setor elétrico brasileiro foi orientado de modo cuidadoso considerando as principais características e particularidades da matriz energética, com seu elevado potencial hidrelétrico, sem ignorar a necessidade estratégica de sua complementação termelétrica, como forma de mitigação das influências de regimes hidrológicos críticos. Ainda no âmbito das diretrizes estratégicas e preocupações de cunho sócio-ambiental, foi incorporado o uso de fontes alternativas de energia.

É interessante notar a composição da Matriz Energética Nacional que, a despeito da reorientação no sentido de incrementar a participação termelétrica e a inclusão de novas fontes alternativas, mantém-se de modo bastante pronunciado o predomínio da geração hidrelétrica. Assim, na comparação entre os dados de 2002 e aqueles previstos para 2011, a participação hidrelétrica cai apenas de 77,1 para 73,6%, enquanto a participação termelétrica passa de 20,2 para 21,8%, ao lado de um aumento um pouco mais significativo das fontes alternativas, que crescem

de 0,2 para 2,9%.

Vale mencionar que está previsto o acréscimo total de potência instalada da ordem de 50.440 MW, correspondendo a um investimento em geração de cerca de US\$ 35.435 milhões no período de dez anos.

Setor Mineral

Desenvolvimento da Produção Mineral

O principal indicador do programa Desenvolvimento da Produção Mineral projetado para o final do PPA, o valor da produção mineral (VPM), já foi atingido em 2001. Concorreu para esse resultado a acentuada desvalorização cambial do real frente ao dólar. Como grande parte da produção mineral é constituída por *commodities*, cuja cotação se dá no mercado internacional, houve valorização de produtos como o minério de ferro, o alumínio, o ouro e outros minerais, influenciando o crescimento do valor da produção em reais. Para se aferir o desempenho real da indústria extrativa mineral, sugeriu-se construir e acrescentar um segundo indicador para o programa, traduzido num índice de *quantum* da produção mineral.

Dentro da estratégia de prover os meios para atrair investimentos para as fases de pesquisa e produção mineral, o Programa tem apresentado resultados positivos, em que pese a insuficiência das ações para atingir-se o dinamismo desejado. Um exemplo foram os investimentos em pesquisa mineral que, depois de terem atingido o nível mínimo de US\$ 46 milhões em 1999, mostraram uma sensível recuperação nos exercícios de 2001 e 2002. No entanto, esses investimentos continuam muito aquém dos US\$ 350 milhões que deveriam ser investidos anualmente. Ressalte-se que a insuficiência do pré-investimento governamental na geração e difusão do conhecimento geológico básico, por meio das ações “Levantamentos Geológicos” e “Avaliação das Áreas de Concentração Mineral”, além das dificuldades burocráticas na execução da ação “Outorga de Direitos Minerários”, continua dificultando a indução desses investimentos.

Visando sanar a crônica falta de recursos para execução dessas ações, a Gerência do Programa propôs emenda ao Projeto de Lei nº 1.788/02, atualmente em tramitação na Câmara dos Deputados, alocando para as ações do Programa dez por cento dos recursos arrecadados pela compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

No âmbito da ação “Planejamento do Setor Mineral”, foram firmados dois convênios, destacando-se o assinado com o Departamento Nacional da Produção Mineral - DNPM, a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais - CPRM, e o Centro de Tecnologia Mineral - CETEM, do Ministério de Ciência e Tecnologia, visando à execução do Programa de Gestão dos Recursos Minerais, Estudos e Projetos nas áreas de Política e Economia Mineral, Tecnologia Mineral e do Controle Ambiental na Mineração.

Com relação à Geologia e Recursos Minerais, as ações dessa área estão concentradas na CPRM, em duas atividades: “Levantamentos Geológicos” e “Avaliação das Áreas de Concentração Mineral”.

No campo do conhecimento geológico, a contribuição agregada no exercício de 2002 está representada pelo *Geographic Information System* -GIS do Brasil, ferramenta de gestão do conhecimento, desenvolvida pela CPRM, visando absorver e dar vazão à dinâmica de geração e interpretação de dados e informações sobre o meio natural que caracteriza a atividade geocientífica, cuja dimensão e representatividade permitiu à Instituição realizar um expressivo salto no cumprimento de sua Missão de gerar e difundir conhecimento geológico e hidroológico para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

As atividades de Levantamentos Geológicos e Avaliação de Áreas de Concentração Mineral, que integram o Programa, tiveram como destaque em 2002 os produtos:

- Disponibilização, via Internet, do Mapa Geológico, Tectônico, e de Recursos Minerais e Associações Metalogenéticas e de Recursos Minerais, Industriais e Energéticos do Brasil, em formato GIS;
- Lançamento do Mapa Geológico e de Recursos Minerais da Amazônia Brasileira – Região Cratônica, na escala de impressão 1:1.750.000 e densidade de informação na escala 1:1.000.000, em formato GIS;
- Conclusão das Cartas Geológica do Brasil ao Milionésimo e de Recursos Minerais do Brasil, em

formato GIS;

- Elaboração do livro “Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil”. A versão digital, preliminar, lançada em dezembro, e a versão impressa, prevista para 2003;

- Lançamento de seis mapas estaduais de integração geológica (Alagoas, Bahia, Ceará, Minas Gerais, Paraíba e Rio Grande do Sul) e de cinco importantes mapas regionais (Bacia do Tucano Sul, Extremo-Sul da Bahia, São Francisco, Alta Floresta e continuidade da RENCA - Reserva Nacional do Cobre e Associados).

Na linha da modernização tecnológica, destacaram-se 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 *GIS*. Evolução iniciada a partir da decisão de se implementar um processo de *downsizing* das plataformas de informática, que permitiu 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, cerne da missão corporativa da CPRM.

Na interação com outros programas multisetoriais, novas parcerias foram constituídas no campo da hidrogeologia, viabilizando importantes projetos com entidades nacionais e estrangeiras, com vistas à mitigação dos efeitos deletérios da seca, que tanto sofrimento causam às populações do semi-árido brasileiro.

Nesse sentido, um importante projeto foi implantado em cooperação com o Serviço Geológico do Canadá, que visa testar a aplicação de tecnologias para a prospecção de águas subterrâneas e a utilização de energia solar para a dessalinização de água captada por poços.

Também, mediante convênio, nesse caso com a Secretaria de Energia do MME, foi iniciado o cadastramento das fontes de abastecimento por água subterrânea do semi-árido, projeto que objetiva levantar a situação de todos os poços tubulares e das barragens subterrâneas da Região Nordeste, com vistas à instalação de equipamentos para bombeamento de água, movidos a energia alternativa.

Além disso, foram entregues mapas hidrológicos, de âmbito regional e estadual, bem como implantados sistemas de previsão e alerta de enchentes e secas em importantes bacias das Regiões Sudeste, Norte e Centro Oeste, estes últimos objetivando proteger a vida e o patrimônio das populações ribeirinhas, historicamente prejudicadas por fenômenos naturais.

Também, na linha das parcerias, consolidadas em 2002, foram executados Zoneamentos Ecológico-Econômicos das Regiões do Baixo Rio Parnaíba e Central de Roraima. Este último destaca-se pela extensão de sua contribuição à gestão e ao planejamento estadual, cobrindo 155 mil km² do território do Estado de Roraima, permitiu a identificação 2,8 milhões de hectares passíveis de irrigação permanente, capazes de propiciar três colheitas agrícolas por ano, bem como definiu a vulnerabilidade ambiental de todas as bacias e sub-bacias hidrográficas do Estado, criando condições efetivas para o Estado controlar a outorga de seus recursos hídricos.

Não menos importantes, são os projetos de estudos de gestão territorial em curso nas zonas metropolitanas de Belo Horizonte, Porto Alegre, Recife e do Entorno do Distrito Federal, visando à previsão de desastres naturais e o uso e ocupação de recursos ambientais, em suporte a ações de planejamento municipal.

No âmbito do Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM, destacam-se os trabalhos desenvolvidos nas seguintes ações: “Difusão de Tecnologias Minerais em Áreas de Garimpo e para Pequenas Empresas”- Desenvolvimento do projeto Apoio Técnico e Implantação da Primeira Pedreira Escola do Brasil, no Município de Rui Barbosa (BA), importante pólo produtor de granitos como pedra ornamental. O apoio técnico promoveu a produção, treinamento e aperfeiçoamento de mão-de-obra operativa, pesquisadora, gerencial e empresarial; na “Fiscalização e Controle da Produção Mineral”, com o enfoque de se maximizar a utilização dos recursos financeiros e humanos para esse fim. Foram instituídas novas orientações básicas e criado o Relatório Gerencial Mensal, realizados cursos de treinamentos para controle das atividades desenvolvidas nos Distritos e descentralização de recursos financeiros, tendo em vista ser esta ação a mais carente de recursos humanos no âmbito do DNPM. Foram executadas 2.519 vistorias em áreas regulares e 663 em áreas irregulares, bem como um apoio à redução do passivo processual no âmbito dos Distritos do DNPM.

Quanto à ação “Outorga de Direitos Minerários”, foram incrementadas atividades, permitindo a emissão de 11.414 títulos minerários, depuração de dados do Banco do Cadastro Mineiro envolvendo a consulta de 46.422 processos e correção de 37.774 erros de eventos em seus históricos de tramitação. Também foi iniciado o Projeto SIGMINE, Sistema de Informações Geográficas que acessa a mesma base de dados do Cadastro Mineiro e irá, progressivamente, prover seus usuários dos instrumentos mais modernos para consultas e análises de caráter espacial, relacionando-os aos dados cadastrais dos Títulos Minerários; na ação “Estudos para Fomento da Produção Mineral” – destaca-se que, com a implementação do SisMINE – Sistema de Gestão da Produção Mineral, está sendo desenvolvido projeto para a elaboração de uma nova base de informações enviadas pelas empresas de mineração, por meio do Relatório Anual de Lavra. Desta forma, o Anuário – 2002, ano-base 2001, fonte principal de estatísticas da indústria mineral brasileira, terá nova e moderna formulação.

Mesmo considerando alguns obstáculos de natureza orçamentária e financeira, dificuldades burocráticas e outras relacionadas à escassez de recursos humanos, o Programa “Desenvolvimento da Produção Mineral” continua sendo o principal provedor dos meios para a execução das ações finalísticas do Ministério de Minas e Energia para o setor mineral, constituindo o principal instrumento do Órgão para a execução das ações de política pública para o setor, propostas no Plano Plurianual para o Desenvolvimento do Setor Mineral, cujo horizonte de projeção se estende até o ano de 2010.